

CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

118
CC
KJ
VO

PARA LA EMPRESA: GAS TRANSBOLIVIANO S.A. (GTB)-----

CON DOMICILIO: KM. 7 1/2 CARRETERA ANTIGUA A COCHABAMBA - SANTA CRUZ - SANTA CRUZ-----

DENTRO DEL PROCESO: APROBACIÓN DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES GENERALES DEL SERVICIO PARA EL TRANSPORTE DE GAS EN TRÁNSITO TCGS-GT-GTB. ENTRE YPFB Y GTB -----

NOTIFIQUE CON: RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0082/2025 DE 10 DE FEBRERO DE 2025-----

NOTIFICADO EN: EN LA CIUDAD DE Santa Cruz..... EN FECHA 11.....DE marzo.....DEL AÑO 2025..... A HORAS 09:15.....SIENDO NOTIFICADO CONFORME A PROCEDIMIENTO DE LO QUE CERTIFICO.

DOY FE.

Firma.....*M. Añez*
Nombre.....Maria Claudia Añez J.
C.I.....ABOGADO
GERENCIA LEGAL
Gas TransBoliviano S.A.

H. Senseve
Ing. Henry Hurtado Senseve
ESPECIALISTA EN TRANSPORTE DE
GAS NATURAL
UTGN-DTD
ANH

NOTIFICADOR

OBSERVACIONES...F. V. 24 -----

RECIBI NOTIFICACION Y
A SUJUNTOS ORIGINALES

M. Añez
Maria Claudia Añez J.
ABOGADO
GERENCIA LEGAL
Gas TransBoliviano S.A.
11/03/25



@ANHBolivia @AnhBolivia



RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0082/2025 La Paz, 10 de febrero de 2025

VISTOS:

Las notas GTB/ Cite-669/2024 de 7 de octubre de 2024 y GTB/Cite-840/2024 de 24 de diciembre de 2024, mediante las cuales la empresa GAS TRANSBOLIVIANO S.A. (GTB), solicita a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la aprobación de los Términos y Condiciones Generales del Servicio para el Transporte de Gas en Tránsito TCGS-GT-GTB. en el Sistema de GTB consensuadas entre las empresas YPFB y GTB y subsana las observaciones efectuadas por la ANH, reiterando su solicitud.

Los Informes Técnicos: INF - TEC - DTD - UTGN 0007/2025 de fecha 13 de enero de 2025, de la Dirección de Transporte por Ductos (DTD) dependiente de la Dirección General de Regulación de Producción, Transporte y Unidades de Proceso (DGRPTU); Informe Económico INF-DRE-UPTC 0028/2025 de 15 de enero de 2025, de la Unidad de Precios, Tarifas y Costos dependiente de la Dirección de Regulación Económica (DRE) de la ANH, e Informe Legal UGJN 0141/2025 de fecha 10 de febrero de 2025, de la Unidad de Gestión Jurídica y Normativa Regulatoria (UGJN) dependiente de la Dirección Jurídica (DJ), respecto a la solicitud de GTB.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 365 de la Constitución Política del Estado, señala que: "Una institución autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, bajo la tuición del Ministerio del ramo, será responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización, en el marco de la política estatal de hidrocarburos conforme con la ley."

Que el artículo 14 de la Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, señala que las actividades de transporte, refinación, almacenaje, comercialización, la distribución de Gas Natural por Redes, el suministro y distribución de los productos refinados de petróleo y de plantas de proceso en el mercado interno, son servicios públicos, que deben ser prestados de manera regular y continua para satisfacer las necesidades energéticas de la población y de la industria orientada al desarrollo del país.

Que el artículo 24 de la Ley N° 3058 de 17 de mayo de 2005, señala que la Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) (ahora ANH), es el Ente Regulador de las actividades de transporte, refinación, comercialización de productos derivados y distribución de gas natural por redes. Concordante con las atribuciones otorgadas al Ente Regulador a través del artículo 25 y la Ley 1600.

Que el artículo 91 de la referida Ley, señala que la actividad de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, se rige por el Principio de Libre Acceso en virtud del cual toda persona tiene derecho, sin discriminación de acceder a un ducto.

Que a través de Decreto Supremo N° 29018 de 31 de enero de 2007, se dispuso aprobar el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (RTHD), abrogando y derogando toda disposición contraria al referido Decreto Supremo.

Que el artículo 46 (LIBRE ACCESO) señala: "(...) II. Que el servicio de transporte será prestado en base a Contratos en Firme y contratos Interrumpibles, aprobados por el Ente Regulador.

Que el parágrafo I del artículo 49 del precitado Reglamento, señala que: "El Ente Regulador aprobará los TCGS, modelos Contrato en Firme e Interrumpible y los contratos de Servicio en Firme, así como cualquier cambio propuesto sobre dichos documentos conforme al procedimiento establecido por las Normas de Libre Acceso, requiriendo que exista consistencia entre los mismos".



Que, mediante Resolución Administrativa RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0640/2022 de 20 de octubre de 2022, la ANH aprobó las Normas de Libre Acceso (NLA) y sus Anexos.

CONSIDERANDO:

Que, el Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE), mediante Resolución Ministerial N° 150-2024 de fecha 12 de septiembre de 2024, "Declara de Interés Nacional la Operación de los Ductos, para el transporte de Gas en Tránsito".

Que, la empresa GTB cuenta con la Resolución Administrativa SSDH N 0358/97 de 25 de julio de 1997 otorgada por la entonces Superintendencia de Hidrocarburos actualmente ANH, mediante la cual, otorgó una Concesión Administrativa por el plazo de cuarenta (40) años para la construcción, operación del ducto, estaciones y plantas para el proyecto de gasoducto de exportación entre la planta de gas de la localidad de Rio Grande a la Frontera Boliviano - Brasileña, en las rutas descritas y bajo los aspectos técnicos cursantes en el anexo II.

Que, la ANH mediante Resolución Administrativa RAR-ANH-UGJN-DJ N° 514/2024 de fecha 20 de septiembre de 2024, otorga la Autorización Extraordinaria de Operación para Gas en Tránsito a la empresa GTB, dentro el marco de lo dispuesto en el Decreto Supremo N 5206 de 28 de agosto de 2024 y demás normativa vigente.

Que, mediante nota GTB/ Cite-669/2024 de 7 de octubre de 2024 la empresa GTB, solicita a la ANH la aprobación de los Términos y Condiciones Generales del Servicio para el Transporte de Gas en Tránsito- TCGS-GT-GTB., en el Sistema de GTB consensuadas entre las empresas YPFB y GTB y con nota GTB/Cite-840/2024 de 24 de diciembre de 2024 subsana las observaciones de la ANH y reitera su solicitud de aprobación.

Que, los Informes Técnicos: INF - TEC - DTD - UTGN 0007/2025 de fecha 13 de enero de 2025, de la (DTD) dependiente de la DGRPTU; Informe Económico INF-DRE-UPTC 0028/2025 de 15 de enero de 2025, de la Unidad de Precios, Tarifas y Costos dependiente de la DRE de la ANH, e Informe Legal UGJN 0141/2025 de fecha 10 de febrero de 2025, de la UGJN, dependiente de la DJ, en el área de sus competencias recomiendan aprobar los Términos y Condiciones Generales del Servicio para el Transporte de Gas en Tránsito - TCGS-GT-GTB. en el Sistema de GTB consensuadas entre las empresas YPFB y GTB.

CONSIDERANDO:

Que, el Decreto Supremo N° 4857 de 06 de enero de 2023, en su Disposición Adicional Segunda, determina que: "La ANH es el Ente responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva de hidrocarburos hasta la industrialización, de acuerdo a la Constitución Política del Estado y Leyes vigentes".

POR TANTO:

El Director Ejecutivo a.i. de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, designado mediante Resolución Suprema N° 27240 de 19/11/2020, en uso de las facultades y atribuciones conferidas por la Ley del Sistema de Regulación Sectorial (SIRESE) N° 1600 de 28/10/1994, la Ley N° 3058 de 17/05/2005, el Decreto Supremo N° 29018 de 31/01/2007 que aprueba el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (RTHD), y normativa vigente, a nombre del Estado Boliviano.

RESUELVE:

PRIMERO.- Aprobar los Términos y Condiciones Generales del Servicio para el Transporte de Gas en Tránsito TCGS-GT-GTB. En el Sistema de GTB acordados entre las empresas YPFB y GTB, que en Anexo forma parte de la presente Resolución Administrativa.

SEGUNDO.- La presente Resolución Administrativa entrará en vigencia a partir de su legal notificación.

Vertical column of official stamps and signatures on the left margin, including 'ASESOR TÉCNICO', 'DIRECCIÓN JURÍDICA', 'DIRECCIÓN DE REGULACIÓN Y NORMALIZACIÓN', and 'DIRECCIÓN DE PRECIOS, TARIFAS Y COSTOS'.

Notifíquese por cédula a YPFB y GTB, de conformidad a lo dispuesto por el inciso b) del artículo 13 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial - SIRESE, aprobado por Decreto Supremo N° 27172, de 15 de septiembre de 2003.

Es Conforme:

Signature of Claudia Nancy Montaive Calacouta, DIRECTOR JURIDICO a.i. DJ - DE A.N.H.

Signature of Ing. MSc. Germán Daniel Jiménez Terán, DIRECTOR EJECUTIVO a.i. A.N.H.

ASESOR TÉCNICO a.i. WILLIAMS DERBU LOPEZ LUNA D.E. A.N.H.

DIRECCIÓN DE REGULACIÓN DE PRECIOS Y TARIFAS DE SERVICIOS A.N.H. EDUING E. TORRAZ TAPIA DGRPTU A.N.H.

DIRECCIÓN DE REGISTRO Y CONTROL DE EMPRESAS A.N.H. ELLIOT T. TORRES DRE A.N.H.

DIRECCIÓN DE REGISTRO Y CONTROL DE EMPRESAS A.N.H. JUAN CARLOS URRUTIA DRE A.N.H.

DIRECCIÓN DE PRECIOS, TARIFAS Y COSTOS A.N.H. ANGEL F. LEON QUIROGA UPTC-DRE A.N.H.

DIRECCIÓN DE TRANSPORTE Y LOGÍSTICA A.N.H. FERNANDO G. PORTO DDT-DRE A.N.H.

DIRECCIÓN DE TRANSPORTE POR DUCTOS A.N.H. VLADIMIR CALDIN BARRILLO UTGN-DT A.N.H.

@ANHBolivia @AnhBolivia

RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA RAR-ANH-DJ-LIG-IN N° 0082/2025

La Paz: Av. 20 de Octubre N° 2685, esq. Campos • Tel.: Piloto: (591-2) 2 614000 • Fax: (591-2) 2 434007 • Casilla: 12953 • e-mail: info@anh.gob.bo
Santa Cruz: Av. San Martín N° 1700, entre 3er y 4to anillo, Edf. Centro Empresarial Equipetrol • Tel.: (591-3) 3 459124 - 3 459125 • Fax: (591-3) 3 4559131
Cochabamba: Calle Baldovinos N° 663, entre calles Chuquisaca y La Paz • Tel.: (591-4) 4 010271 - 4 010272 - 4 010273 - 4 010274 - 4 010275 - 4 010276
Oruro: Calle Ismael Vásquez, entre calle Colombia y calle 1° de Mayo, Urbanización Villa Chiripujio, Zona Sud Oeste • Tel.: (591-2) 5 117702
Tarija: Intersección de calle Virginio Lema N° 787 y calle Ejército N° 389 • Tel.: (591-4) 6 649966 - 6 668627 • Fax: (591-4) 6 113719
Sucre: Calle Loa N° 1013, entre calles La Paz y Cap. Echeverría • Tel.: (591-4) 6 431800 • Fax: (591-4) 6 435344
Pando: Predio 19, Manzano 500, Distrito 04, Zona Urbanización "Las Palmas"
Potosí: Calle Uruguay #4, Zona Satélite • Tel.: (591-2) 6 229930
Beni: Urbanización El Chaparral, Mz. H. Lt. N° 9
www.anh.gob.bo

DIRECCIÓN JURÍDICA A.N.H. ALBERTO RÍOS RIVERA IGUEZ IGN-DJ A.N.H.

DIRECCIÓN JURÍDICA Y NORMATIVA A.N.H. ERICK G. PORTO RIVERA IGN-DJ A.N.H.

ANEXO A LA RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA RAR-ANH-DJ-UGJN N° 0082/2025 de 10 de febrero 2025, que aprueba los Términos y Condiciones Generales del Servicio para el Transporte de Gas en Tránsito TCGS-GT-GTB. En el Sistema de GTB acordados entre las empresas YPFB y GTB.

Términos y Condiciones Generales para el Servicio de Transporte de Gas Natural en Tránsito del Sistema Gas Transboliviano S.A.

	Página
A. DEFINICIONES.....	2
B. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD-ENTREGAS DENTRO Y FUERA DEL SISTEMA.....	11
C. DESBALANCES.....	15
D. PRESIÓN.....	19
E. MEDICIÓN	20
F. INSTALACIONES Y OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN	22
G. CUSTODIA Y CONTROL DEL GAS	25
H. IMPOSIBILIDAD SOBREVENIDA.....	26
I. ESTIPULACIONES DE PROCEDIMIENTO OPERATIVO	28
J. NOMINACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE CAPACIDAD.....	29
K. PRIORIDADES DE PROGRAMACIÓN, RESTRICCIÓN Y REDUCCIÓN DE CAPACIDAD	31
L. [Este Inciso se mantiene sólo para propósitos de estructura del Documento y no contiene estipulación alguna].....	31
M. SOLVENCIA CREDITICIA	31
N. FACTURACIÓN Y PAGO	32
O. GAS DE USO DE SISTEMA.....	34
P. SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS	35
Q. TARIFAS POR LOS SERVICIOS.....	36
R. LEY APLICABLE.....	36
S. CESIÓN DE CONTRATOS.....	36
T. REQUISITOS DE INFORMACIÓN OPERATIVA.....	37
ANEXO A.....	38
PROCEDIMIENTO DE CONVERSIONES (Relación entre volumen y energía).....	38
ANEXO B.....	39
ANEXO C.....	40
ESPECIFICACIONES DE CALIDAD GAS NATURAL	40



A. DEFINICIONES

Las siguientes definiciones tienen el mismo significado en plural o singular y serán aplicadas en el Contrato, así como en cualquier acuerdo complementario y en todos los avisos y comunicaciones realizados con referencia a los mismos.

- A.1. "Acuerdo de Interconexión" es el acuerdo suscrito entre el Concesionario para cada Punto de Recepción y Punto de Entrega donde se realiza la Transferencia de Control, Custodia y Responsabilidad conforme lo establecido en el Anexo III del Contrato. El Acuerdo de Interconexión, será de conocimiento del Ente Regulador y del Cargador.
- A.2. "Acuerdo de Interconexión del Gas en Tránsito" es el documento que se suscribe entre el Concesionario y el Agente Internacional o Agente, que es propietario u operador de las instalaciones que son utilizadas para entregar o para recibir el Gas, según corresponda, mediante el cual se identifica la propiedad de los activos de las Partes, sus responsabilidades y procedimientos operativos, como resultado de la interconexión. El Acuerdo de Interconexión del Gas en Tránsito será de conocimiento del Ente Regulador.
- A.3. "Agente" es un tercero ajeno al Contrato debidamente autorizado, en forma escrita por él Cargador, para ejecutar determinadas partes del Contrato principalmente para que entregue Gas en Tránsito al Concesionario sin que ello implique que el Cargador queda liberado de sus obligaciones.
- A.4. "Agente Internacional" es un tercero ajeno al Contrato debidamente autorizado, en forma escrita por el Cargador, para ejecutar determinadas partes del Contrato, principalmente para que reciba en el Punto de Entrega del Concesionario el Gas en Tránsito, sin que ello implique que el Cargador queda liberado de sus obligaciones..
- A.5. "Balance del Sistema de Transporte" o "Balance" es la sumatoria de todas las Cantidades de Gas recibidas en el Sistema menos la sumatoria de todas las Cantidades de Gas entregadas por el Sistema, menos el Gas de Uso de Sistema, menos las Cantidades de Gas venteadas, más/menos variaciones de stock y más/menos las diferencias de medición.
- A.6. "BTU" es la sigla en Inglés de British Thermal Unit que traducido al idioma Español significa Unidad Térmica Británica. Consiste en la cantidad de calor requerida para elevar la temperatura de una libra (avoirdupois) (1 lb.) de agua pura desde cincuenta y ocho coma cinco (58,5°F) grados Fahrenheit hasta cincuenta y nueve coma cinco (59,5°F) grados Fahrenheit a una presión absoluta de catorce coma seiscientos noventa y seis libras por pulgada cuadrada (14,696 psia). Un millón de Unidades Térmicas Británicas (1.000.000 de BTU) se expresa MMBTU.



- A.7. "Caloría" (cal) es la cantidad de calor necesaria para elevar en un grado Celsius (1°C) la temperatura de un gramo de agua que se encuentra a quince grados Celsius (15°C) a la presión de 1.01325 Bar (101.325 kilopascales). Kilo Caloría (Kcal) se refiere a un mil unidades de Calorías.
- A.8. "Cantidad" significa el Gas medido en metros cúbicos o pies cúbicos o Millones de BTU.
- A.9. "Cantidad Máxima Diaria" o "MDQ" es la Cantidad máxima de Gas que el Cargador tiene derecho a recibir en un Punto de Entrega, en cualquier Día, de acuerdo con el Contrato. La MDQ deberá ser establecida en el Contrato.
- A.10. "Cantidad Máxima Diaria de Transporte" o "MAXDTQ" es la Cantidad máxima de Gas que el Cargador tiene derecho a recibir en el Punto de Entrega, en cualquier Día, de acuerdo con el Contrato. La MAXDTQ deberá ser establecida en el Contrato.
- A.11. "Cantidad Nominada de Gas en Tránsito" Es la Cantidad de Gas que el Cargador nombra al Concesionario, para la recepción de Gas en Tránsito en el Punto de Recepción y la Cantidad de Gas en Tránsito para la entrega en el Punto de Entrega en el marco del Procedimiento de Nominación y Programación.
- A.12. "Cantidad Programada de Gas en Tránsito" Es la Cantidad de Gas que el Concesionario programa al Cargador de Gas en Tránsito, para la recepción de Gas en el Punto de Recepción (incluyendo el Gas de Uso de Sistema) y la Cantidad de Gas para la entrega en el Punto de Entrega de Gas en Tránsito en el marco del Procedimiento de Nominación y Programación.
- A.13. "Capacidad del Sistema" significa, para cualquier Día, la capacidad de recepción, transporte y despacho físicamente disponible en el Sistema del Transportador para dicho Día.
- A.14. "Cargador" es Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) que contrata el servicio de transporte de Hidrocarburos por Ductos al Concesionario.
- A.15. "Cargo por Capacidad" es el componente de la Tarifa Binomial, aprobada por el Ente Regulador, que es utilizada para determinar el monto por pagar por las Cantidades contratadas, asociadas a la capacidad reservada por el Cargador en Firme. Se expresa en USD/MPC o USD/MMBTU.
- A.16. "Cargo Variable" es el componente de la Tarifa Binomial, aprobada por el Ente Regulador, que está asociado con los volúmenes efectivamente entregados, de acuerdo a Contratos de Servicio Firme. Se expresa en USD/MPC o USD/MMBTU.

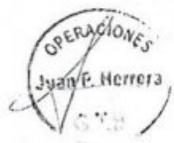


- A.17. "Catálogo de Puntos" es el documento que contiene información sobre Puntos de Recepción de Gas en Tránsito y Entrega de Gas en Tránsito, descritos por nombre y número de referencia (POI), ubicación exacta y máxima presión operativa (MOP) del Sistema en cada punto. Este documento será emitido por el Concesionario que compone el Sistema, que se interconecta a un Punto de Recepción de Gas en Tránsito y Punto de Entrega de Gas en Tránsito y será aprobado por el Ente Regulador, pudiendo ser actualizado y modificado por el Concesionario en caso de ser necesario, para su posterior aprobación del Ente Regulador.
- A.18. "Concesionario" es la empresa Gas TransBoliviano S.A., que cuenta con la Autorización Extraordinaria de Operación de Ducto para el Transporte de Gas en Tránsito, otorgada por el Ente Regulador.
- A.19. "Condiciones Base 1" se entienden como tales a la temperatura de quince coma cincuenta y seis grados Celsius (15,56°C), medida con un termómetro de mercurio a la presión absoluta base. La presión base será de ciento uno coma trescientos veinticinco kilopascales (101,325 Kp) o setecientos sesenta milímetros (760mm) de columna de mercurio, medida con barómetro tipo Fortín y corregida a cero grados Celsius (0°C) con el valor de aceleración de la gravedad normal, cuya equivalencia en el Sistema Inglés es sesenta grados Fahrenheit (60°F) y catorce libras con seiscientos noventa y seis milésimos por pulgada cuadrada (14,696 psia), respectivamente.
- A.20. "Condiciones Base 2" constituyen la temperatura de veinte grados Celsius (20°C), medida con un termómetro de mercurio a la presión absoluta base. La presión base será de ciento uno coma trescientos veinticinco kilopascales (101,325 Kp) o setecientos sesenta milímetros (760mm) de columna de mercurio, medida con barómetro tipo Fortín y corregida a cero grados Celsius (0°C) con el valor de aceleración de la gravedad normal, cuya equivalencia en el Sistema Inglés es sesenta y ocho grados Fahrenheit (68°F) y catorce libras con seiscientos noventa y seis milésimos por pulgada cuadrada (14,696 psia), respectivamente.
- A.21. "Confirmación del Agente Internacional" son Cantidades confirmadas con el Agente Internacional y nominadas por el Cargador. Significará el acto del Agente Internacional por el cual verifica la capacidad de transportar los volúmenes nominados por el Cargador en su sistema, esta servirá sólo como referencia para las Programaciones realizadas por el Concesionario.
- A.22. "Contrato" es el Contrato de Servicio Firme y/o Interrumpible para el transporte de Gas Natural, suscrito entre el Concesionario y el Cargador para realizar el transporte de hidrocarburos por ductos de Gas en Tránsito.
- A.23. "Desbalance" es la sumatoria de todas las Cantidades de Gas recibidas del Cargador o su Agente en el Sistema, menos la sumatoria de todas las Cantidades de Gas entregadas por el Sistema al Cargador o su Agente

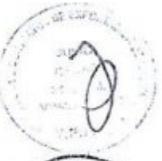


Internacional, menos el Gas Combustible, menos los venteos, DNM si aplica, más/menos las variaciones de Stock.

- A.24. "Día Operativo" o "Día" es un período de 24 horas consecutivas comenzando a las 6:00 a.m., hora del Estado Plurinacional de Bolivia.
- A.25. "Días Hábiles" son los días lunes, martes, miércoles, jueves y viernes, excepto los declarados feriados por Ley Aplicable.
- A.26. "Diferencia" significa la controversia, disputa, o reclamo emergente de la ejecución o interpretación de lo establecido en el presente Documento o del Contrato.
- A.27. "Diferencia Normal de Medición" o "Gas No Contabilizado" Significará la Cantidad de Gas que no pueda ser medida y por lo tanto deba ser calculada, de acuerdo con lo definido en la Sección C.
- A.28. "Dólar" es la moneda de curso legal de los Estados Unidos de Norteamérica.
- A.29. "ENARSA" o "Agente Internacional" es la empresa transportadora de Argentina, que pone el Gas a disposición en Punto de Recepción del Concesionario YPFB Transporte S.A..
- A.30. "Ente Regulador" es la Agencia Nacional de Hidrocarburos o la institución que la sustituya.
- A.31. "Especificaciones de Calidad" son los valores máximos y mínimos definidos para los componentes presentes en el Gas que aseguran la calidad de las Cantidades a recibir para su transporte en el Sistema, establecidas en la Sección B del presente Documento.
- A.32. "Estándares Operativos Apropriados" significa los métodos, estándares y prácticas operativas (incluyendo, entre otros, estándares y prácticas de mantenimiento, de seguridad operativa y ambientales, e incluyendo, entre otros, el Reglamento para el Diseño, Construcción, Operación, y Abandono de Ductos en Bolivia aprobada mediante Decreto Supremo N° 24721 de 23 de julio de 1997, incluyendo sus modificaciones aprobadas en cualquier momento y el "American Society of Mechanical Engineers Code for Pressure Piping B31,8") cuya aplicación se espera de todo operador prudente en la industria de transporte de gas natural por ductos, si dicho operador fuese requerido para operar un gasoducto de gas natural similar al del Concesionario.
- A.33. "Gas" o "Gas Natural" son hidrocarburos con predominio de metano que, en condiciones normalizadas de temperatura y presión, se presentan en la naturaleza estado gaseoso.



- A.34. "Gas de Uso de Sistema" es el Gas utilizado para el transporte de Gas en el Sistema del Concesionario, desde el Punto de Recepción hasta el Punto de Entrega; comprende las Cantidades de Gas en Especificaciones de Calidad puestas a disposición del Concesionario por el Cargador o su Agente Internacional, para su uso como combustible de las compresoras y para otros propósitos relacionados con los Servicios de transporte de Gas a través del Sistema (incluyendo volúmenes resultantes de Diferencia Normal de Medición, según corresponda, en conformidad al capítulo correspondiente de los TCGS-GT).
- A.35. "Gas Entregado" es el Gas medido en el Punto de Entrega.
- A.36. "Gas en Tránsito" Es el Gas Natural que proviene de terceros países que atraviesa el Sistema, con destino al mercado internacional. Las Tarifas aplicables serán las determinadas y aprobadas por el Ente Regulador.
- A.37. "Gas Recibido" es el Gas medido en el Punto de Recepción.
- A.38. "GOB" es la empresa GasOriente Boliviano Ltda.
- A.39. "GOM" o "Agente Internacional" es la empresa GasOccidente do Mato Grosso Ltda.
- A.40. " Imposibilidad Sobrevenida" son fuerzas de la naturaleza y/o acciones u omisiones del hombre que no puedan prevenirse, o que previstas no puedan ser evitadas que hagan imposible o impracticable a cualquiera de las Partes cumplir sus obligaciones contractuales, siempre y cuando dichas acciones u omisiones no sean causadas por negligencia de quien la invoca o por incumplimiento de sus obligaciones. Esta definición incluye también las roturas y/o fallas graves e intempestivas de instalaciones y equipos pertenecientes al Cargador o al Concesionario, mantenimientos de emergencia necesarios para garantizar la integridad de las operaciones, y a la acción de un tercero al que razonablemente no se puede resistir, incluyendo en este caso huelgas, conmoción civil u otros de carácter general que tengan directa incidencia en el cumplimiento de las obligaciones de un Contrato. Asimismo, esta definición incluye la decisión o falta de acción de carácter general, de una autoridad competente, que haga imposible o impracticable el cumplimiento total o parcial del Contrato para cualquiera de las Partes. Asimismo, esta definición incluye la promulgación de cualquier norma, por parte del gobierno de la República Argentina, República Federativa del Brasil o del Estado Plurinacional de Bolivia, que haga imposible o impracticable llevar a cabo las obligaciones de cualquiera de las Partes bajo el Contrato. Tampoco será considerado como un evento de Imposibilidad Sobrevenida los cambios adversos a las condiciones de mercado. La Imposibilidad Sobrevenida no alcanza las obligaciones de pago por el Servicio establecidas en el Contrato. El Concesionario no podrá invocar la Imposibilidad Sobrevenida como eximente de su responsabilidad de



- A.51. "Negociación" significa el proceso de consulta, discusión o negociación entre las Partes, dentro del marco de la Sección Q. Solución de Controversias.
- A.52. "Nominación" significará el requerimiento formal emitido por el Cargador al Concesionario, para las Cantidades de Gas a ser recibidas en el Punto de Recepción y entregadas en el Punto de Entrega de Gas en Tránsito (de acuerdo a los Contratos suscritos entre las Partes) en el marco del Procedimiento de Nominación y Programación.
- A.53. "Notificación Fehaciente" significa cualquier notificación cursada entre las Partes, emitida por personas debidamente autorizadas y dirigida a los domicilios constituidos en el Contrato, cuyo contenido y recepción puedan ser probados en forma concluyente, como ser, una notificación judicial o extrajudicial, correo electrónico o una carta en documento físico.
- A.54. "Parte" o "Partes" son el Concesionario y el Cargador, que intervienen en el Contrato..
- A.55. "Peligro Operativo" es cualquier situación que, a criterio del Concesionario, impida al Concesionario operar de una manera segura y eficiente, consistente con las leyes, reglamentos y de acuerdo a los Estándares Operativos Apropriados de la industria, o cualquier situación que le impida mantener la integridad de la operación del Concesionario. El Peligro Operativo no podrá superar las 72 horas, caso contrario se considerará como Imposibilidad Sobrevenida.
- A.56. "Persona de Contacto" es la persona designada por una de las Partes o por un Agente, que en nombre y representación de la Parte o del Agente que la designe, esté disponible y habilitada para recibir comunicaciones. Cada Parte o Agente deberá definir un número de Personas de Contacto y proporcionar a la otra Parte o Agente, suficiente información para comunicarse con dicha Persona de Contacto.
- A.57. "Pie Cúbico de Gas" es la Cantidad de Gas que ocupa un volumen de un Pie Cúbico en Condiciones Base 1 o Condiciones Base 2 dependiendo del Concesionario que se trate.
- A.58. "Plan de Contingencia" es el programa de actividades preparado por el Concesionario para minimizar los inconvenientes emergentes de un Peligro Operativo o de una Imposibilidad Sobrevenida, de acuerdo a lo establecido en este Documento y el Reglamento. Este Plan de Contingencia deberá ser comunicado al Cargador y al Ente Regulador.
- A.59. "Poder Calorífico Superior Base Húmeda" o "Poder Calorífico" es el poder calorífico del Gas representado por la cantidad de calor por unidad de volumen, medido de Condiciones Base 1 o Condiciones Base 2 dependiendo



el Concesionario del que se trate, producida por la combustión, a presión constante, de una masa de Gas saturado de vapor de agua, con condensación del vapor de agua de combustión. La unidad de medida es el BTU por PC. Para fines del Contrato, la determinación del Poder Calorífico Superior base saturada, será calculada de acuerdo con la composición del Gas, determinada cromatográficamente de conformidad con la Sección E de los TCGS-GT.

- A.60. "POI" es la sigla en inglés de "Point of Interest" y significa el o los Puntos de Recepción o Puntos de Entrega, donde se realiza la transferencia de control, custodia y responsabilidad del Gas entre Concesionarios o con un Agente o Agente Internacional según corresponda, cada uno de los cuales está incluido en el Catálogo de Puntos.
- A.61. "Procedimiento de Conversiones" es el Anexo A del presente Documento.
- A.62. "Procedimiento de Nominación y Programación" consiste en el acuerdo suscrito entre el Concesionario, el Cargador y/o Agente Internacional de ser necesario.
- A.63. "Programación" significará el acto del Concesionario por el cual confirma la reserva de capacidad para el transporte de Cantidades de Gas en Tránsito a favor del Cargador de Gas en Tránsito basado en su Nominación, en el marco del Procedimiento de Nominación y Programación.
- A.64. "Protocolo de Medición" se refiere al documento suscrito entre el Concesionario y el Cargador, para establecer los procedimientos operacionales relacionados con los Sistemas de Medición, que permitan consolidar las Cantidades en los Puntos de Transferencia de Gas en el Punto de Recepción y Punto de Entrega entre el Concesionario y el Cargador.
- A.65. "Punto de Entrega" es el Punto de Interconexión entre las instalaciones de entrega del Concesionario y el sistema de transporte de un tercer país, que se encuentra establecido en el Catálogo de Puntos, donde se entregan y miden las Cantidades de Gas Natural en Tránsito del Concesionario al Cargador o a su Agente Internacional.
- A.66. "Punto de Recepción" es el Punto de Interconexión entre las instalaciones de entrega de Gas Natural utilizadas por el Cargador o su Agente y el ducto del Concesionario, donde se reciben y miden las Cantidades de Gas Natural en Tránsito del Cargador o su Agente al Concesionario.
- A.67. "Reglamento" es el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos vigente, sus anexos y modificaciones, aprobado por Decreto Supremo N° 29018 de 31-01-2007 o norma que la sustituya.



- A.68. "Rehusar" es el acto de rechazar o no aceptar al Cargador o a su Agente, la recepción de un producto que no cumple las especificaciones técnicas de calidad, en el marco de lo establecido en la Sección B.
- A.69. "Servicio" o "Servicio de Transporte/Compresión de Gas en Tránsito" es el servicio prestado por el Concesionario al Cargador del Gas en Tránsito, bien sea bajo la modalidad de Servicio Firme o Servicio Interrumpible, sujeto a TCGS-GT y al Contrato.
- A.70. "Servicio Firme" es el que presta el Concesionario al Cargador, mediante el cual este último obtiene el derecho prioritario de un flujo diario de hidrocarburos sin interrupción hasta el volumen contratado, sujeto a los TCGS - GT y al Contrato. El Servicio Firme no será interrumpido salvo circunstancias de un evento de Imposibilidad Sobrevenida, mantenimiento programado o Peligro Operativo.
- A.71. "Servicio Interrumpible" es el que presta el Concesionario al Cargador, con la condición de que el mismo pueda ser interrumpido sujeto a los TCGS-GT y al Contrato.
- A.72. "Sistema Brasil" consiste en las instalaciones operadas y de propiedad de TBG o de GasOccidente do Mato Grosso, Brasil, si corresponde.
- A.73. "Sistema de Medición" es el conjunto de equipos e instrumentos instalados en un Punto de Recepción o en un Punto de Entrega de Gas en Tránsito cuyo objetivo fundamental es determinar en forma instantánea y de un período determinado, la Cantidad y cuando corresponda, la composición del Gas que fluye por dicho punto.
- A.74. "Sistema de Transporte" o "Sistema", es el gasoducto y otros equipos complementarios que forman parte de una concesión de transporte de Gas por ductos, otorgada al Concesionario, utilizados para prestar el Servicio de Transporte de Gas en Tránsito.
- A.75. "Tarifa" es el cargo aprobado por el Ente Regulador por los servicios prestados por cada Concesionario al Cargador bajo el Contrato por Servicio Firme o Servicio Interrumpible según corresponda. La Tarifa máxima puede ser modificada de acuerdo a Ley y a los reglamentos aplicables y tendrá vigencia al ser aprobada por el Ente Regulador.
- A.76. "TBG" o "Agente Internacional" es la empresa Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil S.A.
- A.77. "TCGS-GT" o "Documento" significa estos Términos y Condiciones Generales para el Servicio de Transporte de Gas Natural en Tránsito en el Sistema, con todos sus anexos y adendas, debidamente aprobados por el Ente Regulador, y que forman parte integrante del Contrato.



- A.78. "Variación Diaria" significa (i) la diferencia entre las Cantidades programadas en el Punto de Recepción, descontando el Gas de Uso de Sistema, (según sean ajustadas de conformidad con el proceso de nominaciones intradiarias) y las Cantidades inyectadas por el Cargador en el Punto de Recepción durante cada Día Operativo, y (ii) la diferencia entre las Cantidades programadas (según sean ajustadas de conformidad con el proceso de nominaciones intradiarias), en el Punto de Entrega y las Cantidades efectivamente tomadas por el Cargador, en el Punto de Entrega durante cada Día Operativo.
- A.79. "Variaciones de Stock" Es la variación de los volúmenes de inventario en línea que considera el Line Pack inicial, en un determinado periodo, ya sean positivas o negativas.
- A.80. "Venteos" o "Venteos Planificados" son las operaciones programadas durante las cuales se liberan determinadas Cantidades de Gas hacia la atmósfera.

B. ESPECIFICACIONES DE CALIDAD-ENTREGAS DENTRO Y FUERA DEL SISTEMA

- B.1. El Cargador del Gas en Tránsito o su Agente garantiza que todo el Gas entregado por su cuenta para ser recibido en el Sistema del Concesionario cumple con las siguientes Especificaciones de Calidad (Anexo C):

B.1.1. Tener un Poder Calorífico Superior Saturado en Condiciones Base 1 de como mínimo 970 BTU/PC equivalentes a 8632 Kcal/mc, sujeto a la relación de conversiones establecidas en el Procedimiento de Conversiones (ver Anexo A).

B.1.2. Tener una gravedad específica no inferior 0,58 y no mayor a 0,69.

B.1.3. Tener un contenido molar de nitrógeno (N₂) que no exceda del dos por ciento (2,0%).

B.1.4. Tener un contenido molar de sustancias inertes (dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂) y gases inertes) que no excedan del tres y medio por ciento (3,5%).

- B.2. El Gas en Tránsito deberá ser entregado por el Cargador o su Agente en el Punto de Recepción, con una composición que garantice que no ocurrirá la condensación de hidrocarburos en las condiciones de operación del Sistema, debiendo cumplir necesariamente las dos condiciones siguientes: i) Tener un punto de rocío de hidrocarburos máximo (temperatura mínima encima de la cual, independientemente de la presión, no habrá presencia de hidrocarburos en fase líquida en el Gas recibido en el Día), determinado dentro del rango



de presiones de operación del gasoducto que sea 5° C (cinco grados centígrados) inferior a la temperatura operacional del Gas medido en el gasoducto; ii) Tener un punto de rocío de hidrocarburos no superior a cero grados centígrados (0°C) a la presión manométrica de 45 kgf/cm².

Además de cumplir las especificaciones mencionadas anteriormente, en cuanto a los límites de concentración de sustancias contaminantes e impurezas, el Gas deberá:

B.2.1. Contener no más de 95 miligramos de vapor de agua por m³ de Gas.

B.2.2. Contener no más de 5 miligramos de ácido sulfhídrico (H₂S) por m³ de Gas.

B.2.3. Contener no más de 15 miligramos de mercaptanos por m³ de Gas.

B.2.4. No contener azufre total en cantidades superiores a 50 miligramos por m³ de Gas.

B.2.5. Contener no más del 0,2% molar de oxígeno (O₂).

B.2.6. Contener no más del 2% molar de dióxido de carbono (CO₂).

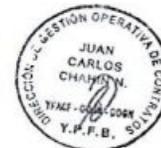
B.2.7. Contener no más de 0,6 microgramos de mercurio (Hg) por m³ de Gas.

B.2.8. Estar exento de agua en forma líquida, libre de olores objetables, polvo o cualquier otro material sólido o líquido, ceras, aceites, adherentes, gomas o elementos que formen goma que puedan perjudicar su comercialización o causar daño o interferencia en la operación adecuada del Sistema, medidores o cualquier otra instalación, por la cual el Gas fluye en su transporte.

B.2.9. Estar exento de hidrocarburos aromáticos, condensados, glicoles, metanol o cualquier otra sustancia utilizada en el procesamiento del Gas.

B.3. Especificaciones para pruebas: La verificación de los valores de las características del Gas especificados en los párrafos anteriores será efectuada mediante la utilización de método de análisis y los estándares utilizados serán los más recientes disponibles en sus versiones aprobadas y aceptadas por la industria. Se llevará a cabo la siguiente comprobación de calidad:

B.3.1. Punto de rocío de hidrocarburos – basada en un análisis diario y de conformidad con la ecuación de estado Peng Robinson u otra que sea acordada por las Partes, para la presión de operación del Sistema de



Transporte en el Punto de Recepción para una presión manométrica de 45 kgf/cm², de conformidad con la norma ASTM D-1142.

B.3.2. Poder calorífico – calculado en forma continua, de conformidad con la norma ASTM D-3588 o ISO 6976;

B.3.3. Gravedad específica – calculado en forma continua, de conformidad con la norma ASTM D-3588 o ISO 6976;

B.3.4. Contenido de vapor de agua – un análisis por Día de conformidad con la Norma ASTM D-5454 o ASTM D-1142;

B.3.5. Ácido sulfhídrico (H₂S) – por analizador continuo o, en caso de falla del equipo, un análisis por Día según el estándar ASTM E-169 o ADTM D 5504. En caso de falla del equipo, un análisis por Día con un equipo alternativo y aprobado entre partes;

B.3.6. Mercaptanos (sulfuro de metilo y sulfuro de carbonilo) - por analizador continuo o, en caso de falla del equipo, un análisis por Día según el estándar ASTM E-169 o ASTM D 5504. En caso de falla del equipo, un análisis por Día con un equipo alternativo y aprobado entre partes;

B.3.7. Azufre total – Obtenido por la suma estequiométrica de los sulfuros determinados en los incisos B.3.5 y B.3.6;

B.3.8. Dióxido de carbono, nitrógeno y otros inertes – control de la composición del Gas por análisis cromatográfico, conforme a la Norma ASTM D-1945; y

B.3.9. Mercurio – control en aquellos intervalos que acuerden las Partes y conforme a la Normas ASTM D-6350 o ISO 6978.

B.4. Cuando ocurra alguna modificación en la calidad o métodos de análisis del Contrato de Servicio de Agregación y Transporte Internacional, las Partes podrán proponer para la aprobación de la ANH, las Especificaciones de Calidad para tomar en cuenta tal modificación de las Especificaciones de Calidad del Contrato. Se propondrán las modificaciones siempre y cuando las especificaciones modificadas no representen amenazas de daño al Sistema que puedan causar dificultades al servicio de transporte. Se dispone, sin embargo, que el Concesionario conserva su derecho a rehusar el Gas, como se describe en la Sección B de los TCGS-GT.

B.5. El Cargador o su Agente o su Agente Internacional, son responsables ante el Concesionario de asegurar que las Especificaciones de Calidad establecidas en la subsección B.1, B.2 y B.3 de estos TCGS-GT, sean cumplidas antes de permitir que el Gas entre al Sistema, así como por cualquier daño ocasionado al Concesionario y a otros Cargadores y



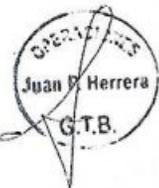
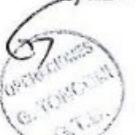
operadores en el Sistema, resultante del incumplimiento de tales Especificaciones de Calidad. Se dispone, sin embargo, que nada en este párrafo le prohibirá al Cargador reclamar tales daños, ya sea parcial o totalmente, si fueron causados porque el Concesionario no hubiese tomado acciones de conformidad a las prácticas normales y usualmente aceptadas en la industria internacional del transporte de Gas, para mitigar los daños causados por el Cargador o su Agente debido a la entrada de Gas que no cumple con las Especificaciones de Calidad establecidas en la subsección B.1, B.2 y B.3 de este Documento.

- B.6. En el caso que se entregue al Concesionario, Gas que no reúna las Especificaciones de Calidad aquí estipuladas, el Cargador notificará de inmediato al Concesionario para que se tomen las medidas apropiadas.
- B.7. El Concesionario podrá Rehusar la recepción de Gas que no cumpla con las Especificaciones de Calidad establecidas en la subsección B.1, B.2, B.3 precedentes. Sin perjuicio de lo señalado, el Concesionario no podrá tomar acciones sin previo aviso al Cargador, si tal Gas no representa una amenaza concreta e inmediata a la integridad del Sistema, servicio u operación, o es peligroso para la salud o el medio ambiente.

El Concesionario en coordinación con el Cargador establecerá un plazo y las acciones correspondientes, asimismo, se acordarán las medidas a seguir en caso de que cumplido el plazo no se hubiese corregido la desviación de calidad, entre las cuales se considerará el evitar el ingreso de los volúmenes fuera de especificación.

Esta acción deberá ser coordinada con el Cargador antes de su aplicación, para lo cual, deberá ser informada por el Concesionario mediante cualquiera de los canales de comunicación estipulados en el Contrato, sin que esto signifique que el Concesionario renuncie al cobro de las Tarifas estipuladas en el Contrato por las Cantidades puestas a disposición en el Punto de Entrega con condiciones diferentes a las establecidas en el Contrato y cobros adicionales por gastos que el Concesionario incurra como consecuencia en su operación, hasta la corrección de las especificaciones y condiciones por parte del Cargador o su Agente, si corresponde.

- B.8. El Gas puesto a disposición en el Punto de Recepción del Sistema puede ser mezclado con otro Gas en su recorrido por el Sistema.
- B.9. El Concesionario podrá someter o permitir que se someta el Gas recibido en su Sistema, a compresión y/u otros procesos operativos necesarios para el transporte, sin que dichas operaciones afecten negativamente su capacidad de cumplir en el Punto de Entrega con las Especificaciones de Calidad.



correspondiente, el Concesionario realizará esfuerzos razonables para reducir y/o restringir el flujo excedente mediante la operación de válvulas de control de flujo en el Punto de Recepción o Punto de Entrega, si existieran, considerando la aplicación del Acuerdo de Interconexión y dará aviso al Cargador a la brevedad posible informando la desviación.

C.1.4 Las Partes resolverán operativamente los Desbalances Diarios y Mensuales, (Positivos o Negativos, incluyendo Venteos si corresponde) que surjan, mediante el proceso de nominación - programación en los plazos más cortos posibles dentro de los márgenes operacionales.

C.1.5 Las Partes deberán resolver comercialmente los Desbalances (Positivos o Negativos) a la conclusión del Contrato.

C.2. Variación Diaria

C.2.1 La Variación Diaria debe ser expresada en términos absolutos, sin considerar que dicha diferencia es positiva o negativa.

C.2.2 El Concesionario comunicará al Cargador, respecto a la probabilidad de una Variación Diaria en el Punto de Recepción o Punto de Entrega.

C.2.2.1 El porcentaje máximo de Variación Diaria (Porcentaje de Tolerancia) podrá ser hasta de tres por ciento (3%) del volumen programado, en función a las condiciones normales de operación del Sistema, en caso de comprometer las condiciones normales de operación del Sistema, se procederá a un Cambio Intradía de acuerdo a la Sección J.

C.2.3 El Cargador deberá hacer sus mejores esfuerzos para solucionar el origen de la Variación Diaria en el Sistema que se hubiese podido generar, durante el Mes Operativo, según sea calculado en conformidad con esta Sección.

C.2.4 El cálculo por Variación Diaria será aplicado, utilizando la Medición Oficial en el Punto de Recepción o Entrega que genere dicha variación.

C.3. Desbalances del Cargador

C.3.1 Todos los Desbalances del Cargador deberán ser calculados como volúmenes netos a condiciones estándar luego de deducir el Gas de Uso de Sistema. Para calcular la totalidad de los Desbalances generados en el Mes Operativo, el Concesionario determinará los



Desbalances del Cargador como la diferencia entre las Cantidades reales de Gas recibidas por el Sistema contra las Cantidades reales de Gas entregadas por el Sistema, ajustadas con el Gas de Uso de Sistema.

- C.3.2 El Concesionario deberá realizar esfuerzos razonables para evitar el Desbalance diario en el Sistema, solicitando el Cambio Intradiario de la Programación al Cargador, en función a la capacidad disponible de transporte e incluyendo el movimiento de stock cuando corresponda.

C.4. Resolución de Desbalances

- C.4.1 El Cargador será responsable por la resolución de Desbalances de acuerdo con los términos y metodología que se establecen en esta Sección C.

- C.4.2 El Concesionario calculará los Desbalances y determinará la "Restitución Diaria Prorrateada por Desbalance", que se calculará dividiendo las Cantidades acumuladas entre el número de días del Mes de Solución, denominándose a cada uno de dichos días un "Día de Restitución".

- C.4.3 El Concesionario suministrará dicha información al Cargador, dentro de los quince (15) primeros Días Hábiles del Mes de Solución. El Desbalance deberá haber quedado solucionado al final del Mes de Solución.

- C.4.4 A menos que el Concesionario y el Cargador acuerden algo distinto, el Desbalance será solucionado de la siguiente manera:

Si el Cargador adeudase al Sistema un Desbalance, el Cargador deberá nominar y de acuerdo a la programación, entregar al Concesionario, por cada Día de Restitución, una Cantidad de Gas igual a la Restitución Diaria Prorrateada por Desbalance. La referida Restitución Diaria Prorrateada se tomará como el primer Gas entregado en el medidor por los Días de Restitución. Si el Sistema adeudase un Desbalance al Cargador, se tomará como que el Cargador ha entregado al Concesionario, durante los Días de Restitución, una Cantidad de Gas igual a la Restitución Diaria Prorrateada por Desbalance. El Concesionario en coordinación con el Cargador podrá reprogramar el Gas del Cargador por los Días de Restitución, si el Cargador no estuviese nominando y fluyendo suficiente Gas al Sistema para resolver el Desbalance o en caso de que la restitución de Desbalances adeudados al Concesionario no sea suficiente.



C.4.5 La solución del Desbalance se repetirá de manera continua durante cada Mes Operativo hasta la conclusión del Contrato con el Cargador. Si a la terminación del Contrato persiste un Desbalance, el mismo será resuelto comercialmente por las Partes.

C.5 Balance del Sistema

C.5.1 Mensualmente el Concesionario realizará el balance de su Ducto de acuerdo a la siguiente fórmula para dar cuenta y razón al Cargador y calcular el monto mensual de la Diferencia Normal de Medición (DNM) de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{DNM} = \text{Recepciones} - \text{Entregas} - \text{CK} - \text{V} \pm \Delta\text{Stock}$$

Dónde:

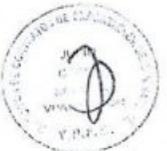
Recepciones = Sumatoria de las Cantidades de Gas recibidas
Entregas = Sumatoria de las Cantidades de Gas entregadas
CK = Gas Combustible
V o VP = Venteos Planificados, quemas (medidas o calculadas) o venteos originados por una Imposibilidad Sobrevenida
 ΔStock = Variación de stock

C.5.2 El Concesionario y el Cargador deberán realizar sus máximos esfuerzos para minimizar y mantener la DNM en rangos menores e iguales a cero coma cincuenta (0,50 %).

C.5.3 El valor absoluto de la DNM para un Mes Operativo del Sistema, no debe ser mayor a las Cantidades totales entregadas multiplicadas por el límite establecido en el numeral C.5.2. Si el valor de la DNM por un Mes Operativo se mantiene dentro del límite establecido en el numeral C.5.2. será considerado "DNM Normal".

C.5.4 Si el valor de la DNM es positivo y mayor al límite establecido en el numeral C.5.2 en un Mes Operativo, entonces la Cantidad dentro de este límite será considerada DNM Normal y la Cantidad por encima del límite será "Gas Excedente". El Concesionario, considerando el valor del DNM de su Ducto, deberá restituir al Cargador el Gas Excedente por el método de Restitución Diaria Prorrateada.

C.5.5 Si el valor de la DNM es negativo y mayor al límite establecido en el numeral C.5.2 en un Mes Operativo, entonces la Cantidad dentro del límite



será considerada DNM Normal y la Cantidad por encima del límite será "Gas Faltante" o "Gas Deficitario". El Concesionario, considerando el valor del DNM de su Ducto y los posibles causales, debe adquirir una Cantidad de Gas igual a la cantidad de Gas Faltante multiplicada por el Precio regulado para corregir la desviación.

C.5.6 Cada tres meses el Cargador y el Concesionario se reunirán para revisar el comportamiento de los valores mensuales de la DNM. Si hubiera cantidades de Gas Excedente o Faltante durante el periodo, el Concesionario en coordinación con el Cargador deberá tomar las medidas necesarias para resolver, corregir y estabilizar las causas de la DNM y deberá informar acerca de las medidas tomadas y planificadas.

D. PRESIÓN

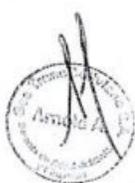
D.1 El Cargador por sí mismo o a través del Agente Internacional o su Agente, entregará el Gas en el Punto de Recepción a una presión igual o mayor a la presión mínima establecida en el Acuerdo de Interconexión, sin exceder la Máxima Presión de Operación ("MOP") definida para dicho Punto de Recepción conforme el Anexo I del Contrato, caso contrario, se deberá controlar el flujo de Gas. La MOP en el Punto de Recepción será señalada en el Catálogo de Puntos.

En caso de que el Cargador y/o el Agente hayan excedido la MOP, cualquier daño directo ocasionado por esta operación, será cubierto por el Cargador, si corresponde.

D.2 El Concesionario pondrá el Gas a disposición del Cargador o su Agente o Agente Internacional, en el Punto de Entrega de acuerdo a la programación. En caso que las Cantidades efectivamente entregadas al Cargador o su Agente o Agente Internacional en un Punto de Entrega bajo un Contrato no alcancen las Cantidades programadas para tal Punto de Entrega, el Concesionario habrá cumplido con su obligación si demuestra que las Cantidades de Gas puestas a disposición del Cargador o su Agente Internacional estuvieron a una presión igual o mayor a la presión mínima definida para dicho Punto de Entrega y el Cargador o su Agente Internacional no las recibe.

D.3 La MOP en un Punto de Recepción podrá ser cambiada por el Concesionario con un pre-aviso de dieciocho (18) meses, o en menor tiempo mediante acuerdo con el Cargador. En caso de Peligro Operativo o Imposibilidad Sobrevenida o a requerimiento de la autoridad competente, el Concesionario podrá disminuir la MOP mediante notificación al Cargador.

D.4 Las presiones mínimas señaladas para el Punto de Entrega en el Contrato, serán modificadas mediante acuerdo entre el Cargador y el Concesionario,



siempre y cuando dichas presiones no afecten a la capacidad de transporte declarada por el Concesionario y no sean mayores al MOP de dicho Punto de Entrega. De identificarse la necesidad, las Partes podrán acordar la instalación, operación y mantenimiento de dispositivos de regulación en los puntos donde el Concesionario entrega Gas al Cargador o a su Agente, y los costos correrán directamente a cargo del Cargador o su Agente.

D.5 El flujo de Gas en el Punto de Recepción y Entrega, en lo posible, debe ser uniforme a lo largo del Día Operativo. El Concesionario aceptará variaciones horarias que no afecten la normal operación del Sistema, para garantizar las presiones mínimas requeridas por el Cargador o el Agente o Agente Internacional, caso contrario el Concesionario solicitará al Cargador el Cambio Intra-diario de acuerdo a lo previsto en la Sección K de este Documento.

E. MEDICIÓN

A menos que sea convenido de otra manera por las Partes, o requerido por la normativa aplicable, la Cantidad y Poder Calorífico Superior Base Húmeda del Gas recibido y/o entregado fuera del Sistema deberá ser medido de acuerdo a lo detallado a continuación:

E.1. El Concesionario medirá de manera continua la Cantidad de Gas recibida y entregada por el Sistema. La medición será llevada a cabo de acuerdo con los términos aquí establecidos y deberá ser usada por el Concesionario para dar cuenta y razón del Gas que se recibe y/o se entrega del Sistema.

E.2 Las Cantidades de Gas recibidas y/o entregadas en el Sistema, deberán ser medidas a Condiciones Base 1 (60°F, 14,696 PSI) y Condiciones Base 2 (68°F, 14,696 PSI) según corresponda al Concesionario que se trate, de acuerdo a las leyes de Boyle Marriotte, Charles Gay Lussac, con las correcciones por desviaciones de estas leyes.

E.3 La medición realizada deberá incluir, pero no se limitará, a la medición, muestreo, análisis de muestras, calibraciones, inspecciones, confirmación metrológica, cálculos, pruebas y reporte de datos de mediciones.

E.4 Los equipos e instrumentación asociada a los sistemas de medición, transmisores indicadores de temperatura y presión, computadores de flujo y otros instrumentos o dispositivos convenidos mutuamente entre las partes del Acuerdo de Interconexión, deberán ser instalados, calibrados y mantenidos por el propietario del Sistema de Medición, siguiendo las normas técnicas aplicables (AGA, ASTM, API MPMS, ANSI,ISO), vigentes al momento de su instalación u otras normas emitidas por entes reconocidos internacionalmente que igualen los requisitos de los organismos antes mencionados. El Concesionario operará en todos los casos los Sistemas de Medición de Gas Natural.



El aseguramiento metrológico de los equipos e instrumentación asociada a los Sistemas de Medición, debe realizarse siguiendo las recomendaciones de la ISO 10012.

E.5 La unidad de Cantidad de volumen para la medición del Gas será el Pie Cúbico de Gas a Condiciones Base que corresponda y para la facturación se considerará la Cantidad y la Tarifa aplicable conforme el Anexo CARGOS Y TARIFAS DEL CONTRATO.

E.6 La presión atmosférica absoluta promedio utilizada en las mediciones bajo el presente Documento, será determinada por el Concesionario para cada Punto de Recepción y de Entrega de acuerdo con el API MPMS, Capítulo 14.3.3. – Medición de Gas Natural y/o equivalente en *American Gas Association (AGA)*, parámetro que se considerará constante para todo el plazo del Contrato.

E.7 La determinación de las Cantidades medidas deberá ser efectuada por Sistemas de Medición tipo: turbina, desplazamiento positivo, placa de orificio, ultrasónico, coriolis u otros sistemas aprobados para la transferencia de custodia según la norma vigente AGA, API MPMS, ISO, al momento de la instalación. Los Sistemas de Medición tipo turbina deberán cumplir los requisitos y recomendaciones de la AGA Reporte No.7. Los Sistemas de Medición del tipo Desplazamiento Positivo deberán cumplir con la normativa ANSI B109.1, B109.2 ó B109.3. Los Sistemas de Medición del tipo de placa de orificio deberán cumplir con la normativa API MPMS - Capítulo 14 - Medición de Gas Natural y/o AGA Reporte No. 3. Los Sistemas de Medición de tipo ultrasónico deberán cumplir con las recomendaciones de la AGA Reporte No. 9.

E.8 Las Partes aplicarán un "Protocolo de Medición" acordado mutuamente, para aquellos temas específicos de medición que no hayan sido considerados en el presente Documento.

E.9 Las muestras del Gas que fluye deberán ser usadas para determinar la densidad, Poder Calorífico Superior Base Húmeda y factores de compresibilidad. La corriente que fluye deberá ser seleccionada por un sistema de muestreo apropiadamente diseñado e instalado, usado para entregar una muestra representativa. El método para determinar la densidad del Gas estará en base a la cromatografía de Gas de línea y/o laboratorio según las siguientes opciones:

E.9.1. Un cromatógrafo de Gas "en línea"

E.9.2. Un muestreador continuo diseñado e instalado para tomar muestras proporcionalmente al ritmo de flujo

E.9.3. Una muestra puntual

E.9.3.1 Las muestras puntuales deberán ser obtenidas de acuerdo con la API GPA Standard 2166: *Methods for obtaining Natural Gas Samples for*



Analysis by Gas Chromatography, u otro método mutuamente convenido.

E.9.3.2. El muestreo puntual deberá ser hecho una vez por semana en el Punto de Recepción del Sistema que no cuente con un cromatógrafo, y en el Punto de Entrega para ser incorporados al computador de flujo.

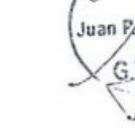
E.10. Para sistemas que cuenten con cromatógrafo en línea, el punto de extremo mínimo de cada análisis cromatográfico será hasta Nonanos y superiores (C9+). En caso de que no se cuente con un cromatógrafo en línea, los valores para la fracción de punto de extremo serán determinados con un análisis cromatográfico de laboratorio extendido (C9+) cada tres (3) meses hasta que hayan sido instalados los cromatógrafos (C9+). En el caso de actualización tecnológica por cambio de equipo, el propietario del sistema de medición deberá instalar un equipo que permita el análisis cromatográfico hasta Nonanos y superiores (C9+) en Puntos de Recepción del Sistema y en Puntos de Entrega a ser acordados con el Cargador.

E.11 Para el caso en el que se detecte una desviación en los resultados de la cromatografía durante la contrastación con un Gas patrón y ésta exceda la tolerancia especificada en la norma ASTM-D-1945, el equipo deberá ser restablecido de acuerdo a lo indicado en la F.8. El Poder Calorífico Superior Base Húmeda, la densidad relativa y el factor de compresibilidad calculados anteriormente serán determinados y la contabilidad del Gas resultante será corregida desde el momento en que ocurrió la falla. Si no se puede determinar el momento en que ocurrió la falla, los análisis anteriores serán corregidos por la mitad del período desde la última prueba de verificación o según sea convenido entre las Partes. No obstante lo anterior, el Concesionario y/o el propietario del puente de medición deben realizar los esfuerzos necesarios para garantizar el funcionamiento ininterrumpido del Cromatógrafo en Línea.

E.12 El Poder Calorífico Superior en Base Húmeda del Gas para Condiciones Base 1 será determinado a partir del método ASTM 3588 – *Natural Gas: Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition*, y el Poder Calorífico Superior en Base Húmeda del Gas para Condiciones Base 2 será determinado a partir ISO 6976: *Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition*, según corresponda al Concesionario en su versión vigente.

F. INSTALACIONES Y OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS DE MEDICIÓN

F.1 Instalación de medición es la locación física donde se encuentran los Sistemas de Medición en el Punto de Recepción y Punto de Entrega, los mismos que podrán ser de propiedad de cualquiera de las Partes, siendo el mantenimiento de las mismas, responsabilidad de la parte propietaria. La Parte propietaria, tiene la responsabilidad de resguardar la integridad de los equipos que registren la información sobre la calidad y cantidades medidas. El Concesionario tiene la responsabilidad de notificar a las Partes cualquier observación sobre la generación, modificación o falta de información relacionada a la medición.



El Concesionario y el Cargador podrán acordar los términos y condiciones para la construcción de instalaciones de medición en nuevos Puntos de Recepción o en nuevos Puntos de Entrega de Gas en Tránsito a cargo del Concesionario, siempre y cuando el Cargador garantice al Concesionario, mediante el Contrato, el retorno de las inversiones realizadas.

F.2 El Concesionario es responsable de realizar un programa anual de confirmación metrológica de los Sistemas de Medición, el cual será entregado al Cargador a más tardar los primeros cinco (5) días de diciembre del año precedente. Adicionalmente, el Concesionario deberá entregar al Cargador un programa mensual de confirmación metrológica de los Sistemas de Medición siete (7) días antes del mes programado. El Cargador comunicará el programa anual y el programa mensual de confirmación metrológica al Agente Internacional o Agente.

En caso de mantenimiento correctivo y/o de emergencia, o como resultado de la detección de un mal funcionamiento o falla del equipo o de la instrumentación asociada a la medición de algún equipo y/o instrumento del Sistema de Medición, cualquier intervención debe ser informada inmediatamente al Cargador.

Para los sistemas con medición electrónica de Gas, los siguientes procedimientos serán aplicados:

F.3.1 Los sistemas electrónicos de medición deben cumplir con la norma API MPMS Capítulo 21.1, "Medición de Flujo usando Sistemas de Medición Electrónicos", vigente en la fecha de su instalación.

F.3.2. El factor de compresibilidad debe obtenerse con base en la norma AGA Reporte 8.

F.3.3. El punto de corte de flujo bajo (*cut off*), será determinado con los siguientes valores:

Tipo de medición	Valor	Unidad
Medidor Ultrasónico	Valor de fábrica o de certificado de calibración	ft/seg.

F.3.4 Los transmisores de temperatura y presión u otros elementos secundarios, estarán basados en tecnología con capacidad de diagnóstico, donde los efectos de la temperatura ambiente del lugar en el cual se encuentren instalados estos elementos sean compensados para minimizar sus errores de medición. Los equipos serán compatibles con la altura (msnm) a la cual serán instalados.

F.4 Si al momento de la confirmación metrológica se determina que un equipo o instrumento de medición está registrando de manera inexacta con un error mayor al acordado y/o por fallas evidentes en el sistema, entonces el Gas Recibido o el Gas Entregado será ajustado corrigiendo la diferencia de medición en el marco del Protocolo de Medición.



F.5 El Concesionario entregará al Cargador, la información auditable del Sistema de Medición (EFM) del Sistema, en el formato que se solicite, sin ninguna restricción, conservándose la propiedad de dichos registros en poder del Concesionario.

F.6 Si el equipo de Medición cumple con los niveles de error aceptables en el marco del Protocolo de Medición, los registros serán considerados exactos para fines de facturación del Servicio. En base a un análisis técnico del Concesionario, en caso de que se supere los niveles de error aceptables, el propietario del Sistema de Medición corregirá y calibrará sus elementos tan pronto como sea operativamente posible.

F.7 En los puntos de transferencia de custodia, los equipos e instrumentación asociada a la medición, deben cumplir con las rutinas de confirmación metrológica y/o contrastación de acuerdo a los programas de confirmación metrológica establecidos para cada Concesionario.

F.8 En caso de identificarse un error mayor al permisible en cualquier componente de los Sistemas de Medición, el Concesionario realizará la corrección del mismo en el marco del Protocolo de Medición.

F.9 La frecuencia de calibración de los elementos primarios de medición será definida según acuerdo entre las Partes.

F.10 Los registros de medición EFM del Concesionario serán mantenidos y puestos a disposición por cinco (5) años o por un período mayor que sea requerido por ley o Contrato. El Concesionario permitirá el acceso a los registros en su posesión que reflejen la Cantidad y calidad del Gas Recibido o Gas Entregado al Cargador o su Agente o Agente Internacional. Sin embargo, tales registros seguirán siendo propiedad del Concesionario y podrán ser copiados por el Cargador.

F.11 Diariamente se proporcionará al Cargador datos de Cantidades y, cuando se disponga, de análisis de Gas en el Punto de Recepción y en el Punto de Entrega que cuenten con sistema SCADA disponible. La entrega señalada estará condicionada a que el Cargador cuente con un sistema con capacidad de visualización del SCADA del Concesionario.

F.12 Se podrá instalar un medidor temporal certificado en reemplazo del medidor oficial en tanto este, pueda ser calibrado en un laboratorio certificado.

F.13 Todos los procedimientos de prueba serán efectuados de acuerdo con los métodos establecidos en la normativa que corresponda a la tecnología utilizada.

F.14 Cualquiera de las Partes podrá solicitar una prueba de los equipos de medición en cualquier momento, pero no más de una vez por Mes Operativo sobre una misma instalación. Si los resultados de la prueba reflejan un error menor al acordado, la Parte que hubiese solicitado la prueba deberá pagar el costo de la misma.



F.15 Estas mediciones, de ser aprobadas por las Partes y calibradas con la misma frecuencia de la Medición Oficial, podrán ser tomadas como mediciones alternativas o de respaldo en el caso de que existan fallas verificadas en la Medición Oficial.

F.16 La Medición Oficial servirá para que el Concesionario y el Cargador, controlen oportunamente en forma diaria, mensual e histórica las cantidades que ingresen y/o salgan del Sistema.

F.17 El Cargador a través del CNMCPTH, podrá realizar inspecciones, verificaciones, calibraciones y tareas de confirmación metrológica a los Sistemas de Medición de Cantidad y calidad para verificar el estado de los dispositivos, equipos e instalaciones componentes, cuyos resultados y acciones correctivas se evaluarán de manera conjunta entre las Partes para la corrección obligatoria por el Concesionario propietario del sistema de Medición, siguiendo la normativa técnica aplicable establecida en el Protocolo de Medición.

G. CUSTODIA Y CONTROL DEL GAS

G.1. Se considerará que el Gas en Tránsito estará en custodia, responsabilidad y control del Concesionario al recibir el Gas en Tránsito, en el Punto de Recepción. El control y custodia por parte del Concesionario finalizará con la entrega del Gas en Tránsito, en el Punto de Entrega. El Concesionario y la parte con la que se interconecta, deberán contar con el Acuerdo de Interconexión suscrito, considerando lo establecido en el Anexo III del Contrato.

G.2. El Control, Custodia y Responsabilidad entre Concesionarios, se realizará en el marco del Acuerdo de Interconexión entre Ductos, considerando el Anexo III del Contrato.

G.3. El Cargador tendrá custodia, control y responsabilidad del Gas en Tránsito hasta el momento en que el Concesionario reciba el Gas en Tránsito del Cargador por sí mismo o a través de su Agente en el Punto de Recepción y al ser entregado el Gas en Tránsito por el Concesionario al Cargador, o a su Agente Internacional, en el Punto de Entrega, considerando lo establecido en los Anexos I y II del Contrato.

G.4. El Cargador acuerda indemnizar y liberar al Concesionario de responsabilidad por cualquier demanda, acción, deuda, cuenta, daño o perjuicio, costo (incluyendo desembolsos y honorarios de abogados y peritos), pérdidas y gastos que surjan de un reclamo de cualquier persona o personas naturales o jurídicas con relación al Gas en Tránsito, incluyendo los reclamos sobre cualquier impuesto, licencia, honorario, o cargo que surja sobre dicho Gas en Tránsito, mientras el Cargador tenía la custodia y control del Gas en Tránsito.



G.5. El Concesionario acuerda indemnizar y liberar al Cargador de responsabilidad por cualquier demanda, acción, deuda, cuenta, daño directo o perjuicio, costo (incluyendo desembolsos y honorarios de abogados y peritos), pérdidas y gastos que surjan de un reclamo adverso de cualquier persona o personas naturales o jurídicas con relación al Gas en Tránsito, incluyendo los reclamos sobre cualquier impuesto, licencia, honorario, o cargo que surja sobre dicho Gas en Tránsito, debido a acciones u omisiones del Concesionario, mientras el Concesionario tenía la custodia y control del Gas en Tránsito.

H. IMPOSIBILIDAD SOBREVENIDA

H.1. En caso que el Cargador o el Concesionario pierda parcial o totalmente su capacidad de cumplir con sus obligaciones establecidas en los TCGS-GT o el Contrato debido a un evento de Imposibilidad Sobrevenida, que no sea la obligación de cumplir con los pagos que se deba bajo los presentes TCGS-GT, se acuerda que las obligaciones de la Parte que da aviso, en la medida en que sean afectadas por dicho evento de Imposibilidad Sobrevenida, se suspenderán mientras persista la inhabilidad de cumplir sus obligaciones bajo el Contrato, y tal causa deberá ser, en la medida de lo posible, remediada con rapidez razonable.

H.2. La Parte que invoque la Imposibilidad Sobrevenida, se compromete a realizar sus mejores esfuerzos para mitigar y revertir la causa que originó la Imposibilidad Sobrevenida.

H.3. En caso de que el Servicio deba ser interrumpido, restringido o modificado debido a la invocación de una Imposibilidad Sobrevenida invocada por el Concesionario, deberá demostrar a la otra Parte la Imposibilidad Sobrevenida, proporcionando lo siguiente:

- a). Invocación de Imposibilidad Sobrevenida comunicada a la otra Parte dentro de las veinticuatro (24) horas de ocurrido el hecho.
- b). Un informe preliminar de la posible causa que describa los efectos relacionados con la invocación de la Imposibilidad Sobrevenida, tan pronto como razonablemente sea posible, pero dentro de las setenta y dos (72) horas de ocurrido el hecho.
- c). Un Plan de Contingencia, en el caso señalado en la Sección H.5 de este Documento, que detalle por lo menos lo siguiente:
 - i. La incidencia del problema en el cumplimiento de la prestación del Servicio
 - ii. Acciones tomadas y a ser tomadas para preservar la continuidad y/o restitución del Servicio
 - iii. Copia de las comunicaciones realizadas a y del Ente Regulador
 - iv. Tiempo estimado que se prevé que el Servicio se verá afectado
- d). Un informe detallado del suceso dentro de los tres (3) meses posteriores a la invocación de la Imposibilidad Sobrevenida, pudiendo modificarse este



plazo a través de notas expresas de aceptación suscritas por las Partes. Entre otros aspectos, el informe debe contener mínimamente lo siguiente:

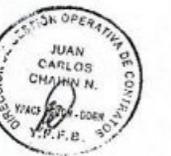
- i. Prueba que acredite que la Imposibilidad Sobrevenida no pudo prevenirse o que prevista no pudo ser evitada.
- ii. Prueba de que los mantenimientos, sean programados o no programados, han sido ejecutados de acuerdo a las normas y procedimientos del sistema de gestión del Concesionario y/o recomendaciones del fabricante del equipo afectado, si corresponde.
- iii. Actividades realizadas para minimizar el efecto de la Imposibilidad Sobrevenida.
- iv. Cualquier información adicional que respalde la ocurrencia de la Imposibilidad Sobrevenida.

H.4 La Parte ante la cual se invoque la Imposibilidad Sobrevenida tendrá la facultad de aceptar o rechazar la misma, justificando técnicamente su decisión, en el plazo de sesenta (60) Días de recibido el informe descrito en la sección H.3 inciso d). En caso de no existir un pronunciamiento de la Parte ante la cual se alega la Imposibilidad Sobrevenida, la misma se dará por rechazada. En caso de que las Partes no lleguen a un acuerdo sobre la ausencia de negligencia, ésta deberá ser probada por la Parte que invoca la Imposibilidad Sobrevenida ante el Ente Regulador, conforme la definición de Imposibilidad Sobrevenida establecida en el Reglamento.

H.5 Si se pronostica que un evento de Imposibilidad Sobrevenida interrumpirá el suministro del Servicio bajo el Contrato por más de setenta y dos (72) horas, el Concesionario presentará al Ente Regulador el Plan de Contingencia acordado con el Cargador que pueda ser afectado, para efectos de control y seguimiento, incluyendo el tiempo que tomará restaurar el Servicio. El Plan de Contingencia deberá diseñarse para minimizar inconvenientes al Cargador.

H.6 Si ocurre un hecho de Imposibilidad Sobrevenida en un ducto, construcciones o instalaciones de conexión, ubicados aguas arriba o aguas abajo del Sistema, dicho hecho constituirá Imposibilidad Sobrevenida en el Sistema solamente en la medida en que el Concesionario y/o el Cargador incumplan sus obligaciones bajo el Contrato como resultado de dicha Imposibilidad Sobrevenida.

H.7 En el caso de Imposibilidad Sobrevenida, solamente las recepciones y/o entregas afectadas por la misma, como determine el Concesionario, serán restringidas o re-programadas. La re-programación no implicará una aceptación tácita de la Imposibilidad Sobrevenida, dicha aceptación o rechazo quedará sujeta a lo previsto en la Sección H.

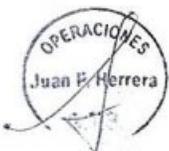


- H.8 Durante el tiempo que dure la interrupción del Servicio por un evento de Imposibilidad Sobrevenida, declarada y demostrada por el Concesionario, el Cargador pagará únicamente por los volúmenes efectivamente entregados en el Punto de Entrega. En caso de Imposibilidad Sobrevenida declarada por el Cargador, se continuarán pagando los volúmenes de Gas Contratados en Firme. En caso de que la Imposibilidad Sobrevenida sea posteriormente aceptada, el Cargador reconocerá la diferencia no facturada.
- H.9 Si el Estado Plurinacional de Bolivia promulga cualquier norma que haga imposible o impracticable el cumplimiento parcial o total del Contrato para una de las Partes, dicha Parte invocará Imposibilidad Sobrevenida a la otra Parte y quedarán suspendidas las obligaciones de la Parte que invocó la Imposibilidad Sobrevenida. La suspensión de obligaciones finalizará una vez hayan cesado los efectos o se haya revocado la norma que causó la Imposibilidad Sobrevenida. La Parte afectada de forma definitiva por la emisión de la norma podrá terminar el Contrato por medio de un aviso escrito dado con treinta (30) días de anticipación, a no ser que por la naturaleza de la norma promulgada se determine un plazo diferente.

I. ESTIPULACIONES DE PROCEDIMIENTO OPERATIVO

- I.1 Si el Gas Recibido del Cargador por el Concesionario en el Punto de Recepción de su sistema en un Día Operativo determinado, es insuficiente para cumplir con las Cantidades de entrega programadas, el Concesionario dará un aviso al Cargador para que dentro de las veinticuatro (24) horas, se re programe, sobre una base futura, solamente las cantidades no suministradas por el Cargador para cumplir con las Cantidades que se entreguen en el Punto de Entrega. El Concesionario realizará sus mayores esfuerzos operativos para cumplir la programación en el Punto de Entrega en el marco de lo establecido en el Contrato.
- I.2 En caso de Imposibilidad Sobrevenida, y en coordinación operativa con el Cargador, el Concesionario podrá reprogramar las Cantidades de Gas a ser recibidas o entregadas. Excepcionalmente y cuando se comprometa la integridad del Sistema, el Concesionario sin previo acuerdo con el Cargador, podrá reprogramar las Cantidades de Gas a ser recibidas o entregadas, realizando los esfuerzos razonables para minimizar los efectos de la Imposibilidad Sobrevenida.
- I.3 Si el Concesionario determina que el Servicio debe ser interrumpido debido a mantenimiento programado, ampliaciones o modificaciones a las instalaciones, deberá notificar al Cargador la reasignación de la capacidad de transporte remanente de acuerdo a lo definido en la Sección Prioridades de Programación y Reducción.

La notificación por parte del Concesionario acerca de una interrupción del Servicio o reducción de la capacidad disponible a causa de mantenimientos, ampliaciones o modificaciones a las instalaciones deberá realizarse con una



anticipación mínima de dos (2) meses para aquellos mantenimientos programados en el presupuesto. En el caso de mantenimientos, trabajos por expansiones o modificaciones de las instalaciones, que no fueron programadas en el presupuesto, la notificación del Concesionario al Cargador deberá hacerse con un mínimo de quince (15) Días Hábiles de anticipación y con un aviso de confirmación de por lo menos cuarenta y ocho (48) horas antes de comenzar los trabajos. Si se anticipa que la interrupción durará más de setenta y dos (72) horas, el Concesionario presentará al Ente Regulador, para efectos de control y seguimiento, un Plan de Contingencia acordado con los Cargadores que puedan ser afectados, incluyendo el tiempo que tomará restaurar el Servicio. El Plan de Contingencia deberá diseñarse para minimizar inconvenientes a los Cargadores, y deberá describir el criterio a usarse para asignar la capacidad de transporte remanente.

- I.4 Para mantenimientos y trabajos debido a Peligro Operativo, la notificación del Concesionario al Cargador y al Ente Regulador deberá hacerse tan pronto como sea posible, dentro las veinticuatro (24) horas de conocida la necesidad de dicho mantenimiento.
- I.5 En caso de Imposibilidad Sobrevenida o si el Concesionario razonablemente determina que podría ocurrir un Peligro Operativo, el Concesionario podrá reprogramar o suspender temporalmente el Servicio de acuerdo a los requerimientos operativos.
- I.6 Las Partes deberán notificarse entre sí, tan pronto como les sea posible, acerca de futuros cambios operativos que afecten las operaciones.

J. NOMINACIÓN Y PROGRAMACIÓN DE CAPACIDAD

Las actividades de Nominación y Programación de Capacidad se llevarán a cabo en el marco del Procedimiento de Nominación y Programación para Gas en Tránsito acordado entre las Partes.

- J.1 El Cargador realizará su Nominación mensual proyectada al Concesionario del Sistema, para cada Día Operativo del Mes Operativo a más tardar hasta tres Días Hábiles anteriores al primer Día Operativo del Mes Operativo en que se brindará el Servicio. En caso de que el Cargador no realizara la Nominación Mensual en el término indicado, para todos los efectos se considerará que no es requerido el Servicio para ese Mes Operativo.

El Cargador remitirá una lista de sus Agentes o Agente Internacional, debiendo actualizar la lista en la medida en que los datos sean modificados. Esta lista contendrá mínimamente: el nombre, número telefónico y dirección de correo electrónico de los Agentes o Agentes Internacionales de los puntos del Sistema, en los cuales el Gas se nominará para ser recibido y entregado por el Concesionario.



J.2 A menos que se convenga algo distinto, la Nominación del Cargador al Concesionario será suministrada vía correo electrónico, Módulo Informático SIC-GAS o por escrito. En todos los casos la Nominación incluirá:

- J.2.1 El nombre del Cargador y el Contrato bajo el cual se nomina el Servicio;
- J.2.2 La Cantidad de Gas a ser entregada por el Cargador al Concesionario en cada Punto de Recepción, incluirá la Cantidad correspondiente al Gas de Uso de Sistema, Gas para resolución de Desbalances (si corresponde) y las Cantidades correspondientes de Gas a ser entregadas por el Concesionario en cada Punto de Entrega designado;
- J.2.3 El periodo de duración de la Nominación;
- J.2.4 El nombre, número telefónico y el cargo de la Persona de Contacto del Cargador para realizar la Nominación;

J.3 El Concesionario informará al Cargador, por los mismos medios señalados en la subsección J.2 anterior, sobre la Cantidad final programada mensualmente, el segundo Día Hábil previo al Día Operativo en que se brindará el Servicio.

J.4 Al vencer los plazos establecidos anteriormente y en caso de que el Cargador requiera cambios en la Nominación mensual, podrá ser modificada mediante una Nominación diaria, por los medios definidos en la Sección J.2 anterior, el día anterior al Día Operativo en que el flujo de Gas se realice.

J.5 Para confirmar las Cantidades de Gas bajo el Contrato, el Concesionario comunicará al Cargador a más tardar el día anterior al Día Operativo en que el flujo se realice la programación de su cambio.

J.6 Para las Cantidades Nominadas, el Concesionario confirmará al Cargador las Cantidades finales programadas, a más tardar el día anterior al Día Operativo en que el flujo se realice.

J.7 En caso de Nominación intradiaria dentro de un Día Operativo, el Cargador podrá cambiar las Cantidades Nominadas para este Día Operativo, según lo definido en la subsección J.2, notificando al Concesionario el Día Operativo considerado.

J.8 Si en cualquier Día Operativo hay capacidad disponible no utilizada en el Sistema, el Concesionario aceptará las nominaciones solicitadas según J.7, si es operativamente factible hacerlo. La asignación de la capacidad disponible no utilizada será respetando las prioridades establecidas en este Documento.

J.9 Si el Cargador cambia las Cantidades Nominadas dentro de un Día Operativo, el Concesionario realizará un cambio de programación, sobre la base de la Sección J.8, para los flujos durante las 14 horas restantes del Día Operativo



a partir de las dieciséis (16:00) e informará la Cantidad Programada el mismo Día Operativo en que el flujo se está realizando.

- J.10 Si cualquiera de las Partes, por un evento de emergencia o necesidad operativa, requiere realizar más de una Nominación intradiaria dentro un mismo Día Operativo, podrá realizarla cumpliendo lo establecido en la Sección J.2. En caso de que estos cambios en las Cantidades Nominadas se realicen telefónicamente, el Cargador deberá ratificar la misma hasta la finalización del siguiente Día Operativo al que se requirió telefónicamente el cambio de Nominación intradiaria, de forma escrita conforme la Sección J.2.

K. PRIORIDADES DE PROGRAMACIÓN, RESTRICCIÓN Y REDUCCIÓN DE CAPACIDAD

- K.1 Las Cantidades de Gas serán programadas de manera prioritaria a contratos de servicio firme y posteriormente a contratos de servicio interrumpible. Por otra parte, la programación para Contratos Interrumpibles será realizada conforme al siguiente orden de prioridad:

- K.1.1 Mercado Interno.
- K.1.2 Mercado de Exportación Gas boliviano.
- K.1.3 Gas en Tránsito.

Estas prioridades de programación y metodologías de asignación de Capacidad deberán prevalecer y gobernar el Servicio desde el Punto de Recepción hasta el Punto de Entrega, con respecto a la Capacidad del Sistema.

- K.2 En caso de reducción o restricción del servicio de transporte en el Sistema originada en una Imposibilidad Sobrevenida, Peligro Operativo, mantenimiento, ampliaciones o modificaciones, el Concesionario en coordinación con el Cargador, realizará la reprogramación del servicio considerando la prioridad establecida en el K.1.

- L. [Este Inciso se mantiene sólo para propósitos de estructura del Documento y no contiene estipulación alguna].

M. SOLVENCIA CREDITICIA

En el caso de Gas en Tránsito, tanto el Cargador como los Concesionarios que intervienen en el Sistema acuerdan que no se aplicará ninguna garantía de pago.

A fin de precautelar la sostenibilidad financiera de los Concesionarios, el Cargador tendrá como prioridad el cumplimiento del pago por el Servicio establecido en el Contrato.

Las Partes no estarán sujetas a la aplicación de ninguna Garantía.

N. FACTURACIÓN Y PAGO

- N.1. La factura del Servicio Firme considerará (i) el Cargo por Capacidad multiplicado por la MAXDTQ y por los Días del Mes, (ii) el Cargo Variable multiplicado por la Cantidad realmente entregada por el Concesionario de conformidad con el Contrato, y (iii) otros Cargos si corresponde.
- N.2 La factura del Servicio Interrumpible considerará la Tarifa Uniforme aprobada por el Ente Regulador multiplicado por la Cantidad realmente entregada por el Concesionario de conformidad con el Contrato.
- N.3. El Concesionario emitirá la factura del Servicio de acuerdo al marco normativo tributario y remitirá la factura al Cargador hasta el día diez (10) del mes, por los Cargos adeudados por el Cargador al Concesionario, correspondientes al Mes anterior. Los montos facturados incluirán cargos por Servicios del Concesionario y cargos establecidos en el Reglamento, si hubieren. En la eventualidad de que el día 10 de un determinado mes no sea un Día Hábil, el Concesionario enviará la factura el Día Hábil inmediatamente anterior.



- N.4 El Cargador tendrá un periodo de cinco (5) días calendario después de recibida la factura para efectuar sus observaciones. Si en ese periodo no presenta observaciones, se considerará que la factura es correcta. Las observaciones del Cargador deberán ser realizadas por escrito.



- N.5 En el caso del Servicio Firme, los Cargos Variables serán facturados hasta el día diez (10) del mes en base a Cantidades reales en el Punto de Entrega cuando estén disponibles para la fecha de la factura. En la eventualidad de que esta información no se encuentre disponible, se hará en base a estimaciones con ajustes a las Cantidades reales en el Punto de Entrega por periodos anteriores, si corresponde. Los Cargos por Capacidad serán facturados y pagados en base a la MAXDTQ, independientemente del Gas en Tránsito que haya fluido realmente bajo el Contrato.



- N.6 A menos que el día de pago sea un sábado, domingo o feriado declarado en Bolivia, en cuyo caso, el pago deberá hacerse en el Día Hábil inmediatamente anterior, el Cargador pagará tal factura al Concesionario a más tardar el vigésimo (20) día después de haber notificado al Concesionario su conformidad con el monto señalado en la misma. La factura incluirá todos los montos adeudados por el Servicio del Mes anterior. El pago deberá realizarse en la cuenta bancaria que el Concesionario indique. En caso de que el Concesionario indique el pago a una cuenta bancaria en el extranjero, el Concesionario cubrirá las comisiones y gastos. Si el Concesionario decide por una cuenta en un banco del sistema nacional, los gastos y comisiones serán cubiertos por el Cargador.



- N.7 Excepto por lo indicado en la subsección N.8 siguiente, si el Cargador no cumple con el pago de facturas por el Servicio en la fecha de vencimiento de dichas facturas, y si tal falta de pago persiste por treinta (30) días o más desde la fecha de vencimiento de la(s) factura(s) impaga(s), el Concesionario podrá proceder según la Sección P de este Documento.
- N.8 Si el Cargador de buena fe, disputa cualquier porción de una factura, deberá pagar al Concesionario el monto de la factura que no considera en disputa y enviar al Concesionario una notificación escrita, en la cual se especifique el monto en disputa y se explique la razón de la misma.

En caso de disputa y a efectos de buscar su solución, la disputa será sometida a conocimiento de los ejecutivos autorizados de las Partes, para su resolución en términos de buena fe. Si se logra un acuerdo, el Cargador pagará la diferencia, si la hubiera, sobre el monto que se determine finalmente como el monto adeudado y el monto pagado no disputado. Si la disputa permanece sin resolverse por veinte (20) Días Hábiles después de la fecha de notificación escrita del Cargador, cualquiera de las Partes podrá someter la controversia a arbitraje de acuerdo con las disposiciones que se establecen en la Sección P de este Documento. Después de una determinación final de la disputa, por arreglo de Partes o laudo arbitral, la Parte ganadora recibirá el monto determinado por las Partes o por el laudo respectivo si corresponde. Asimismo, en el caso de llevarse a cabo un arbitraje, la Parte perdedora pagará a la Parte ganadora el monto que determine el laudo final.

- N.9 En caso de existir una disputa sobre montos parciales de una factura, la Parte que deba efectuar el pago, deberá necesariamente pagar el monto parcial que no esté en disputa.
- N.10 Si el Cargador devuelve una factura y esa factura es correcta, la fecha de facturación seguirá vigente. Si el Cargador disputa cualquier monto de la factura, pero no procede según lo indicado en la Sección N.8 anterior, seguirá como monto pendiente de pago hasta que sea pagada. En caso de existir una disputa sobre montos parciales de una factura, la porción no observada deberá ser pagada en plazos previstos.
- N.11 Si el Cargador devuelve una factura debido a errores en la facturación, la fecha de pago de la nueva factura, correrá a partir de la fecha de entrega de la factura corregida.
- N.12 Los pagos podrán realizarse en Moneda Extranjera (USD – Dólares Estadounidenses), en el marco de la disponibilidad del Cargador o en Moneda Nacional (Bs. - bolivianos) al tipo de cambio oficial de venta, en el Sistema Financiero Local, para lo cual el Concesionario deberá remitir su solicitud con dos cuentas bancarias, una en moneda nacional y la segunda



en moneda extranjera, con el propósito de que el Cargador pueda dar cumplimiento a los pagos en plazos según clausula N.6.

O. GAS DE USO DE SISTEMA

O.1 El Cargador por su cuenta o a través de su Agente suministrará al Concesionario, sin costo para el Concesionario, Gas en especie por concepto de su participación en el Gas de Uso de Sistema. El Gas de Uso de Sistema será entregado en el Punto de Recepción de acuerdo a un porcentaje en función al Gas nominado por el Cargador.

O.2 El porcentaje de Gas de Uso de Sistema será calculado para cubrir la suma de las Cantidades de Gas Combustible, Venteos Planificados y DNM si corresponde.

O.3 Durante el Mes Operativo, el Concesionario determinará:

O.3.1 las Cantidades de Gas Combustible realmente consumidas y

O.3.2 las Cantidades por concepto de Venteos Planificados y DNM, si hubieren.

O.4 Mensualmente el Concesionario estimará el porcentaje de Gas de Uso de Sistema a ser suministrado por el Cargador con sus nominaciones para el Mes Operativo siguiente de acuerdo al procedimiento detallado a continuación:

O.4.1 El Concesionario sumará las Cantidades de Gas Combustible, las Cantidades de Venteos ejecutados y la DNM si corresponde, en el Mes Operativo anterior y calculará el nuevo porcentaje de acuerdo a la relación entre: i) la sumatoria de las Cantidades de Gas Combustible, las Cantidades de Venteos y DNM si corresponde y ii) las entregas realizadas el Mes Operativo anterior.

O.4.2 Dentro de los primeros diez (10) días del Mes Operativo, el Concesionario comunicará por vía electrónica al Cargador el nuevo porcentaje asignado de Gas de Uso de Sistema.

O.4.3 En caso de cambios excepcionales en las nominaciones, el Concesionario podrá modificar el porcentaje de Gas de Uso de Sistema, con el propósito de optimizar la operación del Sistema.

O.4.4 Al finalizar cada Mes Operativo, el Concesionario presentará al Cargador, la información relativa a los Venteos, DNM y uso del Gas Combustible.

O.5 Con excepción del reemplazo de una pérdida de Gas causada por un evento de Imposibilidad Sobrevvenida, en la medida que el Concesionario adquiera Gas



para reemplazar Gas que no ha sido usado como Gas de Uso de Sistema, el costo de la Cantidad adquirida, hasta una máxima Cantidad de cero coma cinco por ciento (0,5%) del total del Gas recibido, será adquirido por el Concesionario al Precio regulado.

P. SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS

Las Partes acuerdan que las posibles Diferencias que no sean de competencia del Ente Regulador, serán resueltas de acuerdo al siguiente procedimiento:

- P.1 La posible Diferencia que se suscite entre las Partes y se derive de este Documento o del Contrato, se solucionará inicialmente mediante Negociación. El proceso de Negociación comenzará mediante una Notificación Fehaciente, remitida por cualquiera de las Partes a la otra, en la que se exprese el contenido de la Diferencia. Las Partes tratarán de llegar a un acuerdo satisfactorio para ambas Partes, en el nivel operativo, dentro de un plazo no mayor a los treinta (30) Días Hábiles de efectuada la Notificación Fehaciente, que podrá ser ampliado por acuerdo de Partes.
- P.2 No resuelta la Diferencia, en el nivel operativo, cualquiera de las Partes podrá notificar a la otra Parte, convocándola a resolver la Diferencia entre representantes del nivel ejecutivo de las Partes, en un plazo de cuarenta y cinco (45) Días Hábiles desde la Notificación Fehaciente, que podrá ser ampliado por acuerdo de Partes.
- P.3 Si la Diferencia no ha sido resuelta mediante Negociación en el nivel ejecutivo, cualquiera de las Partes podrá someter la controversia al procedimiento arbitral estipulado en la presente Sección. El arbitraje será en derecho, en aplicación de la Ley de Conciliación y Arbitraje N° 708 de 25 de junio de 2015, administrado por el Centro de Arbitraje y Conciliación de la Cámara Nacional de Comercio de Bolivia, ubicada en la ciudad de La Paz, y de acuerdo con el Reglamento de Arbitraje de dicho CAC.
- P.4 El arbitraje será conducido y resuelto por un Tribunal conformado por tres (3) árbitros quienes deberán tener el conocimiento y la experiencia demostrables en el aspecto que motivó la Diferencia. Cada Parte designará un árbitro, y los dos (2) árbitros así designados elegirán, a un tercero, que será quien presida el Tribunal. Si cualquiera de las Partes no hubiera designado a un árbitro dentro de los quince (15) días posteriores a la recepción de la solicitud de arbitraje por la Parte demandada, o en caso de que los dos (2) árbitros nombrados por las Partes, no llegaran a ponerse de acuerdo en la designación del tercer árbitro, dentro de los quince (15) días posteriores a la designación del segundo árbitro, la designación del árbitro faltante será realizada por el Centro de Conciliación y Arbitraje de la Cámara Nacional de Comercio de Bolivia, a pedido de cualquiera de las Partes.



- P.5 Las Partes asumirán en partes iguales, los honorarios de los árbitros, del secretario de tribunal y la tasa de administración del CAC. Cada parte soportará el costo de sus abogados y asesores y sus costos relacionados.
- P.6 El arbitraje será en idioma castellano, tendrá como sede la ciudad de La Paz, Estado Plurinacional de Bolivia y la ley para resolver la controversia será la ley boliviana.
- P.7 El laudo dictado por el Tribunal arbitral es de obligatorio cumplimiento para las Partes. Cualquier responsabilidad monetaria impuesta en el laudo se establecerá en Dólares y será pagada dentro de los sesenta (60) Días Hábiles siguientes a la notificación a la Parte responsable. El laudo arbitral tendrá carácter definitivo para las Partes. El laudo arbitral podrá ser ejecutado a solicitud de cualquiera de las Partes ante los tribunales bolivianos conforme a la ley vigente. Cualquiera de las Partes podrá invocar la nulidad o invalidez del laudo arbitral de conformidad a lo establecido en las leyes bolivianas vigentes.

Q. TARIFAS POR LOS SERVICIOS

- Q.1 Excepto si se conviene en forma expresa y por escrito algo distinto, la Tarifa por Servicio Firme aplicable será la Tarifa aprobada al Concesionario por la ANH como Ente Regulador, la misma podrá ser revisada y aprobada por la ANH, conforme al Reglamento, la cual incluye los impuestos de ley correspondientes.
- Q.2 Excepto si se conviene en forma expresa y por escrito algo distinto, la Tarifa por Servicio Interrumpible aplicable será la Tarifa aprobada al Concesionario por la ANH como Ente Regulador, la misma podrá ser revisada y aprobada por la ANH, conforme al Reglamento, la cual incluye los impuestos de ley correspondientes.

R. LEY APLICABLE

El Contrato y este Documento serán interpretados y aplicados conforme a las leyes y Decretos del Estado Plurinacional de Bolivia y quedarán sujetos a los reglamentos u otra norma aplicable y órdenes escritas provenientes de las autoridades competentes.

S. CESIÓN DE CONTRATOS

El Contrato no podrá ser cedido por una de las Partes sin el consentimiento expreso escrito de la otra, cuyo consentimiento no será injustificado o irracionalmente denegado o demorado.

Las Partes deberán asegurarse que el Cesionario sea idóneo para continuar con las obligaciones del Cedente. A tal efecto, se requerirá la aprobación del Ente Regulador.



T. REQUISITOS DE INFORMACIÓN OPERATIVA

El Concesionario suministrará al Cargador la información operacional que se detalla a continuación, en los periodos de tiempo y en la forma indicada:

T.1 El estado de los Desbalances operativos del Cargador, será comunicado por el Concesionario de su Ducto al Cargador en la medida en que tenga conocimiento de cualquier Desbalance real o estimado, pero como mínimo una vez a la semana.

T.2 El Concesionario permitirá al Cargador el acceso oportuno a la información de los sistemas SCADA relacionada con las Cantidades de Gas, de ser técnicamente factible y en la medida que estén disponibles, se establece que el acceso del Cargador, la comunicación y el uso de los datos sean bajo cuenta, riesgo y gasto propio del mismo.

T.3 El Concesionario mensualmente transmitirá información al Cargador respecto al mantenimiento programado y disponibilidad estimada de capacidad, para los tres (3) Meses Operativos siguientes.

T.4 El Concesionario proveerá diariamente al Cargador, exceptuando fines de semana y feriados, una declaración de las Cantidades medidas en cada Punto de Recepción y Punto de Entrega, tomando en cuenta que esta información es de tipo operativo y no tiene efectos de tipo comercial.



ANEXO A
PROCEDIMIENTO DE CONVERSIONES
(Relación entre volumen y energía)

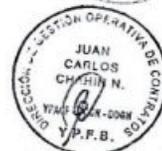
Los siguientes conceptos serán utilizados para todos los efectos, para comparar volúmenes de Gas en Tránsito en términos volumétricos con Cantidades de Gas en términos energéticos, tanto en el Punto de Recepción como en el Punto de Entrega:

A) Nominación y Programación:

- i) Para cada Día, todo volumen de Gas en Tránsito, nominado o programado en términos volumétricos, se convertirá a términos energéticos usando el poder calorífico nominal de ocho mil novecientos kilocalorías sobre Metro Cúbico (8.900 Kcal/mc@68°F Saturado) tanto en el Punto de Recepción como en el Punto de Entrega.
- ii) El contenido calorífico de todo volumen de Gas en Tránsito nominado o programado se obtendrá mediante la multiplicación del volumen correspondiente (en Metros Cúbicos), por ocho mil novecientos Kilocalorías sobre metro cúbico (8.900 Kcal/m³); el resultado será dividido entre doscientos cincuenta y un mil novecientos noventa y seis kilocalorías sobre MMBTU (251.996 kcal/MMBTU). Para transformar de mc a PC, se debe multiplicar el volumen en mc por 35,314667.

B) Medición:

- i) Para cada Día, tanto en el Punto de Recepción como en el Punto de Entrega se mide el volumen de Gas que fluye en términos volumétricos (68°F Saturado). Mediante cromatografía en línea se determina el poder calorífico del Gas en Tránsito.
- ii) Para cada Día, el contenido calorífico de cualquier volumen de Gas en Tránsito recibido o despachado en el Punto de Recepción o en el Punto de Entrega (expresado en términos volumétricos) se determina multiplicando el número de Metros Cúbicos de Gas recibido o despachado durante dicho Día en el respectivo punto de medición, por el poder calorífico del Gas (en kilocalorías/ Metro Cúbico@68°F Saturado), determinado en la forma descrita en el inciso (i) para el mencionado Día, en el respectivo punto de medición, y dividiendo el anterior producto entre (III) 251.996 Kcal/MMBtu. Para transformar de mc a PC, se debe multiplicar el volumen en mc por 35,314667.



ANEXO B SEGUROS

Tanto el Cargador como el Concesionario acuerdan mantener vigentes mientras dure el Contrato, los seguros obligatorios requeridos en los países en los que desarrollen sus respectivas actividades.

El Cargador podrá obtener los seguros que considere necesarios para el tipo de actividad, para cubrir cualquier tipo de daño material a los bienes de su propiedad, incluyendo las coberturas para el producto a ser transportado por el Concesionario.

El Cargador deberá obtener y mantener vigente un seguro de Responsabilidad Civil por daños que pudiese ocasionar a terceros, de acuerdo a sus respectivos derechos, obligaciones e intereses, debiendo mantener indemne al Concesionario. El seguro deberá incluir la renuncia de subrogación por parte de su(s) Aseguradora(s) a favor del Concesionario.

El Concesionario podrá obtener los seguros que considere necesarios para el tipo de actividad, para cubrir cualquier tipo de daño material a los bienes de su propiedad, incluyendo las coberturas para el producto a ser transportado por el Concesionario.

El Concesionario deberá obtener y mantener vigente un seguro de Responsabilidad Civil por daños que pudiese ocasionar a terceros, de acuerdo a sus respectivos derechos, obligaciones e intereses, debiendo mantener indemne al Cargador. El seguro deberá incluir la renuncia de subrogación por parte de su(s) Aseguradora(s) a favor de Cargador.

Las Partes acuerdan proporcionarse copias de los seguros requeridos, a simple requerimiento.



**ANEXO C
ESPECIFICACIONES DE CALIDAD GAS NATURAL**

ESPECIFICACIÓN	VALORES	UNIDAD	NORMA DE CONTROL	OTRO ALTERNATIVO	FRECUENCIA
Densidad Relativa o Gravedad Especifica (SG)	0,580 < SG < 0,690		ASTM D-3588	ISO 6976	Recepciones y Entregas: En línea o cada 8 horas.
Poder Calorífico Superior Saturado	Mínimo 970	BTU/pc	ASTM D-3588	ISO 6976 Anexo II	Recepciones y Entregas: En línea o cada 8 horas
Oxígeno	Máximo 0,2	% Mol	ASTM-D-1945		Recepciones: Una vez al año. Entregas: En Línea o cada 8 horas.
Nitrógeno	Máximo 2,0	% Mol	ASTM-D-1945		Recepciones y Entregas: En línea o cada 8 horas.
Dióxido de Carbono	Máximo 2,0	% Mol	ASTM-D-1945		Recepciones y Entregas: En línea o cada 8 horas.
Inertes (N2+CO2)	Máximo 3,5	% Mol	ASTM-D-1945		Recepciones: En línea Entregas: En línea o cada 8 horas.
Sulfuro de Hidrógeno	Máximo 0,31	Lbs/MMpc	ASTM E-169	ASTM D- 5504 Método analítico u otro a ser acordado por las partes	Recepciones: Cada 24 horas.
	Máximo 5 ó 3,53	mg/m ³ ó ppm	ASTM E 169 Rev. 2004		Entregas GTB: (cada 24 horas) Entregas GOB: Según protocolo de medición
Sulfuro de Mercaptanos	Máximo 0,94	Lbs/MMpc	ASTM E-169	ASTM D- 5504 Método analítico u otro a ser acordado por las partes	Recepciones: Cada 24 horas.
	Máximo 15 ó 7,50	mg/m ³ o ppm	ASTM E-169		Entregas GTB: (cada 24 horas) Entregas GOB: Según protocolo de medición
Azufre Total	Máximo 3,12	Lbs/MMpc	ASTM E-169	ASTM D- 5504 Método analítico u otro a ser acordado por las partes	Recepciones: Cada 24 horas.
	Máximo 50	mg/m ³	ASTM E 169 Rev. 2004		Entregas GTB: (cada 24 horas) Entregas GOB: Según protocolo de medición
Mercurio	Máximo 3,74×10 ⁻⁵	Lbs/MMpc	ISO-6978 Rev. 2003	ASTM D-5954	Recepciones: Según acuerdo entre partes
	Máximo 0,6	µg/m ³	ISO-6978 Rev. 2003		Entregas: Según acuerdo entre partes
Vapor de Agua	Máximo 5,93	Lbs/MMpc	ASTM D-1142	ASTM D-5454 Rev. 1999	Recepciones y Entregas: cada 24 horas
	Máximo 95	mg/m ³			
Punto de Rocío del Hidrocarburo	Máximo 32 °F a 640 psig	°F	Simulación a través de la Ecuación de Estado Peng-Robinson u otra aceptada por las Partes.	ASTM D-1142	Recepciones y Entregas: cada 24 horas
	Máximo 0 °C a 45 kgf/cm ²	°C			

