ANDI

Cámara de Grandes Consumidores de Energía y Gas

PROPUESTA DE REMUNERACIÓN PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACIFICO.

PROPUESTA DE REMUNERACIÓN PLANTA DE REGASIFICACIÓN DEL PACIFICO.

DANIEL VICENTE ROMERO MELO

Director Ejecutivo

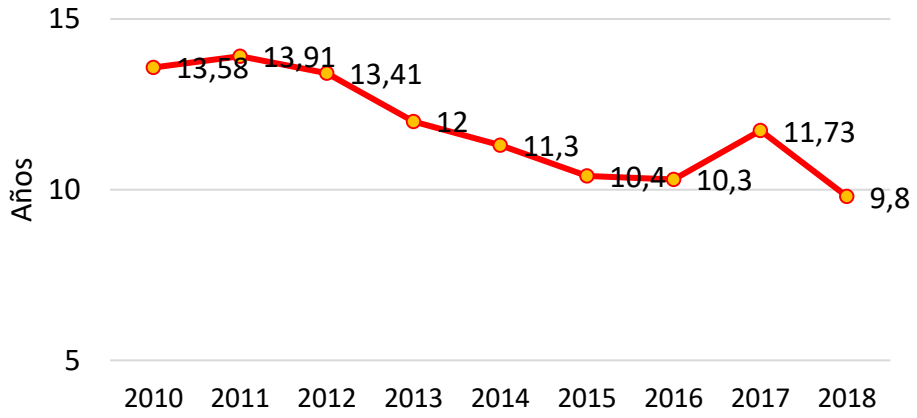
GUSTAVO A. CELIS.

Asistente

1- CONTEXTO

De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, las reservas de Gas Natural han venido disminuyendo desde el año 2011 a una tasa promedio anual del 4%, de forma tal que al finalizar 2018 se encontraban en 9,8 años, como se puede apreciar en la siguiente gráfica.

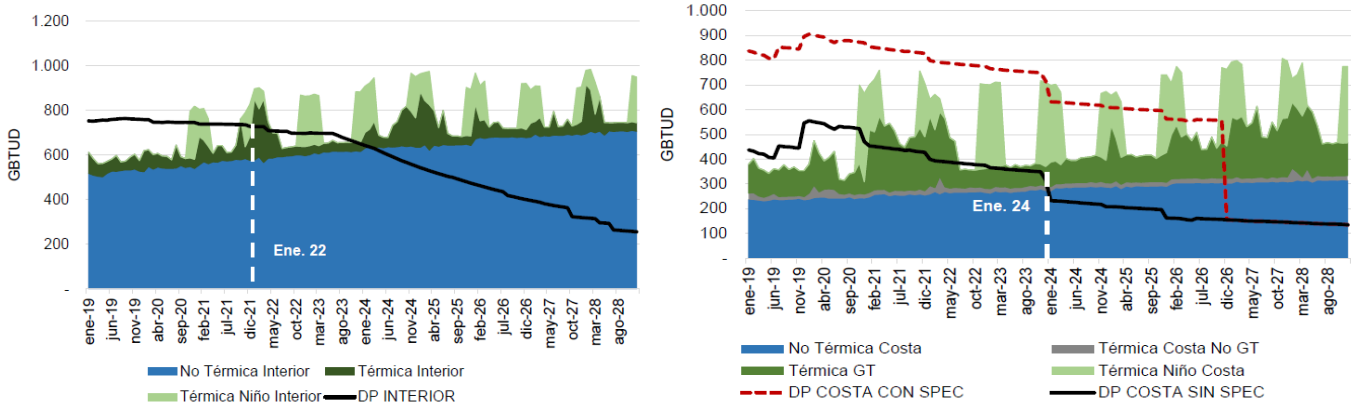
Gráfico 1. Reservas probadas de Gas Natural/Producción de Gas



Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Ante este escenario de reservas, y de acuerdo al balance de oferta y demanda indicado en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2020, el país pierde su capacidad de auto-abastecimiento a partir del año 2022 en la región interior, y a partir del 2024 en la región costa. Sin embargo, la Costa Caribe podría atender ese déficit, siempre y cuando se construya la capacidad bidireccional en el tramo barranquilla – ballena antes del 2022. La siguiente gráfica presenta el balance oferta – demanda para las dos regiones.

Gráfico 2. Balance oferta y demanda de Gas Natural región interior y región costa



Fuente: Plan de Abastecimiento de Gas Natural - UPME

El Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural publicado por la Unidad de Planeación Minero Energética en el 2016 indicó la necesidad de construcción de una Planta Regasificadora de 400 MPCD ubicada en el Valle del Cauca con una capacidad de almacenamiento de 170.000 m3 de GNL, con el fin de blindar el sistema ante la probabilidad de no encontrar nuevas fuentes de suministro. Adicionalmente, este activo servirá para que el sistema cuente con una mayor confiabilidad ante eventos de mantenimientos de la infraestructura de producción y transporte, que como es de conocimiento público, han afectado el abastecimiento de la demanda en los últimos tiempos. Por lo anterior, la Planta de regasificación del Pacífico es un elemento de confiablidad desde el momento que esté disponible y será una opción de abastecimiento para los agentes que decidan suscribir contratos.

La publicación del Plan de Abastecimiento de Gas Natural-2020, ratifica que la construcción de la planta es necesaria para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio de gas natural en el corto plazo y mediano plazo. En dicho Plan se indica que los beneficiarios de la construcción de la Planta de Regasificación del Pacífico serán todos los usuarios. En la siguiente tabla, la UPME presenta el porcentaje de uso de la planta en función de si es confiabilidad o abastecimiento.

Tabla 14. Proyección porcentaje de utilización por abastecimiento y confiabilidad de la Planta de Regasificación de Buenaventura

Utilización por Abastecimiento	Utilización por Confiabilidad
85,6%	14,4%

Sin embargo, con el objetivo de que la infraestructura sea remunerada en función de los beneficios obtenidos, la Cámara ha considerado importante que se realice la distinción entre los consumidores demandantes de gas natural para los cuales la Planta de Regasificación del Pacífico es una opción de abastecimiento y los consumidores que la pueden utilizar como una opción de confiabilidad y seguridad ante eventos de escasez.

En este sentido, los usuarios para los cuales la planta es una opción de suministro, serán aquellos que suscriban voluntariamente contratos, y la capacidad que dichos usuarios deben remunerar será la capacidad máxima que pueden utilizar de acuerdo con el contrato suscrito.

Los usuarios que no la consideran opción de abastecimiento, no suscribirán contratos y, por ende, estarán sometidos a las prioridades de abastecimiento que ha sido fijada por el Gobierno Nacional. Es decir, primero se abastece la demanda esencial y si hay disponibilidad de capacidad se abastece la demanda no esencial.

La siguiente tabla presenta la estructura de la demanda, discriminada entre demanda esencial y demanda no esencial.

Tabla 1. Demanda Sectorial de Gas Natural 2018

Volumen promedio anual de Demanda Esencial (GBTUD)					Volumen promedio anual Demanda No Esencial (GBTUD)	
Transportadores de gas natural	GNVC	Consumo Ecopetrol	Refinería	Residencial	Térmica*	Industrial y comercial
27	58	26	161	149	190-360	445

Fuente: Reporte Mensual: Demanda de Gas Natural en Colombia Dic 2018 – CONCENTRA
Nota: La Demanda Industrial y Comercial corresponde al consumo de Petroquímica, Industriales, Comercial, Industrial e Industrial Exento.
*Demanda térmica varía en función de la utilización del parque de generación.

Cabe anotar que, en los últimos mantenimientos de magnitud significativa en la infraestructura de gas, que implicaba que usuarios no esenciales no pudieran cubrir su consumo total sino un porcentaje del contratado, por ejemplo 70%, parte de la industria prefirió reducir producción, a acceder a gas que por precio duplicaba el valor de suministro de sus contratos actuales. Es decir, es necesario que la UPME valide los costos de racionamiento de gas natural, que en el Plan se asumen en 29.59 USD/Kpc, dado que incrementos al sector industrial por encima de 9 USD/MBTU, llevaron a que la mayoría prefiriera disminuir consumo y por ende, producción.

La situación descrita anteriormente evidencia que, en el caso del sector industrial, no basta con la disponibilidad del gas. El precio del gas es una variable muy importante para que el acceso al energético sea viable para el proceso productivo.

Por supuesto, la anterior argumentación también puede aplicar a la demanda de gas de la refinería y del gas natural vehicular, para quienes el costo de racionamiento, parece estar muy por debajo de 29.59 USD/Kpc que utiliza la UPME. Por ende, es importante realizar las validaciones de dicha cifra y las implicaciones que puede tener sobre la construcción de la planta y su dimensionamiento y potencial utilización.

A continuación, se presenta una propuesta para remunerar la planta de regasificación del pacifico, con dos escenarios alternativos.

2- PROPUESTA DE REMUNERACIÓN

La remuneración de la infraestructura necesaria para suministrar un servicio, es a cargo de los agentes que la requieren, en función del beneficio que obtienen. En este orden de ideas, la primera parte se identifican los beneficiarios y luego se determina una metodología para establecer el beneficio obtenido.

Beneficiarios:

- B1: Consumidores de cualquier tipo de demanda que quieren asegurar su suministro con esta fuente y por ende establecen compromisos contractuales. Entre este tipo

de demanda, pueden estar: demanda esencial que requiera asegurar abastecimiento, demanda industrial que requiera viabilizar proyectos de largo plazo y generadores térmicos que requieren contar con seguridad de abastecimiento de gas para garantizar que, en momentos de escasez hídrica, pueden cumplir su compromiso de cargo por confiabilidad. Para garantizar lo anterior, la CREG deberá definir un mecanismo que incentive a los generadores térmicos a realizar contratos con la planta.

- B2: Consumidores de la demanda esencial que no cuentan con contratos asociados a la planta. Estos consumidores en orden de prioridad, serían los siguientes beneficiarios de la planta, dado que el Decreto 1073 de 2015 le asigna a la demanda esencial, prioridad sobre la infraestructura disponible, por encima de la demanda no esencial. Entre la demanda esencial de acuerdo con el Artículo 2.2.2.1.4 del Decreto mencionado anteriormente: demanda residencial, demanda de gas natural vehicular, demanda para los compresores del sistema de transporte de gas y la demanda de la refinería.

- B3: Consumidores industriales, térmicos, entre otros., que, sin tener contratos asociados con la planta, pueden ser abastecidos ante situaciones coyunturales, luego de cubrir los beneficiarios B1 y B2.

Función de beneficios obtenidos:

- Para los beneficiarios B1: Dado que suscribió contratos, el beneficio obtenido es la capacidad máxima contratada a que le da derecho el contrato suscrito. Independiente que lo use o no.
- Para los beneficiarios B2: Los consumidores de la demanda esencial son beneficiarios, por la capacidad disponible hasta su máximo consumo. Es decir, de acuerdo con la información de la Tabla 1, hasta 421 GBTUd. En el escenario más acido, la demanda esencial no alcanzaría a ser abastecida completamente con la capacidad propuesta de la planta. Es importante definir normativamente, que en caso de situación coyuntural, los contratos que firme demanda no esencial como beneficiario B1 tienen prioridad sobre la demanda esencial que este en el grupo B2.
- Para los beneficiarios B3 solo pueden acceder al servicio de la planta, si no hay demanda esencial que la requiera. Es decir, si toda la demanda esencial requiere acceder a la confiabilidad que remunera, la capacidad de la planta tendría que ser superior a la demanda en contratos, más la demanda esencial (Demanda en Contratos + 421 GBTUD). Dado que la capacidad planteada para la planta del Pacifico es de 400 MPCD, los beneficiarios B3 no alcanzan a participar como beneficiarios.

3- FÓRMULA PARA REMUNERAR LA INFRAESTRUCTURA DE IMPORTACIÓN

Considerando a IAE como el Ingreso Anual Esperado que recibe el agente que gane la subasta de construcción de la planta de regasificación:

$$IAE_t = \frac{(CP + CCSNT + AOM) * i}{1 - (1 + i)^{-PEP}}$$

Donde:

IAE_t = Ingreso Anual Esperado en el periodo t
CP = Costo de la Planta
$CCSNT$ = Costo de Conexiones al Sistema Nacional de Transporte
AOM = Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento
PEP = Periodo Estándar de Pagos
i = Tasa de Descuento

En ese sentido, el IAE se deberá reconocer al agente que construya la planta de Regasificación del Pacífico, en función de los usuarios beneficiarios de dicha planta cuyo concepto sea el de abastecimiento vía contratos (B1) o cubrimiento en tiempos de escasez, como es el caso de la demanda esencial (B2)

$$IAE_t = IAE_{b1} + IAE_{b2}$$

Donde:
$IAE_{t,b1}$= Ingreso Anual Esperado entre los agentes beneficiarios B1, en el periodo t.
$IAE_{t,b2}$= Ingreso Anual Esperado entre los agentes beneficiarios B2, en el periodo t.

Ingreso $\boldsymbol{IAE_{t,b1}}$ (Abastecimiento)

Para el caso de los beneficiarios número uno, estos serán quienes realicen compromisos contractuales con la planta, y deberán remunerar la infraestructura en función de la capacidad total contratada:

$$IAE_{t,b1} = IAE_t * CTC_t/CTP$$

Donde:

$IAE_{t,b1}$= Ingreso recaudado entre los agentes beneficiarios B1, en el periodo t.
IAE_t= Ingreso requerido en el periodo t
CTC_t= Capacidad Total Contratada en el periodo t
CTP= Capacidad Total de la Planta

Y el valor que pagaría dicha demanda por cada MBTU contratado sería:

$VDC_{USD/MBTU}$= $IAE_{t,b1}/CTC_t$

Donde:

$VDC_{USD/MBTU}$= Valor demanda contratada en dólares por millón de BTU.

Lo anterior aplica para todos los periodos anuales en los cuales hay demanda contratada.

Ingreso $\boldsymbol{IAE_{t,b2}}$ (Confiabilidad)

En el caso de los beneficiarios B2, son quienes se consideran, según la regulación, como demanda esencial, y quienes deben tener prioridad de abastecimiento en eventos de escasez, y deberán remunerar la infraestructura, en función del remanente después del abastecimiento de la demanda B1.

$$IAE_{t,b2} = IAE_t * (1 - \frac{CTC_{t,b1}}{CTP})$$

Donde:

$IAE_{t,b2}$= Ingreso recaudado entre los agentes beneficiarios B2 en el periodo t.
IAE_t= Ingreso Anual Esperado en el periodo t
$CTC_{t,b1}$= Capacidad Total Contratada por el beneficiario B1 en el periodo t
CTP= Capacidad Total de la Planta

Y el valor por de remuneración por MBTU

$$VDE_{USD/MBTU} = IAE_{t,b2}/(\text{Demanda Esencial}_t)$$

Donde:

$VDE_{USD/MBTU}$= Valor demanda esencial en dólares por millón de BTU.
$Demanda\ Esencial_t$ = Demanda Esencial en el periodo t

Ingreso B3

Cuando la demanda B3 realice consumos de dicha infraestructura, bajo el supuesto en el que la capacidad total de la planta sea suficiente para abastecer a todos los beneficiarios, estos pagaran por cada MBTU consumido el mismo valor que paga la demanda B1 y este ingreso será considerado para recalcular los valores de la demanda B2 de forma tal que el inversionista de la planta de regasificación obtenga su Ingreso Anual Esperado.

Ejemplo: Sensibilidad

B1: Los agentes firman contratos para garantizar la disponibilidad del 30% de la infraestructura de importación del pacifico.

B2: Total de la demanda esencial. Es decir, ningún representante de la demanda esencial tiene contratos de abastecimiento con esta planta

Bajo el supuesto que el valor de la infraestructura de GLN más conexión es de 700'USD y que el costo de mantenimiento es el 3% del valor de la infraestructura, con un periodo de pago de 20 años y una tasa de remuneración del 12.75%EA, el siguiente es el pago que debe realizar la demanda B1 - B2 y el impacto sobre su tarifa de gas natural.

PEP (años)	20
Tasa (EA)	12,75%
AOM (USD)	16.830.000
Costo Total Planta (CTP +CCSNT+AOM)(USD)	700.000.000
Valor anual (USD)	98.153.816

CTP (MBTUD)	400.000
CTC B1 (MBTUD)	120.000
Remanente (MBTUD)	280.000
Demanda esencial (MBTUD)	421.000

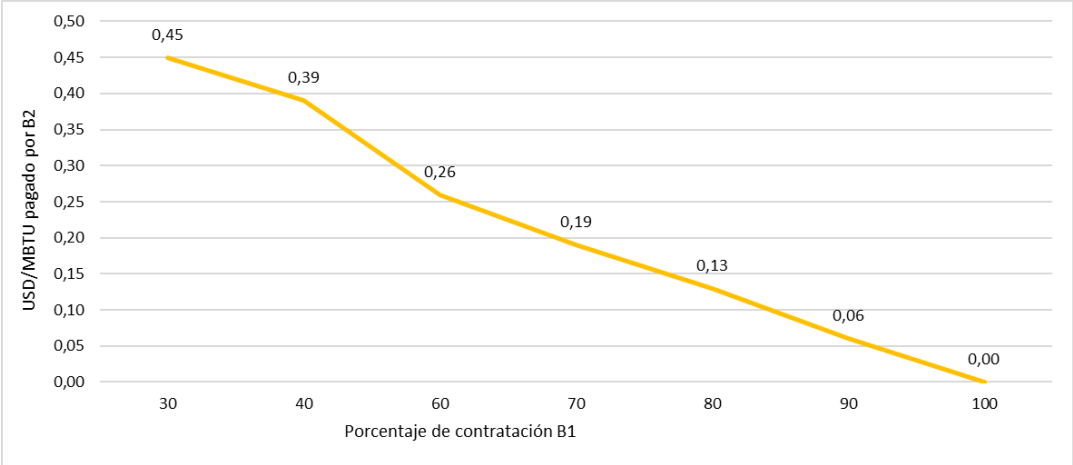
IAE B1	29.446.145
IAE B2	68.707.671

VDC (USD/MBTU)	0,68
VDE (USD/MBTU)	0,45

En resumen, los beneficiarios B1 pagaran anualmente 29.5 millones de dólares, que representan una tarifa de 0.68 USD/MBTU y los beneficiarios B2 (demanda esencial), pagaran 68 millones de dólares que equivalen a una tarifa de 0.45 USD/MBTU.

La siguiente grafica presenta la sensibilidad en la tarifa de los beneficiarios B2 (demanda esencial), en función de la contratación de la planta.

Gráfico 3. Tarifa demanda esencial ante diferentes escenarios de contratación demanda B1



Como era de esperarse, la tarifa pagada por confiabilidad por la demanda esencial decrece a medida que incrementa el porcentaje de contratación para asegurar suministro. Por supuesto, la tarifa de los beneficiarios B1 es constante bajo todos los escenarios de contratación. Bajo los costos supuestos dados la tarifa de los beneficiarios B1 es 0.68 USD/MBTU contratado.

Ejemplo: Sensibilidad sin considerar demanda Ecopetrol, Refinerías y GNVC

PEP (años)	20
Tasa (EA)	12,75%
AOM (USD)	16.830.000
Costo Total Planta (CTP +CCSNT+AOM)(USD)	700.000.000
Valor anual (USD)	98.153.816
CTP (MBTUD)	400.000
CTC B1 (MBTUD)	120.000
Remanente B3 (MBTUD)	104.000
Demanda esencial B2 (MBTUD)	176.000
IAE B1	29.446.145
IAE B2	43.187.679
IAE B3	25.519.992
VDC (B1) (USD/MBTU)	0,68
VDE B2 (USD/MBTU)	0,68
VDR B3 (USD/MBTU)	0,09

Bajo este escenario, la demanda que quiere garantizar la utilización de la infraestructura de regasificación y la demanda esencial diferente a refinería y GNV deberá pagar 0.68 USD/MBTU, mientras que los usuarios B3 asumirán un valor de 0.09 USD/MBTU. Por supuesto, implicando que la demanda de refinería y de GNV debe ser excluida de la demanda esencial en las prioridades de asignación.