



OPCIÓN PARA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME A PLANTAS EXISTENTES EFICIENTES CON GAS NATURAL

DOCUMENTO CREG-109
30 DE AGOSTO DE 2021

Contenido

1. ANTECEDENTES	253
2. INFORMACIÓN GENERAL.....	253
3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	254
3.1 Situación actual.....	254
3.1.1 Cargo por Confiabilidad	254
3.1.2 Generación de seguridad.....	256
3.2 Perspectivas.....	257
3.2.1 Del suministro de gas.....	257
3.2.2 De la generación de seguridad	258
4. OBJETIVOS	260
5. ALTERNATIVAS	260
5.1 Mantener las reglas vigentes	260
5.2 Opción para la asignación de OEF.....	261
6. ANÁLISIS DE IMPACTO	262
7. CONSULTA PÚBLICA.....	263
8. CONCLUSIONES.....	263
Ilustración 1. Esquema para respaldo de OEF con GNI. Subasta 2011	255
Ilustración 2. Diagrama esquemático Resolución CREG 062 de 2013.....	257
Ilustración 3. Participación planta regasificación del Caribe en atención de demanda	258
Ilustración 4. Costo unitario restricciones y precio de bolsa promedio	260
Ilustración 5. Eficiencias de plantas térmicas	261
Tabla 1. OEF respaldadas con OPACGNI y capacidades plantas	255
Tabla 2. Plantas Grupo Térmico y consumo de gas.....	256
Tabla 3. Límites de importación y número mínimos de unidades.....	259

OPCIÓN PARA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME A PLANTAS EXISTENTES EFICIENTES CON GAS NATURAL

1. ANTECEDENTES

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, mediante la Resolución 071 de 2006 introdujo el esquema regulatorio denominado Cargo por Confiabilidad, para asegurar la suficiencia del suministro de energía eléctrica en Colombia a largo plazo, con la participación de los generadores existentes en el Mercado de Energía Mayorista, MEM, y los potenciales nuevos inversionistas en generación.

Uno de los componentes esenciales del esquema del Cargo por Confiabilidad es la asignación de las Obligaciones de Energía Firme (OEF), que corresponden a compromisos de los generadores de producir energía firme aún durante condiciones críticas de abastecimiento de energía y que están respaldados por activos de generación.

El generador al que se le asigna una OEF recibe una remuneración conocida y estable durante un plazo determinado, y se compromete a entregar una determinada cantidad de energía cuando el precio de bolsa supera un umbral previamente establecido por la CREG, que se denomina Precio de Escasez de Activación.

Por su parte, para que las plantas térmicas accedan a las asignaciones de OEF deben disponer; además del activo de generación disponible, los contratos de suministro y transporte del combustible con el que operan, para asegurar la generación de la energía a la que se comprometieron.

En la actualidad, las plantas térmicas en operación respaldan las OEF con la contratación de diversos tipos de combustibles, a saber: carbón, combustibles líquidos (Fuel Oil y Diesel Oil) y gas natural.

2. INFORMACIÓN GENERAL

Para el caso del parque de generación térmico, el capítulo V de la Resolución CREG 071 de 2006 define la reglamentación aplicable para verificar la disponibilidad de combustibles de generación en el caso del carbón y el gas natural, que eran los combustibles con los que principalmente venía generando el parque térmico al momento de la expedición de la norma.

Sin embargo, ante la problemática de la contratación de gas natural para generación y la necesidad de asegurar la confiabilidad en el suministro de energía, la Comisión mediante la Resolución CREG 085 de 2007 también definió reglas para participar en la asignación de OEF con combustibles líquidos.

Posteriormente, con el desarrollo del mercado internacional del Gas Natural Líquido (GNL) y ante la expectativa de poder contar con un combustible más competitivo que los combustibles líquidos, la Comisión expidió la Resolución CREG 106 de 2011 mediante la cual reglamentó la opción para respaldar OEF con Gas Natural Importado -OPACGNI-, bien sea con infraestructura existente o nueva.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 253

Para la subasta del Cargo por Confiabilidad 2015-2016 que se adelantó en diciembre de 2011, la Comisión encontró conveniente dar un incentivo para aquellas plantas térmicas existentes que venían respaldando las OEF con combustibles líquidos para que respaldaran la OEF 2015-2016 con gas natural importado a través de nueva infraestructura de GNL, para lo cual estableció que las plantas existentes que respaldaran las OEF a partir de diciembre de 2015 con GNL se harían acreedores a asignaciones hasta por diez (10) años.

Adicionalmente, dado que el balance oferta – demanda de gas natural para el mediano plazo se mostraba restringido y el GNL era más competitivo que los combustibles líquidos para atender la generación de seguridad de la Costa Atlántica, en donde el parque de generación es principalmente de tipo térmico, la Comisión expidió la Resolución CREG 062 de 2013 mediante la cual definió un esquema para habilitar el GNL en el suministro de la generación de seguridad, a partir de diciembre de 2015 hasta noviembre de 2025, para aquellas plantas térmicas que respaldan OEF con OPACGNI.

Con las anteriores medidas, se logró impulsar el desarrollo de una planta de regasificación en la Costa Atlántica para atender la generación de seguridad del área y que también sirviera como respaldo para participar en asignaciones de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad. El costo de la infraestructura de regasificación se compartió por mitades para los dos servicios, siendo que la mitad correspondiente a generación de seguridad se carga a través de las restricciones que pagan los usuarios y la otra mitad es asumida por los generadores que respaldan las OEF.

Al esquema anterior, que aplica hasta noviembre de 2025, se vincularon las siguientes plantas térmicas que conformaron el denominado grupo térmico (GT): Termobarranquilla (Tebsa, Termobarranquilla 3 y 4), Zona Franca Celsia (Flores 1 y 4) y Termocandaria (1 y 2). Dichas plantas se comprometen a prestar el servicio de generación de seguridad y cumplir la OEF con gas natural importado.

3. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En el marco de las anteriores normas y con el propósito de asegurar el suministro futuro de energía, la Comisión encuentra oportuno hacer los análisis sobre la evolución del mecanismo previsto para el abastecimiento de combustible de las plantas térmicas que operan con Gas Natural Importado (GNI) y definir las medidas relacionadas con la remuneración de confiabilidad de plantas eficientes que se respaldan con gas natural importado o doméstico.

3.1 Situación actual

A continuación se describen las condiciones que actualmente aplican a las plantas térmicas de generación existentes que tiene acceso a la infraestructura de importación de gas natural es la siguiente:

3.1.1 Cargo por Confiabilidad

En la Resolución CREG 106 de 2011 *“Por la cual se define una opción con gas natural importado para respaldar Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad y se dictan otras disposiciones”* y la Resolución CREG 139 de 2011 *“Por la cual se modifica la Resolución CREG 071 de 2006 y se dictan algunas disposiciones sobre la subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad”*, se definió el esquema para

D-109-2021 OPCIÓN PARA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME A PLANTAS EXISTENTES EFICIENTES CON GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 254

asignación de OEF por diez (10) años a las plantas existentes que se respaldaron con GNI a través de nueva infraestructura de importación¹, tal como se señala en la siguiente ilustración.

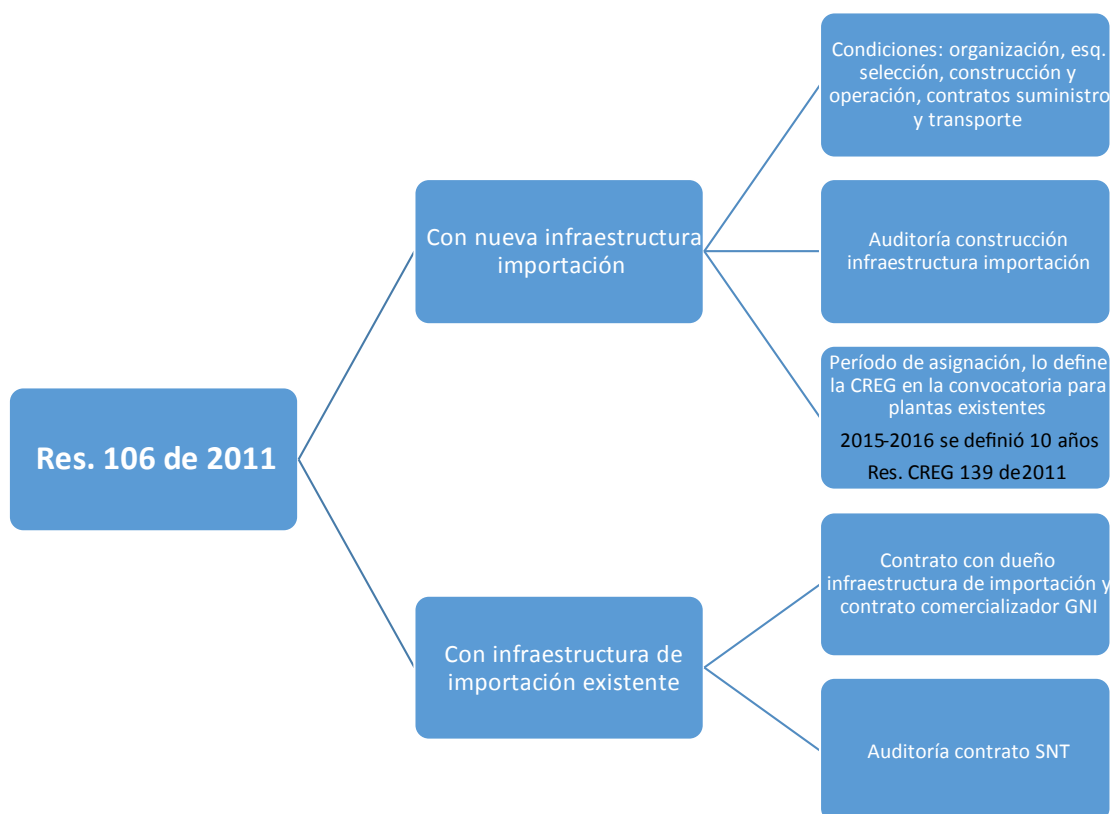


Ilustración 1. Esquema para respaldo de OEF con GNI. Subasta 2011

Las OEF asignadas por 10 años, para el período de diciembre de 2015 hasta noviembre de 2025, corresponde a las cantidades de la subasta adelantada en diciembre de 2011 para el período 2015-2016 cuyos resultados son los siguientes:

Los pagos por Cargo por Confiabilidad a las plantas térmicas por las OEF anteriores, representan un monto del orden de los 240 millones de dólares anuales.

Planta	OEF (GWh/día)	MW
Tebesa	17.5	791
T.Barranquilla 3 y 4	2.2	110
T.Flores 4	10.3	450
T.Flores 1	3.5	160
T.Candelaria 1 y 2	7.0	314
Total	40.7	1825

Tabla 1. OEF respaldadas con OPACGNI y capacidades plantas

¹ La planta de regasificación entró en operación en diciembre de 2016, por lo que mientras tanto las plantas respaldaron sus obligaciones con gas natural local y combustibles líquidos.

3.1.2 Generación de seguridad

La Resolución CREG 062 de 2013 definió una serie de reglas para que fuera posible atender la generación de seguridad del área eléctrica con plantas térmicas operando con Gas Natural Importado (GNI), dado que para dichas plantas no era posible acceder a contratos con gas local y la alternativa era operar con combustible líquidos, lo que es significativamente más costoso. Además, debido a la debilidad de red se preveía que era necesario, hasta tanto no entraran los refuerzos en la red, mantener generación de seguridad con plantas térmicas de la Costa Atlántica, tal como lo certificó la UPME es los análisis que se presentaron el Circular CREG 031 de 2013.

En concordancia con lo anterior, y dada la posibilidad de utilizar el GNI para respaldar OEF y prestar el servicio de generación de seguridad en la Costa Atlántica, en la citada Resolución CREG se estructuró esquema para que los generadores adelantaran el desarrollo de la infraestructura de importación requerida y suscribieran contratos de suministro de gas con el mercado internacional. En ese sentido, se constituyeron el Agente Importador (AI) encargado de adelantar la contratación por mecanismo competitivo del servicio de la infraestructura de importación y regasificación, y el Agente Comercializador (AC) encargado del contrato de suministro de gas con el mercado internacional.

La Resolución CREG 062 de 2013 estableció que los costos de la infraestructura de importación serían asumidos en partes iguales entre los generadores que lo requerían para participar en la asignación de OEF del Cargo por Confiabilidad y la demanda eléctrica que requería el servicio de generación de seguridad. La parte asumida por la demanda fue de 40.8 MUSD/año, tal como quedó establecido en la Resolución CREG 022 de 2014.

La infraestructura de importación seleccionada fue un barco ubicado en Cartagena con los equipos para almacenamiento de gas natural líquido – GNL (160.000 m³) y 4 módulos de regasificación para pasar del estado líquido a gaseoso. Además, se instaló la conexión al sistema nacional de transporte de gas.

Las plantas que se comprometieron con el servicio de generación de seguridad fueron las que se señalan en la tabla 2, las cuales conformaron el denominado grupo térmico, y las cuales se comprometieron a disponer de 348 Millones de Pies Cúbicos Día (MPCD) de gas. El horizonte del servicio de generación de seguridad definido en la Resolución CREG 062 de 2013 corresponde al período comprendido entre la fecha de entrada en operación hasta noviembre de 2025.

Planta	MPCD
Tebesa	142.0
T.Barranquilla 3	13.1
T.Barranquilla 4	13.6
T.Flores 4	71.0
T.Flores 1	26.8
T.Candelaria 1	42.2
T.Candelaria 2	39.7
Total	348.4

Tabla 2. Plantas Grupo Térmico y consumo de gas

En la ilustración 2 se presenta de forma resumida el mecanismo definido en la Resolución CREG 062 de 2013 para incentivar la participación de GNI.

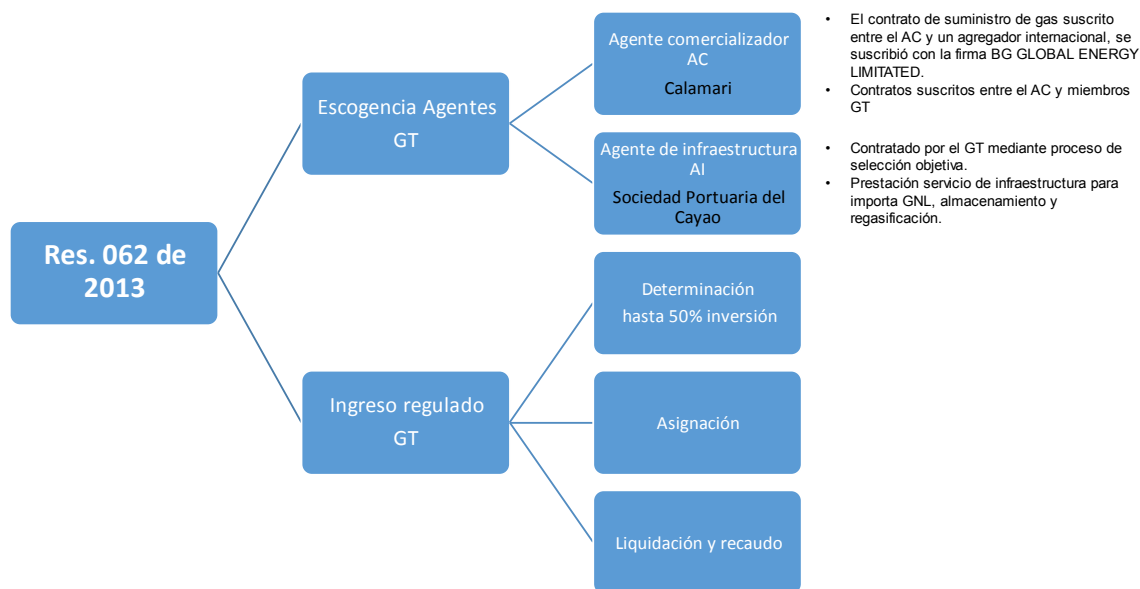


Ilustración 2. Diagrama esquemático Resolución CREG 062 de 2013

3.2 Perspectivas

En lo que respecta las perspectivas referentes a la generación de seguridad para atender las restricciones de la Costa Atlántica y suministro de gas para participar en las OEF del Cargo por Confiabilidad se encuentra lo siguiente:

3.2.1 Del suministro de gas

De acuerdo con los análisis adelantados por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, el balance oferta – demanda de gas muestra que al menos en un mediano plazo se requiere la incorporación de nuevas fuentes de suministro para el abastecimiento seguro y confiable de dicho combustible.

Dentro del balance oferta – demanda considerado en el PAGN se considera la participación de la planta de regasificación de la Costa Atlántica, tal como se puede ver en las siguientes ilustraciones elaboradas con información facilitada por la UPME para diferentes escenarios (radicado CREG E-2021-007010), en donde se observa la participación de la planta de regasificación del Caribe atendiendo tanto la demanda nacional como las plantas térmicas de la costa caribe. Nótese que antes de 2025 ya se prevé atención a la demanda nacional desde esta planta, y a más largo plazo se considera una expansión en la capacidad de regasificación en ese punto de suministro del sistema.

Escenario Medio	Escenarios Niño: 21-22, 24-25, 27-28 y 30-32
-----------------	--

D-109-2021 OPCIÓN PARA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME A PLANTAS EXISTENTES EFICIENTES CON GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 257

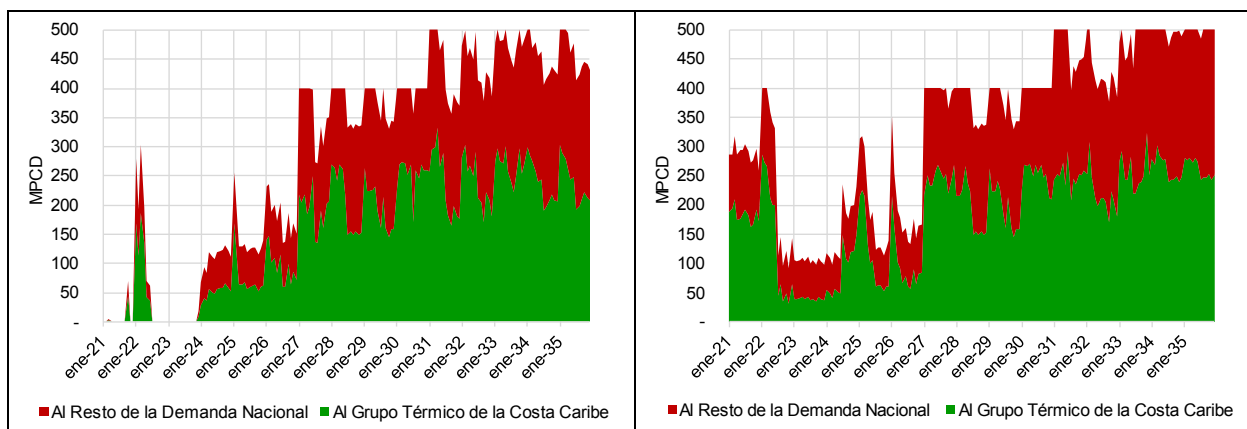


Ilustración 3. Participación planta regasificación del Caribe en atención de demanda

Ahora bien, entre las nuevas fuentes de suministro identificadas por la UPME se destaca la planta de regasificación del Pacífico, la cual quedó incluida en el plan de gas adoptado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) y sobre la cual la UPME viene adelantando la convocatoria pública para “*Selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación de gas natural, servicios asociados y transporte de gas natural a través de la infraestructura de importación de gas del pacífico colombiano*”. Cabe mencionar que la CREG viene ajustando y adoptando la reglamentación correspondiente a la remuneración de las obras del plan de abastecimiento de gas natural.

De acuerdo con el plan anterior destacamos que, una vez finalice sus compromisos de OEF en noviembre de 2025 con el sector eléctrico, la planta de regasificación del Caribe entraría a hacer parte de la infraestructura de suministro para todo el mercado de gas natural.

3.2.2 De la generación de seguridad²

Respecto a las necesidades de generación de seguridad por restricciones en el área caribe, se identifica que las obras en el STN que han sido puestas en servicio en los últimos años y las que vienen en ejecución cambian las condiciones esperadas de la red para el área caribe en 2024. De hecho, la capacidad de importación de energía del área será muy diferente a la existente en el momento en que se identificó la necesidad de contar con el servicio de generación de seguridad respaldada con la planta de regasificación del Caribe.

Al respecto, destacamos las siguientes obras en la red de transmisión de 500 kV, columna vertebral del transporte de potencia del sistema eléctrico colombiano:

- i. En marzo de 2021 con la entrada de las subestaciones Antioquia y Medellín y sus circuitos asociados se pasó de 15 a 17 subestaciones, de 17 a 22 circuitos y se pasó de una red de 2.546 km a 3.224 km.
- ii. Para finales de 2024 se tendrán 25 subestaciones, 39 circuitos y una red total de 6.059 km.

² Información tomada del panorama eléctrico y energético presentado por XM S.A. E.S.P. en el CACSSE de mayo de 2021.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 258

Es decir, al final del 2024 con respecto a la red de marzo de 2021 se va a tener un crecimiento en subestaciones del 47% y en redes del 88%.

En lo que respecta a los impactos en la operación, se incrementarán los límites de importación de potencia entre áreas eléctricas y disminuirá el requerimiento de unidades para el soporte de tensión, tal como se presenta en la siguiente tabla:

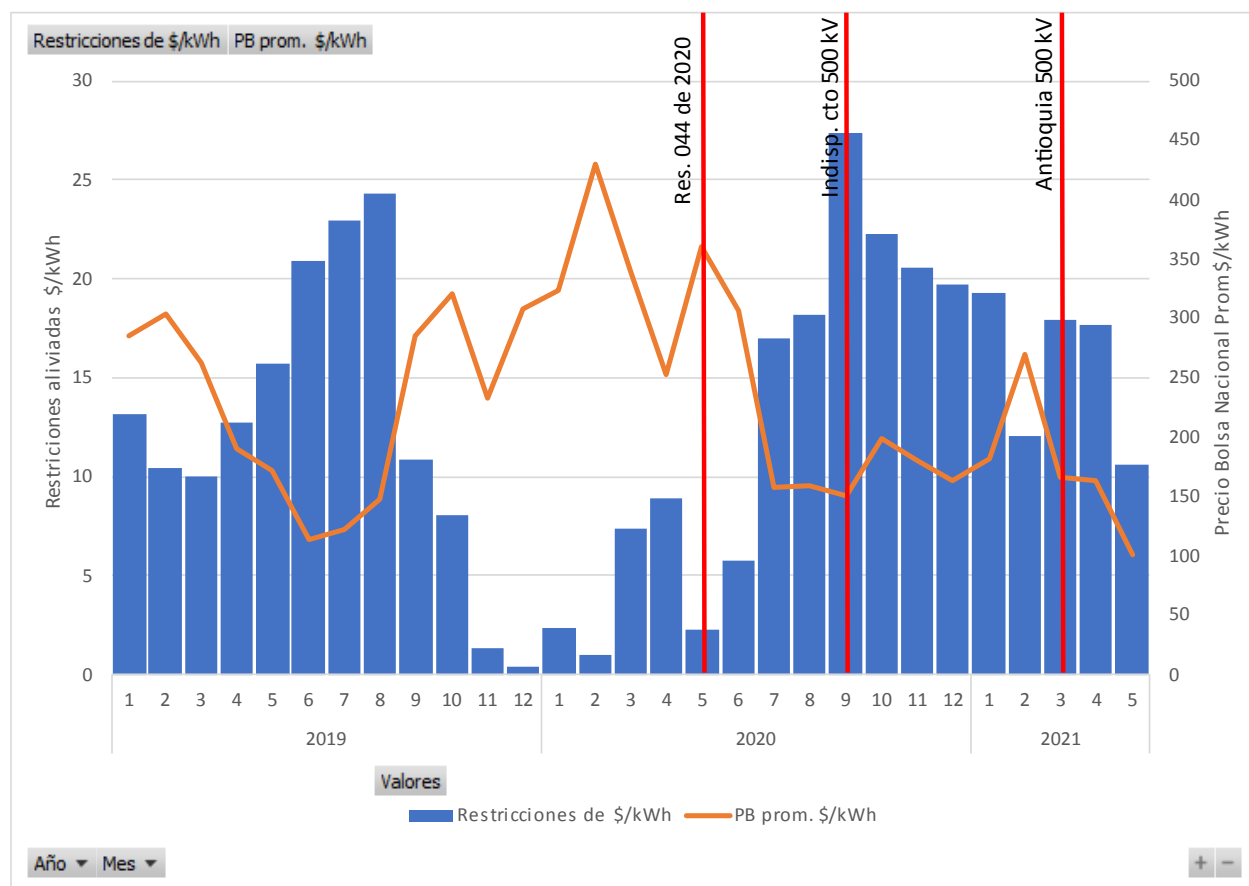
Área Eléctrica	Límite importación (MW)		Unidades mínimas (#)	
	2020	2024	2020	2024
Caribe	1500	2400	7.5	3
Nordeste	1065	1400	2.8	1
Oriente	900	1400	11	7
Suroccidente	500	1100	6	4

Tabla 3. Límites de importación y número mínimos de unidades

Lo anterior se reflejará necesariamente en menores necesidades de generación de seguridad para atender restricciones eléctricas del área caribe. Lo anterior conllevará a que las plantas térmicas con gas natural operen principalmente por competencia para atender demanda en el despacho eléctrico y no porque se requieran por criterios de seguridad de la operación.

Con respecto a lo costos de las restricciones, se espera que dichos valores mantengan tendencia a disminuir tal como se puede ver en la siguiente ilustración en donde se muestra la evolución de las restricciones y se señalan algunos hitos de los últimos años que han impactado el costo de las restricciones, aun en temporadas con precios de bolsa bajos.

De la ilustración 4, se destaca que después de la entrada de las obras en Antioquia en marzo de 2021, los precios de restricciones no se incrementaron a pesar de los precios bajos en la bolsa.



Elaboración propia con informa portal BI de XM

Ilustración 4. Costo unitario restricciones y precio de bolsa promedio

4. OBJETIVOS

El objetivo del presente documento es evaluar la conveniencia de establecer una opción para la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) a las plantas de generación existentes que operan con gas natural, bien sea local o importado, considerando la utilización futura de plantas de regasificación para el abastecimiento de gas y la conveniencia de dar señales en el marco de la transición energética del país.

5. ALTERNATIVAS

Las alternativas identificadas para las plantas existentes que operan con gas natural son las siguientes:

5.1 Mantener las reglas vigentes

No se encuentra conveniente mantener las reglas vigentes para la remuneración de servicios eléctricos respaldados con GNI, teniendo en cuenta que:

- (i) no es necesario ampliar el servicio de generación de seguridad que se contrató con las plantas térmicas que se respaldaban con gas natural importado hasta noviembre de 2025

D-109-2021 OPCIÓN PARA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME A PLANTAS EXISTENTES EFICIENTES CON GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 260

a cargo de la demanda eléctrica, dado el fortalecimiento esperado de red de transmisión explicado en el numeral 3.2.2 del presente documento, y que

- (ii) la asignación de OEF a plantas existentes es por períodos anuales, por lo que se considera que los contratos de dicha duración podrían ser insuficientes para contribuir a mantener en operación la planta existente de regasificación tipo FSRU en el Caribe y/o el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas importado. Esto podría conllevar un riesgo de confiabilidad para el sistema eléctrico, dado que la energía firme aportada por dichas plantas térmicas tiene una participación relevante en las OEF (aprox. 20%) que aseguran el suministro de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Por su parte, en caso de no tener en el mercado disponibilidad de contratos de gas para asegurar el suministro de energía de plantas térmicas a precios competitivos, la alternativa sería operar con combustibles líquidos, lo que acarrearía mayores costos de operación al sistema eléctrico.

5.2 Opción para la asignación de OEF

Teniendo en cuenta lo planteado en el numeral 5.1 del presente documento, se identifica la conveniencia para el abastecimiento de energía eléctrica de contar con una opción que permita a las plantas térmicas, operando con gas natural, que continúen participando del mercado de confiabilidad respaldadas con infraestructura de importación y/o el desarrollo de nuevas fuentes de suministro.

Por lo anterior, los requisitos para las plantas térmicas que se acojan a esta opción deben permitir al sector mantener las alternativas más competitivas, en lo que respecta al uso del combustible y sus costos variables. Esto considerando que el parque de generación con gas tiene un rango amplio de eficiencias, tal como se evidencia en la siguiente ilustración en donde se tiene las eficiencias de las plantas térmicas y se identifica plantas con baja eficiencia cercana al 30%.

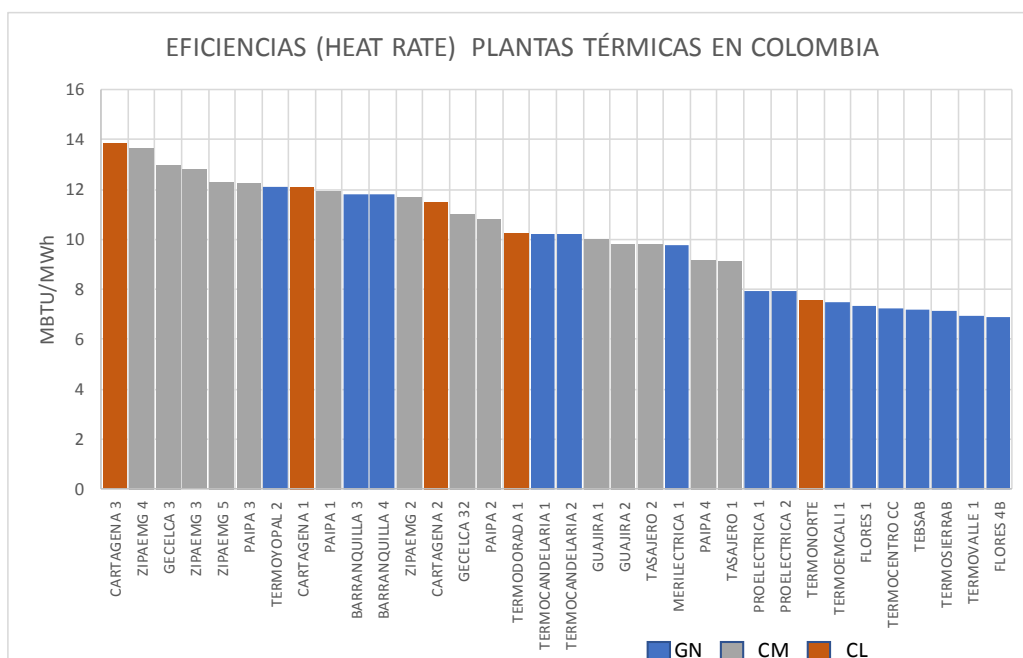


Ilustración 5. Eficiencias de plantas térmicas

D-109-2021 OPCIÓN PARA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME A PLANTAS EXISTENTES EFICIENTES CON GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 261

Con este fin se propone la siguiente opción de asignación de OEF para las plantas térmica que operan con gas natural:

- i. Aplica a plantas con eficiencia (Heat Rate) menor a 7.58 MBTU/MWh.
- ii. Los costos variables de combustible estimados (CVC_E) de la planta deberán ser inferiores a la parte de combustible del precio de escasez.
- iii. Disponer de los contratos de suministro y transporte de gas para los períodos para los cuales opta, en las cantidades suficientes para respaldar las OEF que le sean asignadas. Si el gas es importado, se debe disponer del contrato de acceso a la infraestructura de importación y el contrato de suministro debe ser celebrado con un comercializador de gas natural importado de un mercado líquido de gas.

Las plantas térmicas que cumplan con dichas características podrán optar por asignaciones de OEF hasta por cinco (5) períodos cargo, por la cantidad asignada de acuerdo con el proceso de asignación en el que participe.

Dicho período de 5 años coincide con el asignado a las plantas existentes que adelantan obras que les permiten incrementar la energía firme en 20% y al cual se han acogido varias plantas. Es decir, el horizonte de 5 años ha sido incentivo suficiente para adelantar procesos que requieren inversiones y/o contrataciones para asegurar nuevos desarrollos.

La anterior opción tiene las siguientes características:

- i. Aplica a cualquier fuente de suministro de gas.
- ii. Incentiva la contratación de largo plazo en gas.
- iii. Da señales para mantener e incrementar activos que aseguran la confiabilidad para los sectores de energía eléctrica y gas combustible.
- iv. Permite la participación de las plantas térmica a gas con los mejores estándares de eficiencia dentro del mercado eléctrico colombiano. Quién no los cumpla tendría el incentivo para actualizar tecnológicamente su planta.

6. ANÁLISIS DE IMPACTO

En lo que respecta a los impactos de la opción para las plantas térmicas a gas se identifican los siguientes:

- a. **Sector eléctrico.** Permite a las plantas térmicas a gas más competitivas contar con instrumentos para negociar a largo plazo los contratos de suministro de combustible, cuya disponibilidad futura puede verse limitada ante la situación inmediata del balance de gas, con el fin de participar en el mercado del Cargo por Confiabilidad y obtener OEF que permitan asegurar el suministro confiable de la energía al SIN.
- b. **Usuarios sector eléctrico.** Con respecto al pago directo por la planta de regasificación para generación de seguridad (aprox. 41 Millones USD/año) ya no se seguiría incurriendo. En lo que respecta al pago del Cargo por Confiabilidad no se espera que se afecte debido a la opción propuesta, dado que el precio de remuneración sería el que se defina por el

D-109-2021 OPCIÓN PARA ASIGNACIÓN DE OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME A PLANTAS EXISTENTES EFICIENTES CON GAS NATURAL

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 262

mecanismo de asignación a plantas existentes y la cantidad de OEF asignadas correspondera a la metodología que se ha venido aplicando, es decir son las OEF necesarias para cubrir el escenario alto de demanda de la UPME.

- c. **Sector gas natural.** Contribuye en la definición de incentivos para mantener en operación activos de suministro existentes (planta *FSRU* de regasificación) y mitigar riesgos para el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas local o importado, al permitir la contratación de largo plazo (5 años). Lo anterior, también redundará en beneficio de los usuarios de gas, que ante la situación del balance de gas de corto-mediano plazo, dispondrán de varias fuentes para el suministro del combustible requerido por diferentes actividades diferentes a la generación.

7. CONSULTA PÚBLICA

Teniendo en cuenta la conveniencia para el sistema de contar con una opción para las plantas térmicas existentes eficientes para asegurar la contratación de gas para participar en las asignaciones de OEF del Cargo por Confiabilidad, se recomienda que el proyecto de resolución que contiene la citada opción se publique para consulta de los agentes y terceros interesados.

8. CONCLUSIONES

El servicio de generación de seguridad que se contrató hasta noviembre de 2025 a cargo de la demanda eléctrica, con las plantas térmicas del Grupo Térmico (GT) que se respaldaban con gas natural importado, no es necesario ampliarlo a partir de esa fecha, dado el fortalecimiento esperado de red de transmisión a 2024. Por su parte, bajo las reglas actuales la asignación de OEF a las plantas del GT sería por períodos anuales a partir de diciembre de 2025, y se considera que los contratos de dicha duración podrían ser insuficientes para contribuir a mantener en operación la planta existente *FSRU* de regasificación y/o el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas.

Dado lo anterior, se propone una opción de asignación de OEF por cinco (5) años a las plantas térmicas existentes más eficientes, de manera que tengan alternativas para asegurar el suministro de gas y su participación en las asignaciones de OEF que permitan garantizar la confiabilidad en el suministro de energía del SIN.

Proceso	REGULACIÓN	Código: RG-FT-005	Versión: 1
Documento	DOCUMENTO CREG	Fecha última revisión: 14/11/2017	Página: 263