

GRUPO DE PARTICIPACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto de Resolución Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural"

Fecha de inicio de publicación: 06 de agosto de 2018
Fecha fin de publicación: 21 de agosto de 2018
Fecha de inicio segunda publicación: 22 de agosto de 2018
Fecha Fina segunda publicación: 22 de septiembre de 2018

Solicitantes: **Claudia Esperanza Garzón Escobar**
Dirección de Hidrocarburos

Carlos David Beltrán
Dirección de Hidrocarburos

Medios de divulgación:

Portal Web www.minminas.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinMinas/
- Atención al Ciudadano/Foros/
- Aviso en Home/portal Web MME

Medios de recepción comentarios: correo pciudadana@minminas.gov.co

PUBLICACIÓN

Se publicó la noticia, enlace directo al foro donde se presentó el documento en discusión, tal cual se evidencia en el siguiente enlace e imágenes.

<https://www.minminas.gov.co/foros?idForo=24029141&idLb=Listado+de+Foros+de+Agosto+De+2018>
<https://www.minminas.gov.co/foros?idForo=24034123&idLb=Listado+de+Foros+de+Agosto+De+2018>

Inicio > Participación Ciudadana > Foros en Participación Ciudadana

Listado de Foros de Agosto De 2018

Se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural

Sector Hidrocarburos

Fecha Inicio 6 de agosto de 2018

Fecha Fin 21 de agosto de 2018

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana el proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural". Con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Documento Propuesto

Proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural"

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de decreto deberán realizarse por medio de este foro o mediante el correo electrónico pc ciudadana@minminas.gov.co, hasta el próximo martes 21 de agosto de 2018.

Documentos adicionales

- [Memoria Justificativa](#)
- [Anexo Técnico- Documento Análisis de la UPME](#)

Conclusiones

[Volver](#)

Listado de Foros de Agosto De 2018

Se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural

Sector Gas

Fecha Inicio 22 de agosto de 2018

Fecha Fin 22 de septiembre de 2018

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por el artículo 1 del Decreto 270 de 2017 y las resoluciones 4 0310 y 4 1304 de 2017, se publica para participación ciudadana el proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural". Con el objeto de recibir observaciones y comentarios.

Atendiendo la solicitud de Naturgas con radicado Minminas 2018060969 del 13 de agosto de 2018 en la cual manifiesta "...que el tiempo brindado es insuficiente para efectuar un estudio integral de la propuesta con los asociados y considerando otros sectores que puedan estar involucrados con el sector gas", se amplía por un mes más el plazo para comentarios a este proyecto de acto administrativo.

Documento Propuesto

Proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural"

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de decreto deberán realizarse por medio de este foro o mediante el correo electrónico pc ciudadana@minminas.gov.co, hasta el próximo sábado 22 de septiembre de 2018.

Documentos adicionales

- [Memoria Justificativa](#)
- [Anexo Técnico- Documento Análisis de la UPME](#)

Conclusiones

[Volver](#)

Ilustración 1 Divulgación: MinMinas/Atención al Ciudadano/Foros/



Se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural

En cumplimiento de lo señalado en el numeral 8 del artículo 8 de la Ley 1437 de 2011, en concordancia con lo previsto en el inciso 2 del artículo 2.1.2.1.14 del Decreto 1081 de 2015, sustituido por...

miércoles 22 de agosto de 2018, Cundinamarca, Bogotá D.C., Fuente: MinMinas

Sector: Gas

Ilustración 2 Divulgación: otras noticias



Ilustración 3 Divulgación: Aviso en Home/porta Web MME

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para hacer comentarios al Documento en Discusión **Proyecto de Resolución** “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”. Se recibieron los siguientes comentarios a través de los canales dispuestos para tal fin:

- correo pciudadana@minminas.gov.co
- Sección comentarios del foro

Comentario 1

De: Nelly Novoa

Fecha: 13 de agosto de 2018, 8:14

NATURGAS ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE GAS NATURAL

Ministerio de Minas y Energía
Origen: NATURGAS S.A.
Rad: 2018060969 13-08-2018 11:14:16 AM
Anexos: 0
Destino: DIRECCION DE HIDROCARBUROS
Serie:

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra
Ministerio de Minas
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Ciudad

NATURGAS
Envío a: CABRALES SEGOVIA ORLAN
C0000530
FEC: 2018/08/13 HOR: 08:10:57 B.U.
SOLICITUD AMPLIACION PLAZO COMEN

Referencia: Solicitud ampliación de plazo comentarios a proyecto de resolución mediante el cual se adopta el plan de abastecimiento de gas natural

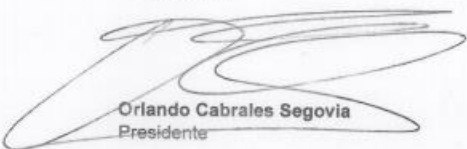
Respetada doctora Suárez:

El Ministerio de Minas y Energía publicó la propuesta de resolución, mediante la cual se propone la modificación del actual plan de abastecimiento de gas natural adoptado mediante resolución 4006 de 2017. Frente a la misma y de acuerdo a los análisis preliminares efectuados por esta asociación encontramos que el tiempo brindado es insuficiente para efectuar un estudio integral de la propuesta con los asociados y considerando otros sectores que puedan estar involucrados con el sector de gas.

Por lo ya mencionado solicitamos que se amplíe el plazo para efectuar comentarios por lo menos en un mes adicional y de esta manera garantizar que todos los actores relacionados con la propuesta puedan determinar los impactos de la propuesta en consulta.

Agradecemos su atención y quedamos atentos a aclarar cualquier duda que se presente frente al tema.

Cordialmente,


Orlando Cabrales Segovia
Presidente

www.naturgas.com.co
Calle 72 #10 - 70, Torre A, Of. 705
Bogotá D.C., Colombia

(571) 212 45 45
(571) 212 40 55

Comentario 2

De: Termocandelaria S.C.A. E.S.P

Fecha: 17 de agosto de 2018, 12:43



Soledad, 14 de agosto de 2018

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 # 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Proyecto de Resolución: "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural"

Respetada Ministra,

Agradecemos la oportunidad que brinda su cartera para realizar comentarios al documento del asunto, del cual depende la confiabilidad del sector de gas natural en el largo plazo, así como, la seguridad del abastecimiento de la demanda en el servicio público de energía eléctrica, donde la generación térmica a gas natural confluye aportando energía firme para estos propósitos.

Es por ello que nos causa gran preocupación el texto erróneo, que, de manera general, se encuentra contenido en literal b) del numeral 6 de los considerandos del documento del asunto, aduciendo una supuesta insuficiencia de inventario de gas natural licuado almacenado en la terminal de regasificación en Cartagena, sin proveer prueba técnica alguna que lo soporte, menciona:

"b) Establecer exigencia de un inventario mínimo del 20% de almacenamiento de LNG.

A principios de este año el Grupo Térmico de la Costa Caribe no dispuso de los volúmenes suficientes de gas natural licuado almacenados en la Planta de Regasificación para la generación de energía eléctrica por restricciones, causándose serios cuestionamientos sobre la confiabilidad de esta infraestructura"

Es importante aclarar que el Grupo Térmico como tal, dejó de existir al momento de la entrada en funcionamiento de la planta de importación, almacenamiento y

1



regasificación de GNL en diciembre de 2016, de conformidad con lo establecido en la resolución CREG 062 del año 2013 y que desde ese momento las responsabilidades de manejo de inventario de GNL son individuales de cada compañía usuaria de esta infraestructura.

Los registros de niveles de inventario de GNL muestran que desde la entrada en operación de la planta de regasificación, no se ha presentado día alguno en que esta no tuviese suficiente gas natural licuado almacenado.

Prueba de lo anterior, es que, desde la entrada en operación de la planta de regasificación, no se ha presentado día alguno en que esta no tuviese suficiente gas natural licuado almacenado. Prueba de lo anterior, es que las unidades de generación de TEBSA y Termocandelaria atendieron en su totalidad los despachos y múltiples redespachos recibidos desde en CND durante el periodo de tiempo mencionado. De esta forma, nuestras plantas soportaron más del 60% de la demanda total de la Costa Atlántica durante la etapa más crítica de la emergencia, la que fue causada por indisponibilidades de las líneas de interconexión debido a atentados terroristas. Todo lo anterior, puede ser corroborado con XM como administrador del mercado. Afirmaciones de este tipo ocasionan una afectación significativa de la imagen corporativa de las compañías y generan efectos en la comunidad financiera.

Nuestra mayor preocupación radica en que este tipo de afirmaciones que proviene de la autoridad del sector, afecta significativamente la imagen corporativa de las compañías y generan efectos negativos en la comunidad financiera, limitando el normal y adecuado funcionamiento del negocio que pone en riesgo la confiabilidad y seguridad del sistema.

Cabe mencionar que, con objeto de aclarar la disponibilidad de gas natural para la generación de energía, en febrero pasado se envió la comunicación adjunta al Ministerio de Minas y Energía, manifestando la realidad del abastecimiento de gas natural licuado y las gestiones pertinentes que se realizaban para asegurar el abastecimiento suficiente y oportuno que los volúmenes de generación requerían ante la emergencia ocurrida a principios del presente año.

De igual manera, adjuntamos copia del correo dirigido a TEBSA, por parte del señor Vice Ministro de Energía, respecto a la validez de retirar de la memoria justificativa del Decreto único reglamentario del sector administrativo de minas y energía 1073 de 2025, afirmaciones que no obedecen a la realidad.

2

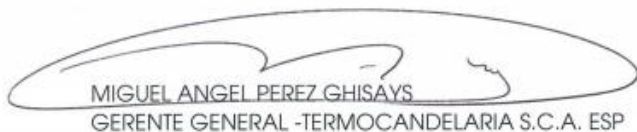


Agradecemos su colaboración con las gestiones pertinentes para corregir la afirmación en mención, ya que estas causan un grave deterioro de la imagen de nuestras compañías de manera injustificada, por cuanto TEBSA y Termocandelaria permanentemente han contado con suficiente gas natural licuado en la planta de regasificación para atender las necesidades de generación de sus plantas, requeridas por el mercado.

Atentamente,



LUIS MIGUEL FERNANDEZ ZAHER
Presidente TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P.



MIGUEL ANGEL PEREZ GHISAYS
GERENTE GENERAL -TERMOCANDELARIA S.C.A. ESP

Copia: Doctor Ricardo Ramirez, director UPME

Anexos:

- a. Comunicación No.100-156-2018 TEBSA – MinMinas
- b. Correo Electrónico fechado 15 de febrero 2018 remitido por el Sr. Vice Ministro de Energía, Alonso Cardona a Eduardo Ramos (TEBSA) con el asunto "RE: Comentarios Decreto que Modifica el decreto único 1073 de 2015 – Priorizar abastecimiento de gas natural"



100-156-2018

Soledad, 15 de febrero de 2018

Doctor
Alonso Cardona
Viceministro de Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Bogotá D.C.

Asunto: Comentarios al proyecto decreto: *Por el cual se modifica el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, con lineamientos orientados a priorizar el abastecimiento de gas natural*

Respetado señor Viceministro Cardona,

Hacemos referencia a la memoria justificativa del Decreto sobre el cual, de manera respetuosa solicitamos eliminar la mención que se hace a plantas particulares como la que presenta a continuación:

"TEBSA y TermoCandelaria informaron que cuentan con disponibilidad total de sus plantas a gas para los días miércoles 14, jueves 15 y viernes 16 de febrero. A partir del sábado 18 de febrero TEBSA sólo dispondrá de gas de campos nacionales lo que permitirá tener una generación aproximada de 450 MW de 791 MW totales. Por su parte, TermoCandelaria a partir del sábado 18 de febrero del año en curso no dispondrá de gas y debería acudir a generación con líquidos, situación que está siendo revisada."

Lo mencionado sugiere hechos cumplidos, cuando las afirmaciones allí establecidas obedecen a estimaciones preliminares y dependen de la dinámica de las diferentes variables que intervienen en el proceso de despacho de generación, la disponibilidad de combustible y de las condiciones de disponibilidad o indisponibilidad de los recursos de generación en el área.

En caso de ser necesario hacer referencia a recursos específicos, de manera respetuosa solicitamos precisar la información de manera oficial, de cada uno de los elementos necesarios para la atención de la demanda tales como campos de producción, sistema de transporte de gas, líneas de interconexión y plantas de generación, listando uno a uno su condición de disponibilidad precedente y futura para atender la demanda de energía, estableciendo su aporte de energía durante todo el periodo de la emergencia de acuerdo con los requerimientos del sistema.

TEBSA durante la emergencia que inicio el 2 de febrero en el sector eléctrico, producto de hechos terroristas sobre una línea de interconexión entre otros, hasta la fecha no ha declarado un solo MW indisponible en sus unidades de generación por falta de combustible y ha venido soportando,

Termobarranquilla S.A. E.S.P. • Dr.: Calle 18 N°. 39 - 250 - Soledad - Atlántico - Colombia • PBX.: 375 99 00
www.tebsa.com.co • NIT: 800 245 746

Página 8 de 116



con toda su capacidad disponible la mayor parte de la demanda eléctrica de la costa caribe, incluso cuando se agravó el sistema a partir del 10 de febrero, momento en que salió de servicio una segunda línea de interconexión, sin que Intercolombia hubiese puesto en servicio la primera.

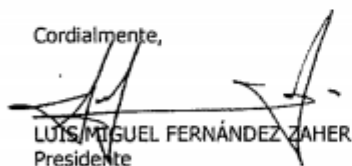
Es necesario recordar que los niveles de inventario de GNL han venido descendiendo paulatinamente desde el día 2 de febrero de 2018, no solo por la salida de interconexión, sino por la reducción de la producción de gas natural en Guajira, donde ha reducido su disponibilidad a cero afectando la estabilidad del gasoducto de la costa Caribe, y donde el gas disponible de TEBSA, incluido el almacenado en la terminal de regasificación, ha dado soporte para lograr la atención de la demanda de gas natural y de energía eléctrica.

Así las cosas, es claro que los recursos energéticos de TEBSA (gas contratado, GNL disponible y energía eléctrica) ha soportado las grandes emergencias de este bimestre en la costa Caribe que está sufriendo de una alta necesidad de generación, aportando al sector eléctrico toda su capacidad disponible, y respaldo a la demanda del sector de gas natural para la estabilidad del sistema.

Ahora bien, respecto al proceso de retanqueo del GNL el cual se da en cumplimiento de la regulación vigente y de acuerdo con los tiempos de la industria, se inició una vez se conoció del evento del 2 de febrero, sin embargo, las emergencias sucesivas en el sector de gas natural y los actos terroristas del sector eléctrico aceleraron de una manera sorpresiva la rata de utilización del producto.

Estamos movilizandograndes recursos para acortar la ventana de entrega del GNL, por lo que agradecemos que estos esfuerzos realizados por TEBSA en todos los frentes ya mencionados, no se vean afectados por la estructuración y formato que se le ha dado a la memoria justificativa mencionando a TEBSA lo que podría dar lugar a señalamientos como el responsable de la situación actual, la cual nace de factores externos y en el que confluyen otros recursos del sistema no mencionados.

Cordialmente,



LUIS MIGUEL FERNÁNDEZ ZAHER
Presidente

Copia: Doctor Alberto Olarte, Secretario Técnico CNO
Doctor Fredi Lopez, secretario Técnico CNO de Gas
Doctor Carlos David Beltran, Director de Hidro Carburos, Ministerio de Minas y Energía



Termobarranquilla S.A. E.S.P. • Dir.: Calle 18 N° 39 - 250 - Soledad - Atlántico - Colombia • PBX.: 375 99 60
www.tebsa.com.co • NIT: 600 245 740-1

Luis Miguel Fernandez Zaher

De: ALONSO MAYELO CARDONA DELGADO <amcardona@minminas.gov.co>
Enviado el: jueves, 15 de febrero de 2018 12:00 p. m.
Para: Eduardo Ramos
CC: cegarzon@minminas.gov.co; pciudadana@minminas.gov.co;
cdbltran@minminas.gov.co; Secretario Tecnico CNO-GAS; Alberto Olarte; Luis Miguel Fernandez Zaher; Jose Rosales; Virgilio Diaz Granados Perdomo
Asunto: Re: Comentarios Decreto que Modifica el decreto único 1073 de 2015 - Priorizar abastecimiento de gas natural

Cordial saludo Dr. Eduardo,

Teniendo en cuenta sus comentarios respecto de la Memoria Justificativa, hemos encontrado válido retirar del texto aquella fundamentación recibida del CNO que nos motivan las decisiones, pero que no es imprescindible incluir y que parte de unos escenarios planteados para efectos de tomar todas las medidas prudentes y preventivas con el fin de atender la demanda eléctrica de la Costa Atlántica sin interrupciones ni racionamientos.

Saludos.

El 15 de febrero de 2018, 11:41, Eduardo Ramos <eramos@tebsa.com.co> escribió:

Buenos días,

Adjunto para su información, comunicación con comentarios al decreto del asunto.

Cordial saludo,



Eduardo Ramos Bustamante
Líder de Estrategia
Termobarranquilla S.A. E.S.P. TEBSA
Calle 18 # 39 - 250
Soledad, Atlántico, Colombia
Tel. 375 9900



Comentario 3

De: Nelly Novoa- Naturgas

Fecha: 21 de agosto de 2018 15:28

NATURGAS ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DE GAS NATURAL

Bogotá D.C. 21 de agosto de 2018

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra
Ministerio de Minas
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Ciudad



Referencia: Comentarios a proyecto de resolución mediante el cual se adopta el plan de abastecimiento de gas natural

Respetada doctora Suárez:

Una vez revisada la resolución en consulta y los documentos que la soportan, en especial la comunicación enviada por la Unidad de Planeación Minero Energética- UPME, para justificar la modificación del plan de abastecimiento de gas natural (Resolución MME 4006 de 2017), nos permitimos elevar los siguientes comentarios:

- ***El análisis no realiza un verdadero balance oferta demanda para determinar la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico.***

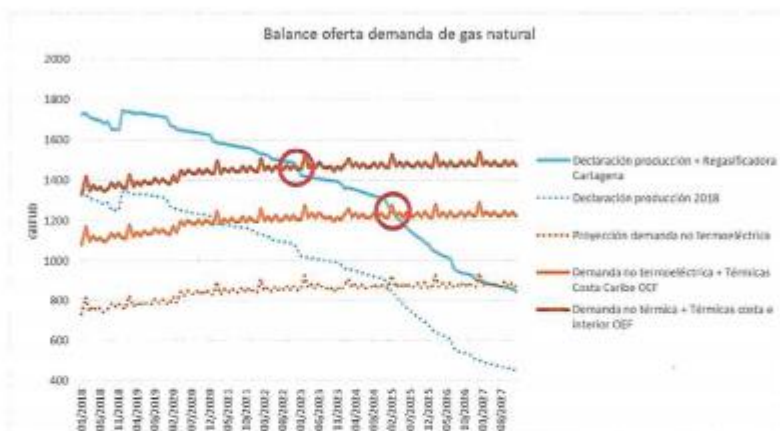
Extrañamente, y a diferencia de la metodología empleada anteriormente por la UPME¹, para definir la fecha en la que se necesitaría una planta de regasificación del Pacífico la UPME no realiza un balance oferta demanda que tenga en cuenta toda la oferta y toda la demanda, sino que por un lado no tiene en cuenta la mayor oferta del país, que es la planta de regasificación de Cartagena, y por el otro resta de la proyección de demanda la demanda de la generación ideal de las plantas termoeléctricas de la Costa Caribe.

Es decir, no se está aplicando un verdadero balance oferta demanda dado que al restar 400 GBTUD de la oferta y entre 0 y 300 GBTUD de la



demanda (dependiendo del mes) el cruce de las gráficas no va a reflejar la verdadera fecha en que se requiere esta infraestructura.

Para ilustrar lo anterior la siguiente gráfica muestra la oferta total del país y diferentes escenarios de demanda termoeléctrica:



Fuente: Cálculos NATURGAS, proyección demanda UPME, Declaración de producción MME

Nótese que los diferentes balances oferta demanda presentados en la gráfica muestran que el sistema no tendría desabastecimientos aún en un eventual fenómeno de El Niño hasta febrero de 2025 en la situación actual en que las térmicas del interior respaldan sus Obligaciones de Energía Firme con combustibles líquidos.

Por otro lado, si las térmicas del interior del país respaldan sus OEF con gas natural, el cruce oferta demanda durante un fenómeno de El Niño se presentaría en diciembre del año 2022.

Por lo tanto, es indispensable que la decisión de inversión de una infraestructura cuyo costo es de alrededor de 800 millones de dólares se realice bajo un verdadero balance de oferta demanda y no de otro tipo de cálculos que no reflejen la verdadera necesidad del sistema.

- ***Es indispensable dar las señales regulatorias adecuadas para sustituir la generación con combustibles líquidos en el Mercado Mayorista de electricidad con gas natural importado.***

Como se presentó en el punto anterior, la variable principal que marca la diferencia en el año en que se requeriría la infraestructura de

NATURGAS

ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DE GAS NATURAL

regasificación del Pacífico (2023 o 2025) es si las térmicas del interior del país va a respaldar sus OEF con gas o con líquidos.

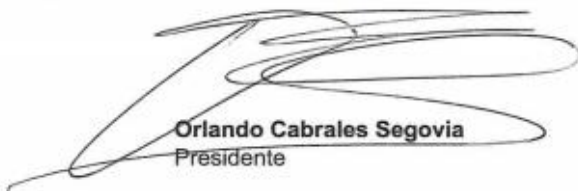
Por lo tanto, y dado que el combustible líquido es costoso y contaminante, proponemos que se restrinja el respaldo de OEF con combustibles líquidos y adicionalmente se otorguen a las plantas del interior del país OEFs de largo plazo (al menos 10 años) si se respaldan con la regasificadora del Pacífico y pagan la capacidad que necesitan.

- ***El gasoducto Jobo – Medellín se necesita mucho tiempo antes del año 2030.***

Esta obra permitiría transportar el gas de los campos de Córdoba y Sucre al interior del país, por lo que por confiabilidad y competencia en el mercado se requiere en el corto plazo y no hasta el año 2030.

Agradecemos de la atención prestada y quedamos a su disposición para discutir el tema objeto de esta comunicación, si así lo considera pertinente.

Cordialmente,



Orlando Cabrales Segovia
Presidente

Comentario 4

De: NORMATIVIDAD ENERGIA Y GAS

Fecha: 21 agosto 2018 a las 16:34

 ISO 9001 Icontec Código: 05.183.1	 ISO 14001 Icontec Código: 06.054.1	 OHSAS 18001 Icontec Código: 03.981.1		
662				Cítese a contestar:
Medellín, 21 AGO 2018				
Doctora MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO Ministra de Minas y Energía Ministerio de Minas y Energía Calle 43 57-31 CAN Teléfono 1-2200300, 018000910180 Bogotá D.C.				
Referencia: Comentarios a la propuesta de cambio del PTAGN				
Apreciada Ministra: Primero queremos expresar nuestro compromiso con la confiabilidad y seguridad de la generación de electricidad en el país, atributos necesarios para cumplir las metas en competitividad que se ha trazado el Gobierno Nacional. Por lo anterior, hacemos hincapié en la necesidad de mejorar las condiciones normativas para que plantas como Termocentro, puedan acceder al gas natural que les permita seguir prestando su servicio al país. En diferentes oportunidades hemos llamado la atención sobre la importancia de contar con plantas de generación térmica a gas natural, las cuales ya están construidas y han demostrado ser confiables para el sistema, máxime en un escenario de incertidumbre ante el retraso de Hidroituango y la eventual entrada de fuentes intermitentes. En virtud de lo anterior, presentamos los comentarios de ISAGEN al Plan Transitorio de Abastecimiento de gas natural. Las condiciones técnicas evidencian que la infraestructura de importación del Pacífico en la actualidad no es una opción viable para atender necesidades críticas de gas antes de diciembre del 2022. En este contexto, consideramos adecuadas las medidas que se toman frente al cronograma de entrada en operación de la planta del pacífico, lo mismo que en el caso de los demás proyectos del plan, como el Gasoducto Buenaventura – Yumbo y la bidireccionalidad del tramo Yumbo- Mariquita, entre otros.				



Sin embargo, después de conocer las generalidades de ingeniería del proyecto y las propuestas regulatorias de acceso y remuneración de la infraestructura del Pacífico, vemos con preocupación la falta de articulación que tienen los elementos mencionados, con la estructuración de un esquema de abastecimiento para soportar la confiabilidad que pueden ofrecer las plantas térmicas del interior del país al sector eléctrico colombiano. Lo anterior sólo sería posible en la medida que el dimensionamiento de la infraestructura y la normatividad que regula el acceso a la misma, se puedan coordinar con los periodos de asignación, planeación y vigencia de las Obligaciones de Energía Firme (OEF) y los plazos de entrega de los contratos de combustible que las respaldan.

Consideramos muy importante que los estudios y normatividad finalmente expedidos consideren estas temáticas, incluyendo aspectos como los contratos de acceso de largo plazo para plantas térmicas, capacidad de almacenamiento para la confiabilidad eléctrica, prioridades de acceso en caso de limitaciones, manejo de la capacidad ante una eventual transición de la infraestructura de un esquema de confiabilidad a un esquema de suministro continuo y la ecuación económica del ingreso del Cargo por Confiabilidad en comparación con los costos fijos de acceso a la infraestructura.

Esperamos que nuestros comentarios sean de utilidad para actualizar los lineamientos de política incluidos en el PTAGN y estamos atentos para aclarar cualquier inquietud.

Cordialmente,



CAMILO MARULANDA LÓPEZ
Gerente General

Comentario 5

De: Liliana Julio Mendoza

Fecha: 21 agosto 2018 a las 16:59



3.50-0002096

Cartagena de Indias, D.T. y C., 21 de agosto de 2018

Señor
CARLOS DAVID BELTRÁN
Director de Hidrocarburos
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Bogotá

Asunto: Comentarios de SPEC LNG - Proyecto de Resolución por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural del Ministerio de Minas y Energía

Respetado Doctor Beltrán:

El 6 de agosto de 2018, el Ministerio de Minas y Energía emitió para comentarios el Proyecto de Resolución por el cual se adopta el "Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural". En el considerando de dicho proyecto de resolución se menciona que éste se sustenta en el documento técnico "Documento Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del Sector del Gas Natural" que fue presentado por la UPME al Ministerio de Minas y Energía el 31 de julio de 2018, y cita del informe técnico el siguiente texto:

"b) Establecer exigencia de un inventario mínimo del 20% de almacenamiento de LNG

A principios de este año el Grupo Térmico de la Costa Caribe no dispuso de los volúmenes suficientes de gas natural licuado almacenados en la Planta de Regasificación para la generación de energía eléctrica por restricciones, causándose serios cuestionamientos sobre la confiabilidad de esta infraestructura.

Con base en este antecedente y teniendo en cuenta que el espíritu de la Planta de Regasificación del Pacífico es el de brindar seguridad en el abastecimiento y confiabilidad al sistema de gas natural en el País, la UPME considera de la mayor importancia no desconocer el evento antes mencionado y propone implementar los mecanismos que permitan mitigar el riesgo de ocurrencia de un suceso semejante en la Planta de Regasificación del Pacífico, exigiéndose un inventario mínimo el cual servirá para atender la demanda en eventos de falla en el sistema.

De acuerdo con los análisis realizados por la UPME se recomienda establecer un inventario mínimo del 20% de almacenamiento de LNG para atender la demanda de gas natural en un evento de falla". (Subrayado fuera de texto) (Hoja No. 2).



En la presente comunicación nos permitimos explicar que las anteriores afirmaciones realizadas por la UPME sobre la confiabilidad de la infraestructura de la Planta de Regasificación de Cartagena de propiedad de la Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P. (en adelante SPEC LNG) no son exactas.

En principio es pertinente señalar que desde el inicio de su operación la Planta de Regasificación de Cartagena ha tenido GNL almacenado, de propiedad de los clientes térmicos, y ha mantenido una disponibilidad del 100%, sirviendo como un respaldo confiable y seguro para el sistema de generación de energía eléctrica, aún en momentos de alta hidrología. A la fecha, han arribado siete buques metaneros con 607.000 metros cúbicos de GNL a la Planta de Regasificación de Cartagena y en lo que va corrido del año 2018 se ha prestado el servicio de regasificación de GNL 134 días en los cuales se ha entregado alrededor de 7.000 millones de pies cúbicos de gas natural a los clientes térmicos.

Independientemente a la operación que ha venido desempeñando SPEC LNG desde su inicio, a continuación procedemos a mencionar los antecedentes de la Planta de Regasificación de Cartagena y su relacionamiento con los Generadores Térmicos de Gas Natural de la Costa Atlántica - GT. Conforme a los documentos que dieron origen a la Planta de Regasificación de Cartagena que hoy están incorporados en el Decreto 1073 de 2015 y en la Resolución CREG 062 de 2013 y siguientes, esta infraestructura de acceso abierto fue el resultado de una política pública desarrollada por la CREG, inicialmente diseñada para brindar una alternativa al GT en la proveeduría de gas natural. Toda vez que el mercado de gas natural local no contaba con gas en las condiciones comerciales que el GT requería para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme – OEF del Cargo por Confiabilidad, lo que los obligaba a respaldarlas con combustibles líquidos. Así las cosas, SPEC LNG proveería la infraestructura necesaria para viabilizar la importación de gas.

En este contexto se estructuró el marco reglamentario y regulatorio para el funcionamiento de este modelo de abastecimiento de gas para el GT, estableciéndose dos agentes, uno que ofrece la infraestructura para la importación de Gas Natural Importado y otro que es un comercializador importador de Gas Natural Importado. La Resolución CREG 062 de 2013, define a estos dos agentes como:

“Agente de infraestructura – AI: Persona jurídica contratada, mediante proceso de selección objetivo y competitivo adelantado por parte del Grupo de Generadores Térmicos – GT, encargada de la prestación del servicio de infraestructura para importar GNL de los mercados internacionales, almacenarlo y regasificarlo para colocarlo en un punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte - SNT...” (Subrayado fuera de texto).

Agente comercializador - importador de Gas Natural Importado – AC.- Persona jurídica importadora de gas natural, constituida o contratada, en todo caso como una sociedad S.A. E.S.P, por parte del Grupo de Generadores Térmicos – GT, y cuyo objeto social principal consistirá en efectuar las operaciones de compra de GNL de los mercados internacionales y destinado a la atención de demandas contingentes que se requieran y que se presten a través del AI...” (Subrayado fuera de texto).

Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P.



En virtud de lo cual, conforme al actual marco normativo, se tiene que la Planta de Regasificación de Cartagena es el "Agente de Infraestructura" responsable de ofrecer la infraestructura necesaria para la importación, almacenamiento y regasificación de GNL que permite al GT a través de su "Agente Comercializador" comprar el GNL en el mercado internacional y traerlo al país, cuando así lo requiera el GT para cumplir con sus OEF, las cuales solo le son exigibles cuando el precio de bolsa supera el Precio de Escasez.

Si bien la exigencia de un inventario mínimo del 20% de almacenamiento de GNL que se está proponiendo para la Planta de Regasificación del Pacífico en el proyecto de resolución del asunto, robustece el sistema de respaldo energético, principalmente ante eventos no previsibles, consideramos que esta decisión debe fundamentarse en la confiabilidad que esto trae y no en cuestionamientos sobre la confiabilidad de la infraestructura y afirmaciones equivocadas sobre la de la Planta de Regasificación de Cartagena. Máxime cuando la Planta de Regasificación de Cartagena ha demostrado que sí genera respaldo ante diferentes los diferentes eventos que se han presentado en el sector eléctrico y de gas. Cada vez que el GT así lo ha requerido la Planta de Regasificación de Cartagena ha respondido.

En virtud de lo anterior, respetuosamente solicitamos a su Despacho se realicen los ajustes correspondientes a las aquí comentadas afirmaciones equivocadas, dentro del proyecto de resolución y en el documento técnico de la UPME.

Así mismo, es importante recalcar que si el Estado y el Ministerio quisieran que la Planta de Regasificación de Cartagena de SPEC LNG pudiera servir de respaldo no solo para el sector eléctrico sino también para el sector de gas natural, entonces se requeriría introducir incentivos dentro del marco regulatorio, para que esto pueda darse en la realidad.

Es de todo el interés de SPEC LNG que el Estado y los usuarios del país tanto de energía como de gas natural puedan obtener un mayor provecho de la Planta de Regasificación de Cartagena, que finalmente se traducirá en mayor flexibilidad para la demanda así como alternativas competitivas al mercado.

Es un gusto para SPEC LNG compartirle nuestra visión ante el Ministerio, para lo cual amablemente solicitamos nos conceda una reunión.

Cordialmente,



José María Castro
Gerente General
Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P.

Copia: Ricardo Ramírez Director Ejecutivo Unidad Minero Energética – UPME
Christian Jaramillo Director CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas

Comemntario 6

De: Alber Jhovanni Carmona

Fecha: martes 21 agosto de 2018 a las 17:00

Cali agosto 21 de 2018

Ministra

MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 No. 57 – 31 CAN – Bogotá, Colombia

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”

Estimada ministra Suárez:

Alumina S.A agradece al Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME) la oportunidad de presentar comentarios sobre el asunto de la referencia y espera que estos contribuyan, de forma positiva, a lograr un sector de gas natural confiable y competitivo.

Los comentarios, presentados a continuación, son el resultado de un análisis conjunto entre la mayoría de empresas grandes consumidoras de gas natural, del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGIA. El documento presenta, inicialmente, los comentarios asociados con el documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el cual expone los soportes de los proyectos del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y, finalmente, los comentarios asociados con el presente proyecto de resolución.

Por último, Alumina S.A considera muy importante expresar que el tiempo estipulado para analizar los documentos y presentar los comentarios no es lo suficientemente prudente para realizar un análisis riguroso. En ese sentido, Alumina estima fundamental, previo a lo anterior, la socialización, por parte de la UPME, del documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la UPME. Lo anterior, con el fin de solventar todas la inquietudes y dudas del mismo y soportar, o no, las decisiones tan relevantes para el futuro del país.

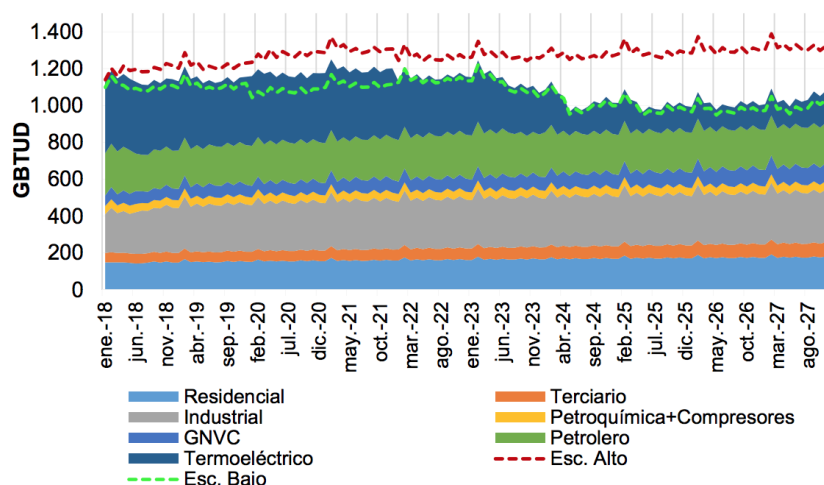
1. COMENTARIOS ANEXO TÉCNICO – DOCUMENTO ANÁLISIS DE LA UPME

Página 19 de 116

(a) Proyecciones de demanda de gas natural

Teniendo en cuenta el Anexo Técnico, a continuación se presenta la gráfica con la proyección de demanda de gas natural, calculada por la UPME:

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Fuente: elaboración UPME, 2018.

Con base en lo anterior, Alumina solicita que los datos de la demanda sean publicados en la página de la UPME. Lo anterior, con el fin de analizar las diferencias entre la proyección de la demanda actual y la última publicación.

A pesar de no contar con lo anterior, a través de la gráfica es posible observar que la demanda Termoeléctrica presenta un incremento bastante relevante frente a la última publicación de la demanda. En la gráfica, la UPME considera una demanda Termoeléctrica **constante**, desde el 2018 hasta el 2023, de aproximadamente 300 GBTUD. Adicionalmente y sin considerar la demanda térmica de la Costa (Gráfica 8 – Documento Anexo), la UPME proyecta que las plantas térmicas del Interior van a tener un consumo **constante** de aproximadamente 200 GBTUD.

Asumiendo que las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de las plantas térmicas del interior,

conectadas al sistema nacional de transporte¹, suman alrededor de 201 GBTUD, lo anterior implica que dichas plantas van a estar generando sus OEF, a través de una generación térmica con base en gas natural, como mínimo el 90% del tiempo, constantemente, entre los años 2018 y 2023. Adicionalmente, lo anterior implica que, durante dicho periodo, el país va a estar en un constante fenómeno de El Niño. Dichos supuestos son poco probables, y por lo tanto, Alúmina S.A considera que la demanda Termoeléctrica está sobrevalorada.

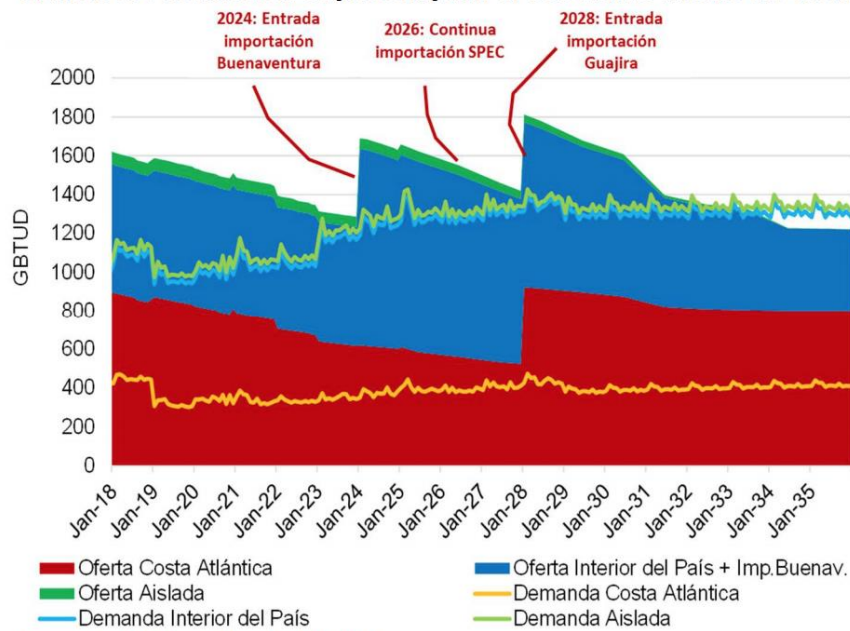
Por último, Alúmina es consciente que el contexto energético cambió a través del retraso del proyecto de Hidroituango y que, por lo tanto, puede existir un incremento en la proyección de la demanda Termoeléctrica para suplir la energía comprometida que no puede ser entregada a través de dicho proyecto. Sin embargo, dicho consumo no puede tener la magnitud mencionada en el párrafo anterior.

(b) Escenarios de oferta

La UPME presenta los escenarios medio y alto de oferta, representados en las siguientes gráficas:

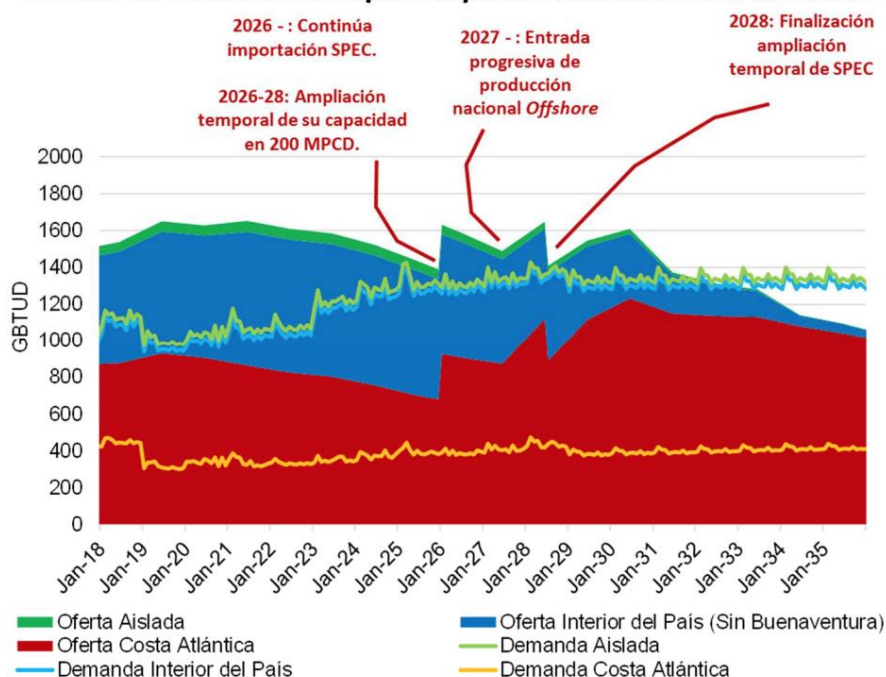
¹ Merieléctrica, Termodorada, Termosierra, Termocentro, Termoemcali y Termovalle.

Gráfica 9. Producción supuesta para el escenario medio de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Gráfica 10. Producción supuesta para el escenario alto de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Con base en las gráficas, surgen las siguientes inquietudes, las cuales Alumina considera que deben ser tenidas en cuenta para la definición de dichos escenarios y, por ende, para la toma de decisiones con respecto a los proyectos pertinentes de abastecimiento de gas natural:

- ¿Por qué la UPME considera el potencial de producción del 2017² y no el del 2018, como sí lo considera al principio del documento? Lo anterior, dado que los cambios pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles es totalmente excluyente al escenario medio de oferta? Es decir, ¿por qué dicha incorporación no es posible también en el escenario medio de la oferta? En caso de no existir argumentos válidos y darse la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles en cualquiera de los dos escenarios, dichas incorporaciones pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué si el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural debe contemplar las soluciones

² Página 12 del Documento Técnico

óptimas para el abastecimiento de gas natural dentro de los próximos diez (10) años, la UPME está considerando proyectos después del 2028? Lo anterior, dado que los costos de dichos proyectos afecta la toma de decisiones de los proyectos a realizar.

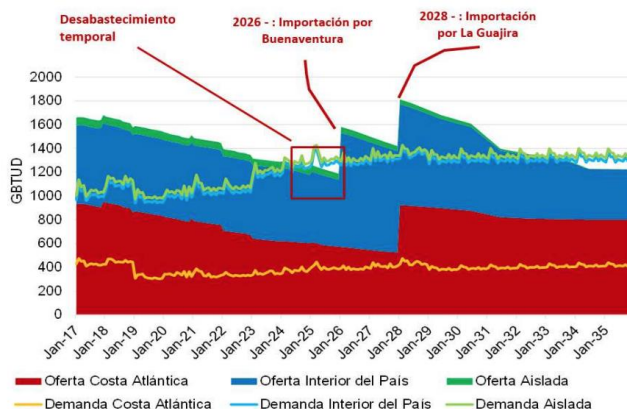
- ¿Por qué la UPME asume que si se define el escenario alto, pero se da el escenario medio, la planta de regasificación de la Guajira se establecerá en un periodo aproximado de dos años? Lo anterior considerando la experiencia de la planta de regasificación de Cartagena y el proceso llevado a cabo con la planta de regasificación del Pacífico.
- Por último, la UPME no es clara a la hora de establecer, en el escenario alto de oferta, la ubicación y la capacidad de la planta de importación temporal. En ocasiones, el documento Anexo Técnico menciona que la ubicación es en Cartagena y en otras ocasiones en la Guajira. Adicionalmente, en ocasiones menciona que la capacidad debe ser de 300 MPCD y en otras que debe ser de 200 MPCD.

(c) Costos de Arrepentimiento

A través del Costo de Arrepentimiento, la UPME recomienda la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico. Según el documento, dicho Costo de Arrepentimiento está basado en la suma de los siguientes dos costos: el Costo de Racionamiento y el Sobrecosto de proyectar un escenario y que se dé el otro.

La determinación de enfocarse en el escenario medio de oferta, el cual incluye la planta de regasificación del Pacífico, prima sobre el escenario alto, debido al Costo de Racionamiento (335 MUSD Precios 2017) que se puede llegar a generar. Dicho cálculo del posible Costo de Racionamiento se presenta en la siguiente gráfica:

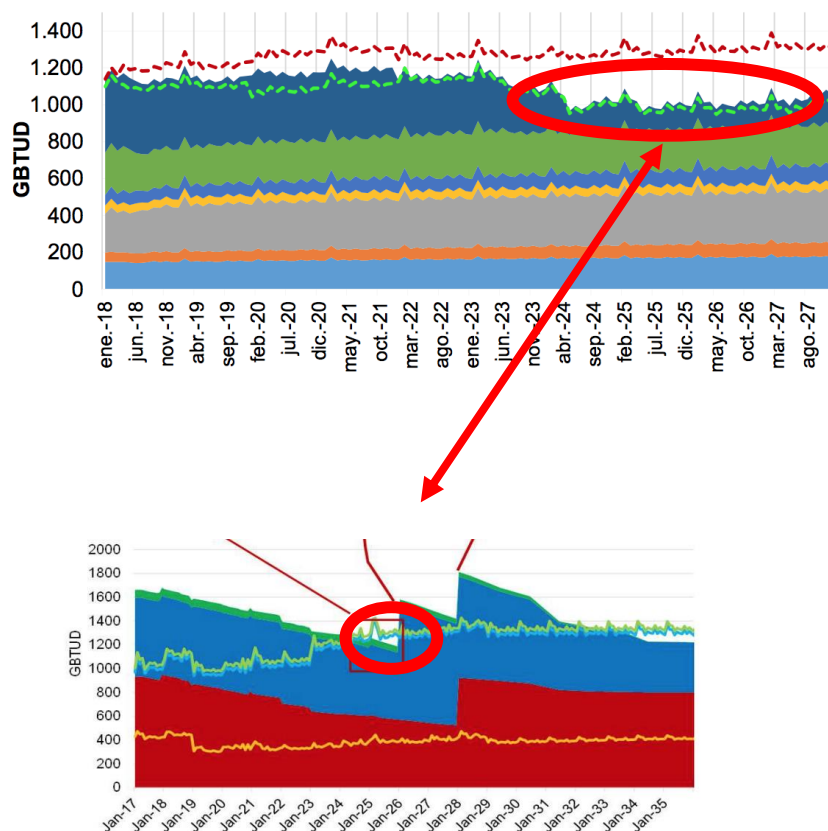
Gráfica 14. Exposición a racionamiento de la contingencia de suponer el escenario alto y darse el medio



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Para el cálculo del valor del Costo de Racionamiento, una de las variables fundamentales es la proyección de la demanda de gas natural. Como se mencionó anteriormente, Alumina considera necesario que la UPME realice la publicación de dicha demanda. Lo anterior, debido a que Alumina observa que la proyección de la demanda presentada en la gráfica anterior no coincide con la proyección de demanda presentada en la gráfica 6, del numeral 1.2, del documento Anexo Técnico. Es posible observar que la demanda de la gráfica anterior, entre los años 2024 y 2026, oscila entre 1,200 GBTUD y 1,400 GBTUD. Y lo anterior no corresponde con lo especificado en la gráfica 6, en la cual la proyección de gas natural, para esos mismos años, está alrededor de 1,000 GBTUD (ver siguiente comparación de las dos gráficas).

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Teniendo en cuenta la anterior diferencia identificada, dicho cambio en la proyección de la demanda generaría que el Costo de Racionamiento fuera totalmente diferente al calculado en el documento (no habría racionamiento) y, por ende, **la decisión de realizar la planta de regasificación del Pacífico no tendría soporte que la justifique**, a través de este mecanismo de toma de decisiones.

(d) Inventario mínimo por confiabilidad planta regasificación del Pacífico

Según la UPME, el caudal de abatecimiento está asociado con la frecuencia del abastecimiento a la demanda, por parte de la planta de la regasificación del Pacífico. Con respecto a este análisis, Alumina considera fundamental entender los argumentos por los cuales la UPME define un caudal en condiciones de abastecimiento [Q(0)] de 218 MPCD. Adicionalmente, si el anterior valor es el promedio de entrega de gas natural, que requiere la demanda, surgen las siguientes preguntas:

- ¿El promedio calculado hace referencia a qué años y por qué definir que el promedio es el mejor parámetro para la toma de decisiones?
- **¿Si existe un valor proyectado de entrega de abastecimiento, por qué todavía la UPME no ha presentado quién es la demanda beneficiaria de dicho consumo?** Considerando que la demanda beneficiaria es quien debe asumir los costos de la planta de regasificación, es fundamental que la UPME la defina cuando se proponen los proyectos. Con respecto a la definición de la demanda beneficiaria de la planta de regasificación del Pacífico, Alumina insiste en que dicha definición debe estar asociada con el agente de la demanda que tenga una estructura de contratación de capacidad de la planta, sin que necesariamente exista el uso efectivo de la misma.

2. COMENTARIOS PARTICULARES PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Como se mencionó anteriormente, Alumina reitera la necesidad de considerar un mayor tiempo para la presentación de los comentarios del proyecto de resolución.

Adicionalmente y teniendo en cuenta los comentarios presentados en el numeral 1 del presente documento, es posible observar que los argumentos por los cuales se justifica la planta de regasificación del Pacífico no son contundentes. El documento Anexo Técnico presentado por la UPME no es riguroso y presenta inconsistencias en las proyecciones y, por ende, en los cálculos. Considerando lo anterior, Alumina considera que a través del mecanismo de toma de decisiones, presentado por la UPME, la planta de regasificación del Pacífico no es justificable.

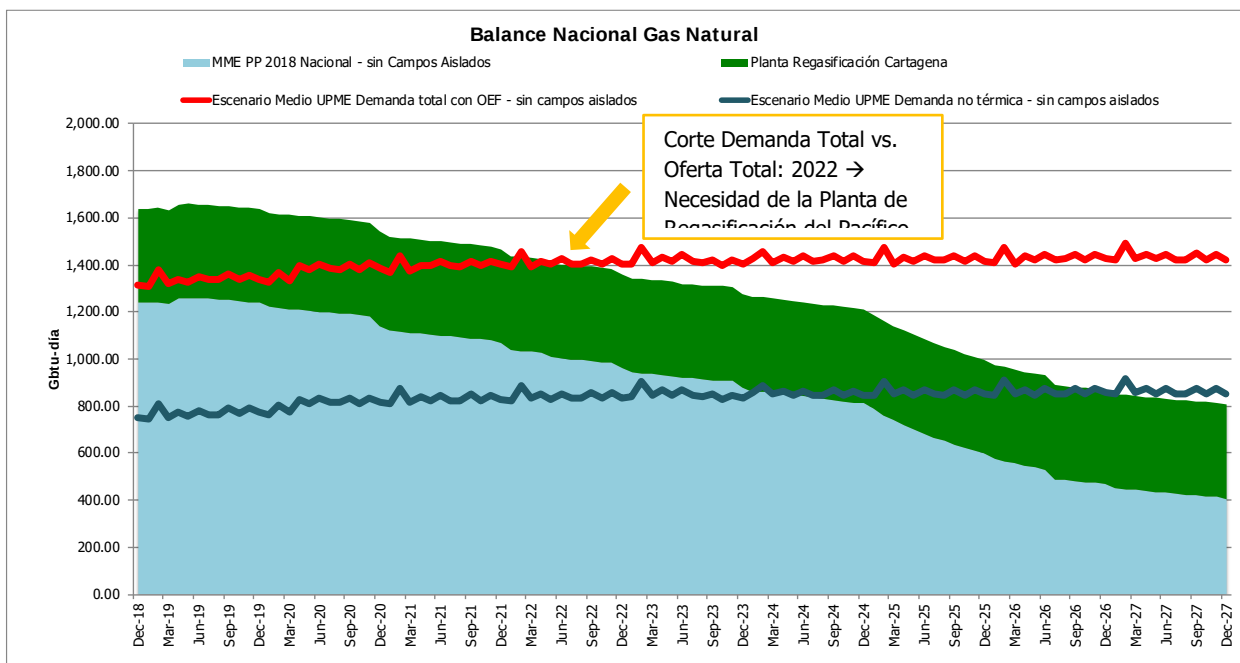
Considerando que la UPME tiene la obligación de presentar la demanda beneficiaria de los proyectos de abastecimiento, la Alumina considera primordial que cuando se presenten las justificaciones de los proyectos, adicionalmente, se presenten quiénes son los beneficiarios los mismos. Lo anterior, ya que dichas definiciones son esenciales a la hora de definir los costos del gas natural para todos los sectores de la demanda.

Como se ha mencionado en documentos anteriores, Alumina ha sugerido que para realizar el balance de oferta y demanda de gas natural, es necesario tener en cuenta los siguientes supuestos:

- La proyección de demanda térmica debe asumir las OEF de cada uno de los agentes térmicos.
- La oferta de gas local debe estar asociada con la demanda no térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda no térmica, con consumos volátiles bajos, puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*.
- La oferta de gas de importación debe estar asociada con la demanda térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda térmica, con consumo volátiles extremadamente altos, no puede manejar la estructura comercial

Página 27 de 116

que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*. Hoy en día, con excepción de los agentes térmicos que generan por restricciones, la mayoría de los agentes térmicos, conectados al sistema nacional de transporte, no tienen estructuras contractuales de tipo *take or pay*.



- A través de la gráfica anterior, es posible observar que si en el 2022 se presenta un Fenómeno de El Niño, en el cual todos los agentes térmicos tienen que entregar sus OEF, existiría un déficit de oferta de gas natural.
- Teniendo en cuenta lo anterior, surge la necesidad de abastecer la demanda térmica, para esos momentos críticos de fenómeno de El Niño. Sin embargo, dicho abastecimiento debe ser a través de un mecanismo comercial diferente al definido para el gas local. Dicho mecanismo diferente, tipo *take and pay*, puede establecerse a través de la planta de regasificación del Pacífico y, en ese sentido, los beneficiarios reales serían, en un principio, los agentes térmicos.

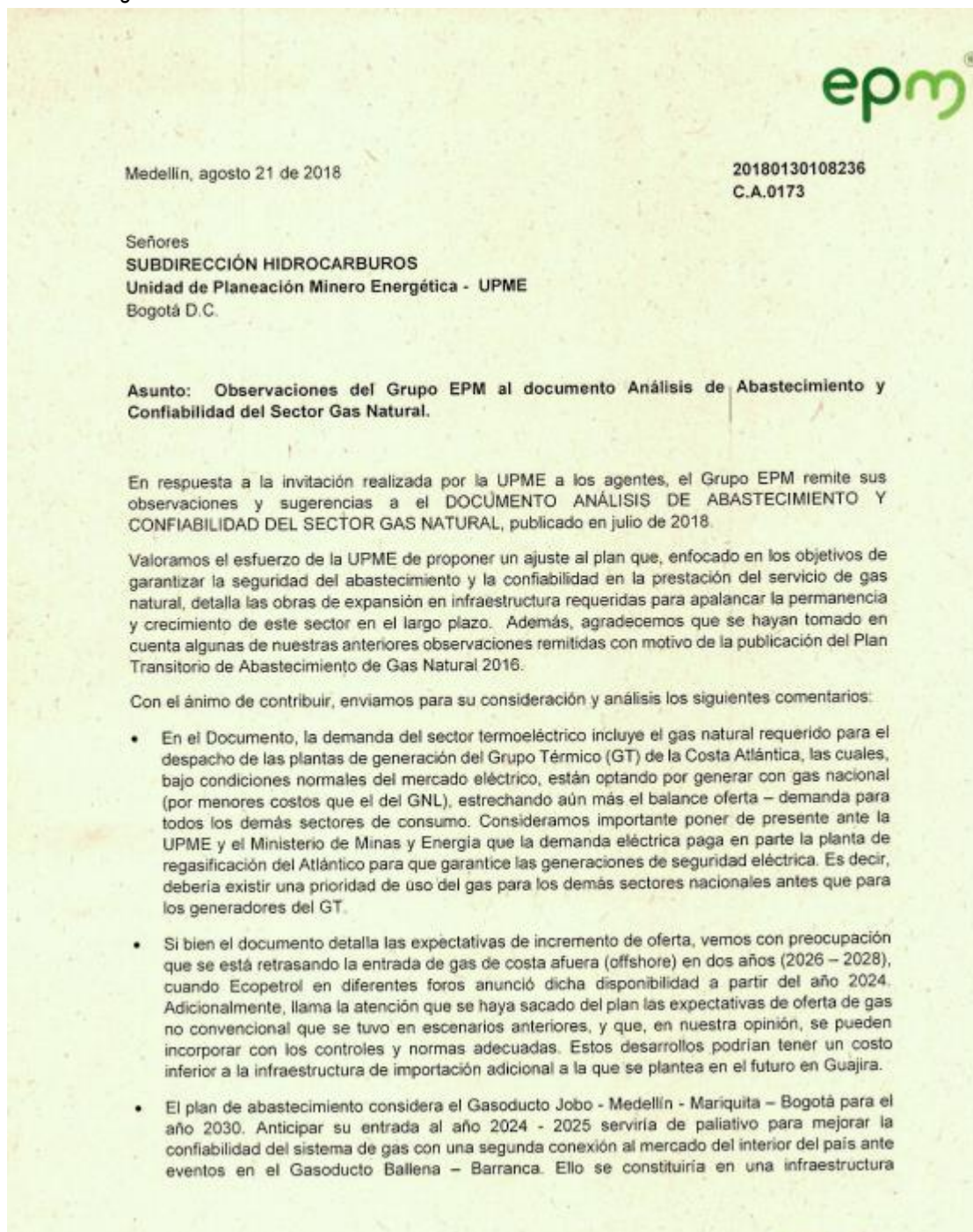
Atentamente,

Alumina S.A

Comentario 7

De: Dirección Mercados

Fecha: 21 agosto de 2018 a las 17:28





determinante para comercializar, en una primera fase, el gas de Sucre y Córdoba hacia el mercado del interior, dado el cubrimiento total de la demanda de la Costa; y en una segunda fase, incorporar el gas de costa afuera (offshore) del Golfo de Morrosquillo al Sistema Nacional de Transporte.

Algunos diseños de prefactibilidad del trazado del gasoducto Jobo – Medellín estiman que es mejor conectarlo en un punto medio del gasoducto existente Sebastopol - Medellín para darle flujo en dos sentidos: uno hacia el mercado de Medellín, y otro hacia Sebastopol conectando al tramo Barranca – Vasconia en el Magdalena medio dado que con este nuevo trazado se ahorraría construir el tramo Medellín – Mariquita (Vasconia).

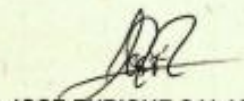
- En relación con el análisis de confiabilidad, sugerimos evaluar la probabilidad del riesgo de la falla de mayor duración, y no emplear las duraciones promedio de fallas. Asimismo, sugerimos actualizar la estadística de las fallas dado que no incluye los eventos sucedidos después del año 2013, tanto en el sistema de producción como de transporte. Estos datos pueden ser solicitados al CNO Gas.

Asimismo, se sugiere ahondar en la visión probabilística del análisis de fallas, de manera que las contingencias N-2 se incluya bajo la utilización de probabilidad de alguna de las fallas mencionadas en la pág. 25. El supuesto de que el barco de recarga no "llega" se considera muy drástico y poco probable.

- El análisis de flujo promedio en Vasconia hacia Magdalena Medio para definir volúmenes mínimos de confiabilidad está basado en el suministro hacia los sectores petrolero y termoeléctrico. Se sugiere hacer mención de las condiciones iniciales de presión y flujo del gasoducto para las adecuaciones que se requieren en expansión, vía compresión. Esta observación también es aplicable para los proyectos de bidireccionalidad mencionados en el numeral 6 del documento.
- Finalmente, en relación con el análisis de cantidades de inventario mínimo de gas para atender eventos por confiabilidad, debe recordarse que la CREG mediante la Resolución 182 de 2017, en consulta, propuso la definición de reglas para la venta de capacidad a Agentes Térmicos bajo contratos firmes y, en ese sentido, en el evento de que esta capacidad esté contratada debe descontarse de las cantidades destinadas para atender la confiabilidad. En principio entre 100 y 150 MPCD en un evento niño, lo que conllevaría a que las cantidades operativas calculadas por el modelo Q_0 sean diferentes a cero (0) en la ecuación A1 del documento.

El Grupo EPM agradece la atención a sus comentarios y se pone a disposición para trabajar de manera constructiva en los espacios que la UPME determine para este propósito.

Cordialmente,



JOSÉ ENRIQUE SALAZAR VELÁSQUEZ
Director de Mercados

Comentario 8

De: Catalina Peña Vinasco

Fecha, 21 agosto de 2018 a las 18:23

Carrera 7 No. 73-47 Piso 12
Bogotá, D.C. – Colombia
PBX: (571) 2125758
www.acp.com.co



ACP-VAER-21
Bogotá, 21 de agosto de 2018

Doctor
ALONSO CARDONA
Viceministro de Energía
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 – 31, CAN
Ciudad

Asunto: Comentarios al proyecto de Resolución “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”

Apreciado doctor Cardona:

Frente al proyecto de resolución de la referencia, con la presente comunicación nos permitimos resaltar el aspecto que consideramos más relevante para la implementación de los proyectos que se sugieren en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural (PTAGN), elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME).

En primer lugar, respetuosamente **reiteramos la necesidad de que se defina con claridad quiénes serían los beneficiarios de la Infraestructura de Regasificación del Pacífico**, dado que tendrán a su cargo la remuneración de dicha infraestructura en conjunto con quienes hagan uso de la misma.

Frente a lo anterior, y teniendo en cuenta que la UPME menciona de manera general en el documento del PTAGN, que la demanda conectada al Sistema Nacional de Transporte es la beneficiaria de los proyectos allí propuestos por motivos de confiabilidad, es primordial definir con precisión la demanda que se beneficiaría al disponer del gas proveniente de la Planta de Regasificación del Pacífico. Vale la pena

Carrera 7 No. 73-47 Piso 12
Bogotá, D.C. – Colombia
PBX: (571) 2125758
www.acp.com.co



aclarar que, a la fecha, no se ha constatado la disposición de la demanda a contratar y a pagar por dicho proyecto. Dicha verificación de la demanda dispuesta a pagar por la confiabilidad es un requisito necesario para la ejecución de este tipo de proyectos.

En efecto, bajo la coyuntura actual relacionada con el atraso en la entrada del proyecto Hidroeléctrico Ituango, la UPME ha previsto en el Anexo XXI del **Plan de Expansión de Referencia Generación Transmisión 2017 – 2031**, que los requerimientos de generación térmica hacen necesaria la participación de la Planta de Regasificación de Cartagena y la construcción de la Planta de Regasificación del Pacífico.

Ello refleja que se espera una participación importante del sector termoeléctrico del interior como usuario de la Planta de Regasificación del Pacífico, por lo cual resulta necesario que la financiación de este proyecto considere una remuneración proporcional entre los sectores de la demanda que requieren el respaldo. En otras palabras, **siendo la demanda térmica la beneficiaria en un primer momento, del gas a ser importado a través de la infraestructura del Pacífico, esta demanda debe ser considerada como la primera llamada a soportar la remuneración de la infraestructura, al menos, en una primera fase de la implementación.**

Finalmente, apreciamos nuestras observaciones sean tenidas en cuenta y estaremos prestos a atender cualquier inquietud que surja.

Cordial saludo,



ALEXANDRA HERNÁNDEZ SARAIVA

Vicepresidente Asuntos Económicos y Regulatorios
Asociación Colombiana del Petróleo

cc. Ricardo Ramírez Carrero, Director General, Unidad de Planeación Minero Energética
cc. Carlos David Beltrán, Director de Hidrocarburos, Ministerio de Minas y Energía



Comentario 9

De: Gabriel Enrique González Ortiz

Fecha: 21 agosto de 2018 a las 18:42

Bogotá, agosto 21 de 2018

Ministra
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 – 31 CAN – Bogotá, Colombia

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural"

Estimada ministra Suárez:

DIACO S.A. agradece al Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME) la oportunidad de presentar comentarios sobre el asunto de la referencia y espera que estos contribuyan, de forma positiva, a lograr un sector de gas natural confiable y competitivo.

Los comentarios, presentados a continuación, son el resultado de un análisis conjunto entre la mayoría de empresas grandes consumidoras de gas natural, del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGIA. El documento presenta, inicialmente, los comentarios asociados con el documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el cual expone los soportes de los proyectos del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y, finalmente, los comentarios asociados con el presente proyecto de resolución.

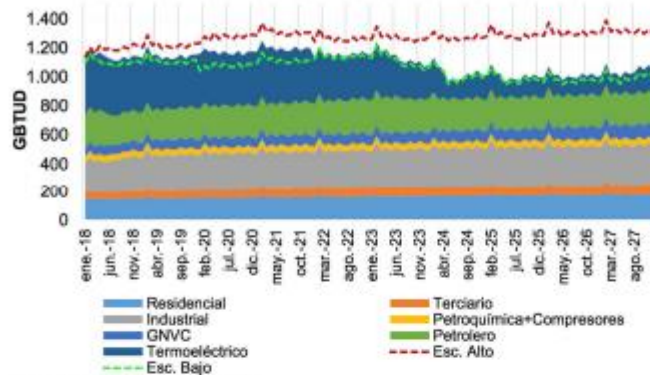
Por último, DIACO S.A. considera muy importante expresar que el tiempo estipulado para analizar los documentos y presentar los comentarios no es lo suficientemente prudente para realizar un análisis riguroso. En ese sentido, DIACO S.A. estima fundamental, previo a lo anterior, la socialización, por parte de la UPME, del documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la UPME. Lo anterior, con el fin de solventar todas la inquietudes y dudas del mismo y soportar, o no, las decisiones tan relevantes para el futuro del país.

1. COMENTARIOS ANEXO TÉCNICO – DOCUMENTO ANÁLISIS DE LA UPME

(a) Proyecciones de demanda de gas natural

Teniendo en cuenta el Anexo Técnico, a continuación se presenta la gráfica con la proyección de demanda de gas natural, calculada por la UPME:

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Fuente: elaboración UPME, 2018.

Con base en lo anterior, DIACO S.A. solicita que los datos de la demanda sean publicados en la página de la UPME. Lo anterior, con el fin de analizar las diferencias entre la proyección de la demanda actual y la última publicación.

A pesar de no contar con lo anterior, a través de la gráfica es posible observar que la demanda Termoeléctrica presenta un incremento bastante relevante frente a la última publicación de la demanda. En la gráfica, la UPME considera una demanda Termoeléctrica **constante**, desde el 2018 hasta el 2023, de aproximadamente 300 GBTUD. Adicionalmente y sin considerar la demanda térmica de la Costa (Gráfica 8 – Documento Anexo), la UPME proyecta que las plantas térmicas del Interior van a tener un consumo **constante** de aproximadamente 200 GBTUD.

Asumiendo que las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de las plantas térmicas del interior, conectadas al sistema nacional de transporte*, suman alrededor de 201 GBTUD, lo anterior implica que dichas plantas van a estar generando sus OEF, a través de una generación térmica con base en gas natural, como mínimo el 90% del tiempo, constantemente, entre los años 2018 y 2023. Adicionalmente, lo anterior implica que, durante dicho periodo, el país va a estar en un constante fenómeno de El Niño. Dichos supuestos son poco probables, y por lo tanto, DIACO S.A. considera que la demanda Termoeléctrica está sobrevalorada.

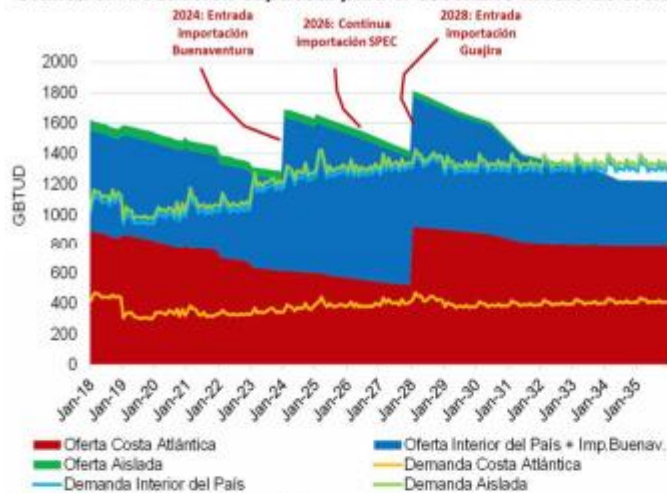
Por último, DIACO S.A. es consciente que el contexto energético cambió a través del retraso del proyecto de Hidroituango y que, por lo tanto, puede existir un incremento en la proyección de la demanda Termoeléctrica para suplir la energía comprometida que no puede ser entregada a través de dicho proyecto. Sin embargo, dicho consumo no puede tener la magnitud mencionada en el párrafo anterior.

(b) Escenarios de oferta

La UPME presenta los escenarios medio y alto de oferta, representados en las siguientes gráficas:

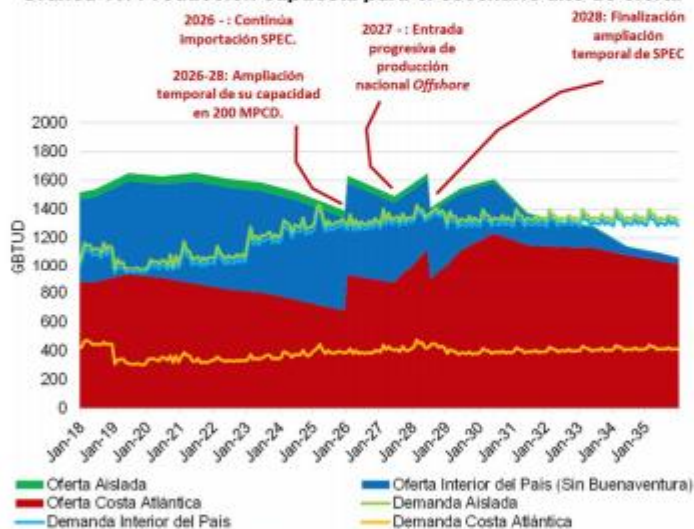
* Termoeléctrica, Termodorada, Termosierra, Termocentro, Termoemcalli y Termovalle.

Gráfica 9. Producción supuesta para el escenario medio de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Gráfica 10. Producción supuesta para el escenario alto de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Con base en las gráficas, surgen las siguientes inquietudes, las cuales DIACO S.A. considera que deben ser tenidas en cuenta para la definición de dichos escenarios y, por ende, para la toma de decisiones con respecto a los proyectos pertinentes de abastecimiento de gas natural:

- ¿Por qué la UPME considera el potencial de producción del 2017¹ y no el del 2018, como sí lo considera al principio del documento? Lo anterior, dado que los cambios pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles es totalmente excluyente al escenario medio de oferta? Es decir, ¿por qué dicha incorporación no es posible también en el escenario medio de la oferta? En caso de no existir argumentos válidos y darse la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles en cualquiera de los dos escenarios, dichas incorporaciones pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué si el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural debe contemplar las soluciones óptimas para el abastecimiento de gas natural dentro de los próximos diez (10) años, la UPME está considerando proyectos después del 2028? Lo anterior, dado que los costos de dichos proyectos afecta la toma de decisiones de los proyectos a realizar.
- ¿Por qué la UPME asume que si se define el escenario alto, pero se da el escenario medio, la planta de regasificación de la Guajira se establecerá en un periodo aproximado de dos años? Lo anterior considerando la experiencia de la planta de regasificación de Cartagena y el proceso llevado a cabo con la planta de regasificación del Pacífico.
- Por último, la UPME no es clara a la hora de establecer, en el escenario alto de oferta, la ubicación y la capacidad de la planta de importación temporal. En ocasiones, el documento Anexo Técnico menciona que la ubicación es en Cartagena y en otras ocasiones en la Guajira. Adicionalmente, en ocasiones menciona que la capacidad debe ser de 300 MPCD y en otras que debe ser de 200 MPCD.

(c) Costos de Arrepentimiento

A través del Costo de Arrepentimiento, la UPME recomienda la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico. Según el documento, dicho Costo de Arrepentimiento está basado en la suma de los siguientes dos costos: el Costo de Racionamiento y el Sobrecosto de proyectar un escenario y que se dé el otro.

La determinación de enfocarse en el escenario medio de oferta, el cual incluye la planta de regasificación del Pacífico, prima sobre el escenario alto, debido al Costo de Racionamiento (335 MUSD Precios 2017) que se puede llegar a generar. Dicho cálculo del posible Costo de Racionamiento se presenta en la siguiente gráfica:

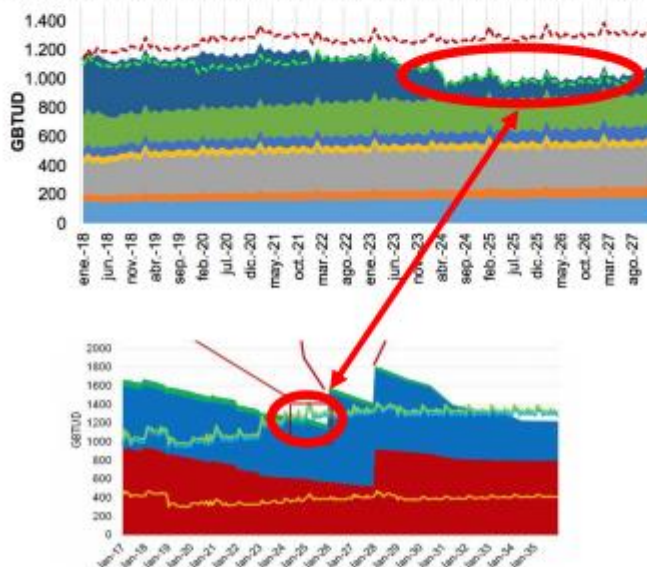
¹ Página 12 del Documento Técnico

Gráfica 14. Exposición a racionamiento de la contingencia de suponer el escenario alto y darse el medio



Para el cálculo del valor del Costo de Racionamiento, una de las variables fundamentales es la proyección de la demanda de gas natural. Como se mencionó anteriormente, DIACO S.A. considera necesario que la UPME realice la publicación de dicha demanda. Lo anterior, debido a que DIACO S.A. observa que la proyección de la demanda presentada en la gráfica anterior no coincide con la proyección de demanda presentada en la gráfica 6, del numeral 1.2, del documento Anexo Técnico. Es posible observar que la demanda de la gráfica anterior, entre los años 2024 y 2026, oscila entre 1,200 GBTUD y 1,400 GBTUD. Y lo anterior no corresponde con lo especificado en la gráfica 6, en la cual la proyección de gas natural, para esos mismos años, está alrededor de 1,000 GBTUD (ver siguiente comparación de las dos gráficas).

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Teniendo en cuenta la anterior diferencia identificada, dicho cambio en la proyección de la demanda generaría que el Costo de Racionamiento fuera totalmente diferente al calculado en el documento (no habría racionamiento) y, por ende, **la decisión de realizar la planta de regasificación del Pacífico no tendría soporte que la justifique**, a través de este mecanismo de toma de decisiones.

(d) Inventario mínimo por confiabilidad planta regasificación del Pacífico

Según la UPME, el caudal de abastecimiento está asociado con la frecuencia del abastecimiento a la demanda, por parte de la planta de la regasificación del Pacífico. Con respecto a este análisis, DIACO S.A. considera fundamental entender los argumentos por los cuales la UPME define un caudal en condiciones de abastecimiento $[Q(0)]$ de 218 MPCD. Adicionalmente, si el anterior valor es el promedio de entrega de gas natural, que requiere la demanda, surgen las siguientes preguntas:

- ¿El promedio calculado hace referencia a qué años y por qué definir que el promedio es el mejor parámetro para la toma de decisiones?
- **¿Si existe un valor proyectado de entrega de abastecimiento, por qué todavía la UPME no ha presentado quién es la demanda beneficiaria de dicho consumo?** Considerando que la demanda beneficiaria es quien debe asumir los costos de la planta de regasificación, es fundamental que la UPME la defina cuando se proponen los proyectos. Con respecto a la definición de la demanda beneficiaria de la planta de regasificación del Pacífico, DIACO S.A. insiste en que dicha definición debe estar asociada con el agente de la demanda que tenga una estructura de contratación de capacidad de la planta, sin que necesariamente exista el uso efectivo de la misma.

2. COMENTARIOS PARTICULARES PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Como se mencionó anteriormente, DIACO S.A. reitera la necesidad de considerar un mayor tiempo para la presentación de los comentarios del proyecto de resolución.

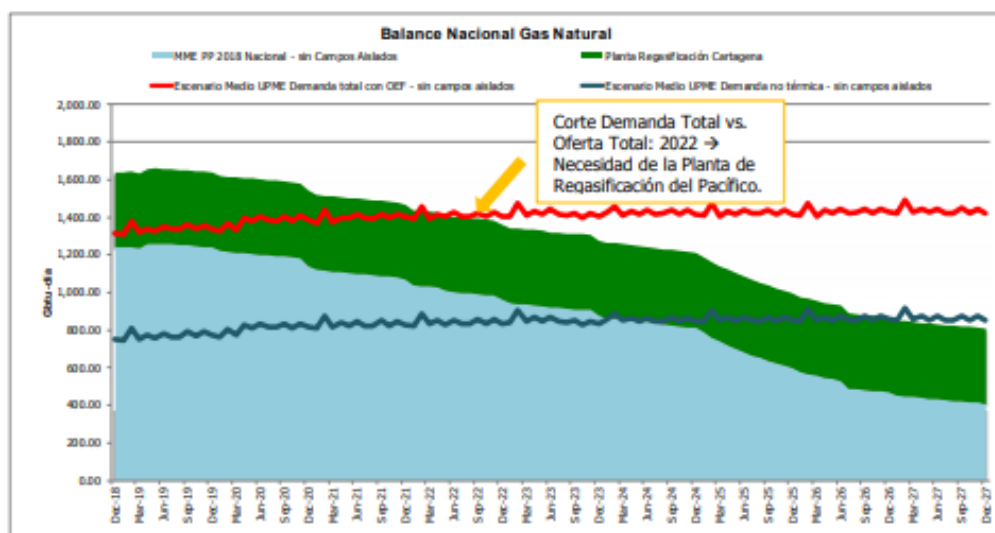
Adicionalmente y teniendo en cuenta los comentarios presentados en el numeral 1 del presente documento, es posible observar que los argumentos por los cuales se justifica la planta de regasificación del Pacífico no son contundentes. El documento Anexo Técnico presentado por la UPME no es riguroso y presenta inconsistencias en las proyecciones y, por ende, en los cálculos. Considerando lo anterior, DIACO S.A. considera que a través del mecanismo de toma de decisiones, presentado por la UPME, la planta de regasificación del Pacífico no es justificable.

Considerando que la UPME tiene la obligación de presentar la demanda beneficiaria de los proyectos de abastecimiento, la DIACO S.A. considera primordial que cuando se presenten las justificaciones de los proyectos, adicionalmente, se presenten quiénes son los beneficiarios los mismos. Lo anterior, ya que dichas definiciones son esenciales a la hora de definir los costos del gas natural para todos los sectores de la demanda.

Como se ha mencionado en documentos anteriores, DIACO S.A. ha sugerido que para realizar el balance de oferta y demanda de gas natural, es necesario tener en cuenta los siguientes supuestos:

- La proyección de demanda térmica debe asumir las OEF de cada uno de los agentes térmicos.

- La oferta de gas local debe estar asociada con la demanda no térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda no térmica, con consumos volátiles bajos, puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*.
- La oferta de gas de importación debe estar asociada con la demanda térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda térmica, con consumo volátiles extremadamente altos, no puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*. Hoy en día, con excepción de los agentes térmicos que generan por restricciones, la mayoría de los agentes térmicos, conectados al sistema nacional de transporte, no tienen estructuras contractuales de tipo *take or pay*.



- A través de la gráfica anterior, es posible observar que si en el 2022 se presenta un Fenómeno de El Niño, en el cual todos los agentes térmicos tienen que entregar sus OEF, existiría un déficit de oferta de gas natural.
- Teniendo en cuenta lo anterior, surge la necesidad de abastecer la demanda térmica, para esos momentos críticos de fenómeno de El Niño. Sin embargo, dicho abastecimiento debe ser a través de un mecanismo comercial diferente al definido para el gas local. Dicho mecanismo diferente, tipo *take and pay*, puede establecerse a través de la planta de regasificación del Pacífico y, en ese sentido, los beneficiarios reales serían, en un principio, los agentes térmicos.

Atentamente,



Gabriel González Ortiz
Suministros Estratégico
Gerdau Diaco y Metaldom
www.gerdau.com.co

Comentario 10

De: **Presidencia Asoenergía**

Fecha: mar., 21 ago. 2018 a las 18:59

asoenergía

Bogotá, D.C., 21 de agosto de 2018

Ministra

MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Ministra de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 No. 57 – 31 CAN – Bogotá, Colombia

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”

Estimada Ministra Suárez:

ASOENERGÍA agradece al Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME) la oportunidad de presentar comentarios sobre el asunto de la referencia y espera que estos contribuyan, de forma positiva, a lograr un sector de gas natural confiable y competitivo.

Los comentarios, presentados a continuación, son el resultado de un análisis conjunto entre la mayoría de empresas grandes consumidoras de gas natural, del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGÍA. El documento presenta, inicialmente, los comentarios asociados con el documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el cual expone los soportes de los proyectos del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y, finalmente, los comentarios asociados con el presente proyecto de resolución.

Por último, ASOENERGÍA considera muy importante expresar que el tiempo estipulado para analizar los documentos y presentar los comentarios no es lo suficientemente prudente para realizar un análisis riguroso. En ese sentido, ASOENERGÍA estima fundamental, previo a lo anterior, la socialización, por parte de la UPME, del documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la UPME. Lo anterior, con el fin de solventar todas la inquietudes y dudas del mismo y soportar, o no, las decisiones tan relevantes para el futuro del país.

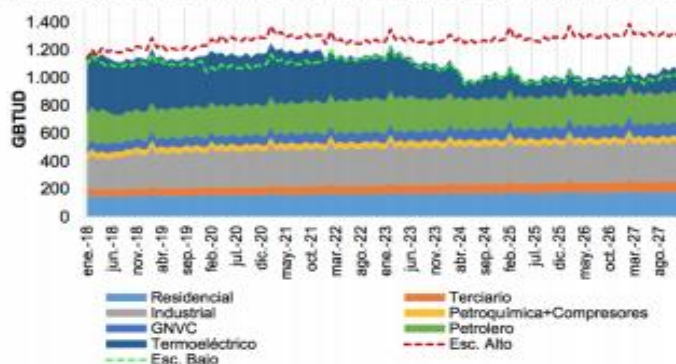
asoenergía

1. COMENTARIOS ANEXO TÉCNICO – DOCUMENTO ANÁLISIS DE LA UPME

(a) Proyecciones de demanda de gas natural

Teniendo en cuenta el Anexo Técnico, a continuación se presenta la gráfica con la proyección de demanda de gas natural, calculada por la UPME:

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Fuente: elaboración UPME, 2018.

Con base en lo anterior, ASOENERGÍA solicita que los datos de la demanda sean publicados en la página de la UPME. Lo anterior, con el fin de analizar las diferencias entre la proyección de la demanda actual y la última publicación.

A pesar de no contar con lo anterior, a través de la gráfica es posible observar que la demanda termoeléctrica presenta un incremento bastante relevante frente a la última publicación de la demanda. En la gráfica, la UPME considera una demanda Termoeléctrica **constante**, desde el 2018 hasta el 2023, de aproximadamente 300 GBTUD. Adicionalmente y sin considerar la demanda térmica de la Costa (Gráfica 8 – Documento Anexo), la UPME proyecta que las plantas térmicas del Interior van a tener un consumo **constante** de aproximadamente 200 GBTUD.

Asumiendo que las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de las plantas térmicas del interior, conectadas al sistema nacional de transporte*, suman alrededor de 201 GBTUD, lo anterior implica que dichas plantas van a estar generando sus OEF, a través de una generación térmica con base en gas natural, como mínimo el 90% del tiempo, constantemente, entre los años 2018 y 2023. Adicionalmente, lo anterior implica que, durante dicho periodo, el país

* Merieléctrica, Termodorada, Termosierra, Termocentro, Termoemcall y Termovalle.

asoenergía

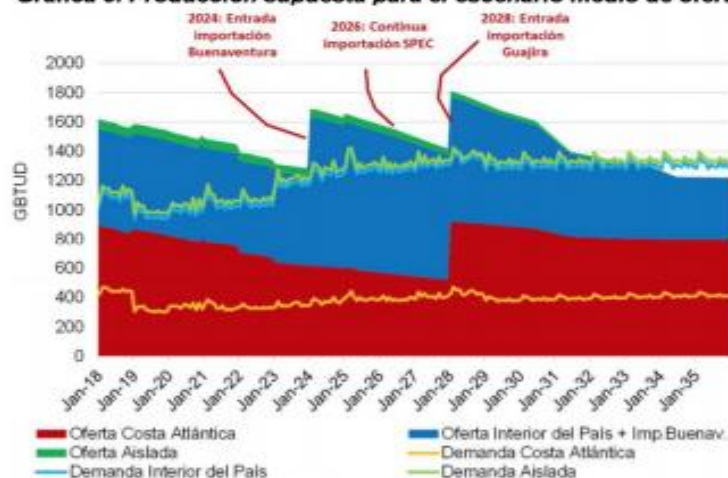
va a estar en un constante fenómeno de El Niño. Dichos supuestos son poco probables, y por lo tanto, ASOENERGÍA considera que la demanda Termoeléctrica está sobrevalorada.

Por último, ASOENERGÍA es consciente que el contexto energético cambió a través del retraso del proyecto de Hidroituango y que, por lo tanto, puede existir un incremento en la proyección de la demanda Termoeléctrica para suplir la energía comprometida que no puede ser entregada a través de dicho proyecto. Sin embargo, dicho consumo no puede tener la magnitud mencionada en el párrafo anterior.

(b) Escenarios de oferta

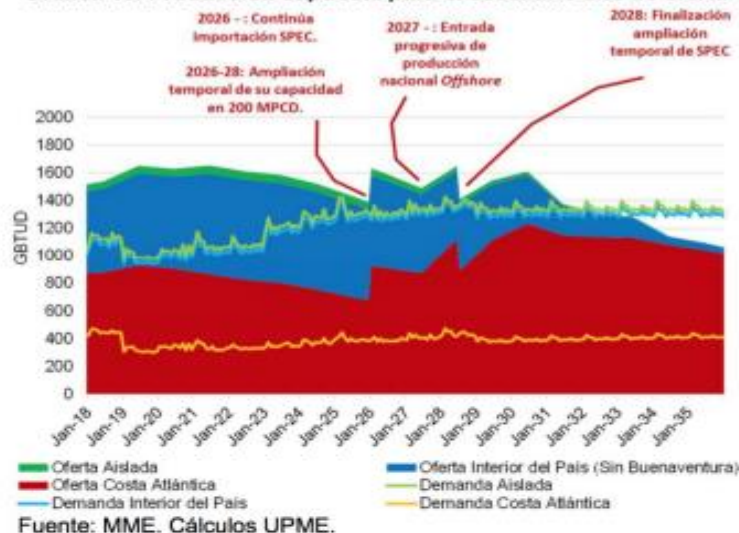
La UPME presenta los escenarios medio y alto de oferta, representados en las siguientes gráficas:

Gráfica 9. Producción supuesta para el escenario medio de oferta



asoenergía

Gráfica 10. Producción supuesta para el escenario alto de oferta



Con base en las gráficas, surgen las siguientes inquietudes, las cuales ASOENERGÍA considera que deben ser tenidas en cuenta para la definición de dichos escenarios y, por ende, para la toma de decisiones con respecto a los proyectos pertinentes de abastecimiento de gas natural:

- ¿Por qué la UPME considera el potencial de producción del 2017[†] y no el del 2018, como sí lo considera al principio del documento? Lo anterior, dado que los cambios pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles es totalmente excluyente al escenario medio de oferta? Es decir, ¿por qué dicha incorporación no es posible también en el escenario medio de la oferta? En caso de no existir argumentos válidos y darse la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles en cualquiera de los dos escenarios, dichas incorporaciones pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué si el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural debe contemplar las soluciones óptimas para el abastecimiento de gas natural dentro de los próximos diez (10) años, la UPME está considerando proyectos después del 2028? Lo anterior, dado que los costos de dichos

[†] Página 12 del Documento Técnico

asoenergía

proyectos afecta la toma de decisiones de los proyectos a realizar.

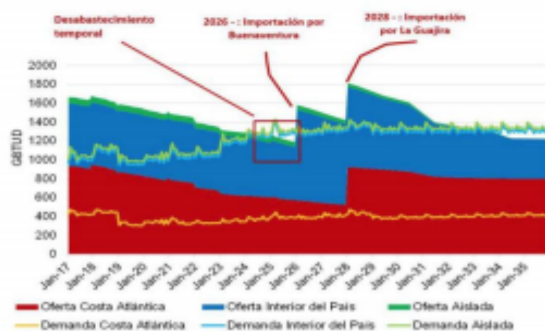
- ¿Por qué la UPME asume que si se define el escenario alto, pero se da el escenario medio, la planta de regasificación de la Guajira se establecerá en un periodo aproximado de dos años? Lo anterior considerando la experiencia de la planta de regasificación de Cartagena y el proceso llevado a cabo con la planta de regasificación del Pacífico.
- Por último, la UPME no es clara a la hora de establecer, en el escenario alto de oferta, la ubicación y la capacidad de la planta de importación temporal. En ocasiones, el documento Anexo Técnico menciona que la ubicación es en Cartagena y en otras ocasiones en la Guajira. Adicionalmente, en ocasiones menciona que la capacidad debe ser de 300 MPCD y en otras que debe ser de 200 MPCD.

(c) Costos de Arrepentimiento

A través del Costo de Arrepentimiento, la UPME recomienda la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico. Según el documento, dicho Costo de Arrepentimiento está basado en la suma de los siguientes dos costos: el Costo de Racionamiento y el Sobrecosto de proyectar un escenario y que se dé el otro.

La determinación de enfocarse en el escenario medio de oferta, el cual incluye la planta de regasificación del Pacífico, prima sobre el escenario alto, debido al Costo de Racionamiento (335 MUSD Precios 2017) que se puede llegar a generar. Dicho cálculo del posible Costo de Racionamiento se presenta en la siguiente gráfica:

Gráfica 14. Exposición a racionamiento de la contingencia de suponer el escenario alto y darse el medio



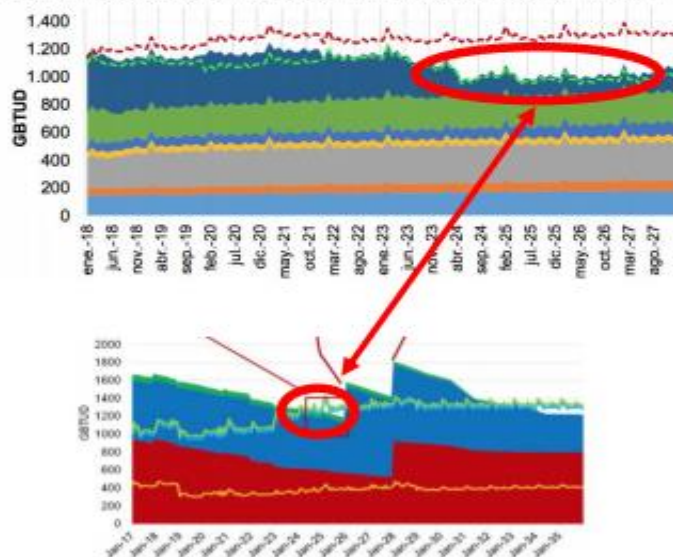
Fuente: MME. Cálculos UPME.

5

asoenergía

Para el cálculo del valor del Costo de Racionamiento, una de las variables fundamentales es la proyección de la demanda de gas natural. Como se mencionó anteriormente, ASOENERGÍA considera necesario que la UPME realice la publicación de dicha demanda. Lo anterior, debido a que ASOENERGÍA observa que la proyección de la demanda presentada en la gráfica anterior no coincide con la proyección de demanda presentada en la gráfica 6, del numeral 1.2, del documento Anexo Técnico. Es posible observar que la demanda de la gráfica anterior, entre los años 2024 y 2026, oscila entre 1,200 GBTUD y 1,400 GBTUD. Y lo anterior no corresponde con lo especificado en la gráfica 6, en la cual la proyección de gas natural, para esos mismos años, está alrededor de 1,000 GBTUD (ver siguiente comparación de las dos gráficas).

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Teniendo en cuenta la anterior diferencia identificada, dicho cambio en la proyección de la demanda generaría que el Costo de Racionamiento fuera totalmente diferente al calculado en el documento (no habría racionamiento) y, por ende, **la decisión de realizar la planta de regasificación del Pacífico no tendría soporte que la justifique**, a través de este mecanismo de toma de decisiones.

asoenergía

(d) Inventario mínimo por confiabilidad planta regasificación del Pacífico

Según la UPME, el caudal de abatecimiento está asociado con la frecuencia del abastecimiento a la demanda, por parte de la planta de la regasificación del Pacífico. Con respecto a este análisis, ASOENERGÍA considera fundamental entender los argumentos por los cuales la UPME define un caudal en condiciones de abastecimiento [Q(0)] de 218 MPCD. Adicionalmente, si el anterior valor es el promedio de entrega de gas natural, que requiere la demanda, surgen las siguientes preguntas:

- ¿El promedio calculado hace referencia a qué años y por qué definir que el promedio es el mejor parámetro para la toma de decisiones?
- **¿Si existe un valor proyectado de entrega de abastecimiento, por qué todavía la UPME no ha presentado quién es la demanda beneficiaria de dicho consumo?** Considerando que la demanda beneficiaria es quien debe asumir los costos de la planta de regasificación, es fundamental que la UPME la defina cuando se proponen los proyectos. Con respecto a la definición de la demanda beneficiaria de la planta de regasificación del Pacífico, ASOENERGÍA insiste en que dicha definición debe estar asociada con el agente de la demanda que tenga una estructura de contratación de capacidad de la planta, sin que necesariamente exista el uso efectivo de la misma.

2. COMENTARIOS PARTICULARES PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Como se mencionó anteriormente, ASOENERGÍA reitera la necesidad de considerar un mayor tiempo para la presentación de los comentarios del proyecto de resolución.

Adicionalmente y teniendo en cuenta los comentarios presentados en el numeral 1 del presente documento, es posible observar que los argumentos por los cuales se justifica la planta de regasificación del Pacífico no son contundentes. El documento Anexo Técnico presentado por la UPME no es riguroso y presenta inconsistencias en las proyecciones y, por ende, en los cálculos. Considerando lo anterior, ASOENERGÍA considera que a través del mecanismo de toma de decisiones, presentado por la UPME, la planta de regasificación del Pacífico no es justificable.

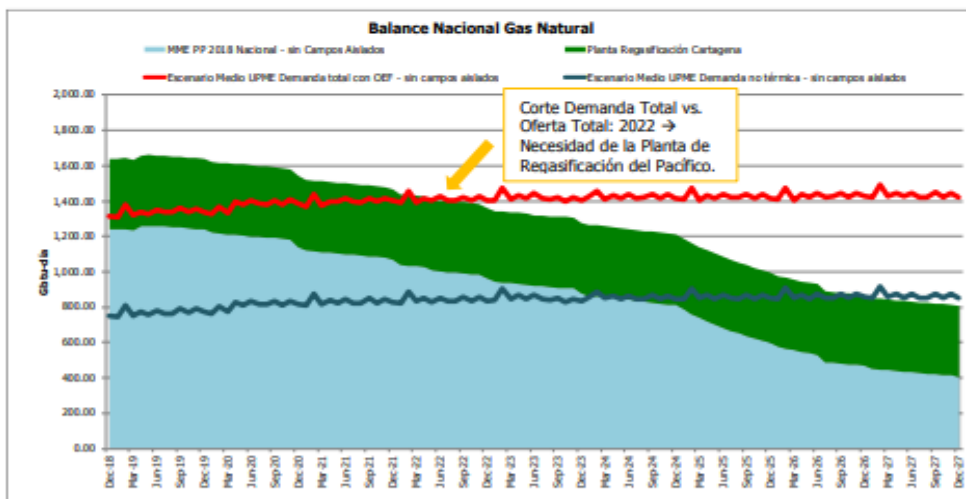
Considerando que la UPME tiene la obligación de presentar la demanda beneficiaria de los proyectos de abastecimiento, ASOENERGÍA considera primordial que cuando se presenten las justificaciones de los proyectos, adicionalmente, se presenten quiénes son los beneficiarios los mismos. Lo anterior, ya que dichas definiciones son esenciales a la hora de definir los costos del gas natural para todos los sectores de la demanda.

7

asoenergía

Como se ha mencionado en documentos anteriores, ASOENERGÍA ha sugerido que para realizar el balance de oferta y demanda de gas natural, es necesario tener en cuenta los siguientes supuestos:

- La proyección de demanda térmica debe asumir las OEF de cada uno de los agentes térmicos.
- La oferta de gas local debe estar asociada con la demanda no térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda no térmica, con consumos volátiles bajos, puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*.
- La oferta de gas de importación debe estar asociada con la demanda térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda térmica, con consumo volátiles extremadamente altos, no puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*. Hoy en día, con excepción de los agentes térmicos que generan por restricciones, la mayoría de los agentes térmicos, conectados al sistema nacional de transporte, no tienen estructuras contractuales de tipo *take or pay*.



- A través de la gráfica anterior, es posible observar que si en el 2022 se presenta un Fenómeno de El Niño, en el cual todos los agentes térmicos tienen que entregar sus OEF, existiría un déficit de oferta de gas natural.

8



asoenergía

- Teniendo en cuenta lo anterior, surge la necesidad de abastecer la demanda térmica, para esos momentos críticos de fenómeno de El Niño. Sin embargo, dicho abastecimiento debe ser a través de un mecanismo comercial diferente al definido para el gas local. Dicho mecanismo diferente, tipo *take and pay*, puede establecerse a través de la planta de regasificación del Pacífico y, en ese sentido, los beneficiarios reales serían, en un principio, los agentes térmicos.

Atentamente,

MARÍA LUISA CHIAPPE DE VILLA

Presidente Ejecutiva
ASOENERGÍA

Comentario 11

De: **Elvira Peynado Vengoechea**

Fecha: 21 agosto de 2018 a las 19:30



3.0 - 134701

Barranquilla, 21 de agosto de 2018

Señor
Carlos David Beltrán
Director de Hidrocarburos
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43. 57-31
Bogotá

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución Ministerio de Minas y Energía por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural

Respetado Doctor:

El pasado 6 de agosto, el Ministerio de Minas emitió para comentarios el proyecto de resolución en la cual se adoptan los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural, motivada a partir del documento técnico presentado por la UPME el 31 de julio de 2018. A continuación se presentan comentarios tanto al proyecto de resolución como al estudio técnico de la UPME.

En cuanto al Balance de Gas Natural 2018-2027, capítulo 1

Como se menciona en el considerando de la resolución, la UPME indica en su estudio que “...los resultados del balance de gas natural 2018, identifican una posible insuficiencia de gas entre febrero de 2021 y septiembre de 2022” de 45 GBTUD (subrayado fuera de texto). Este déficit se calcula bajo los siguientes supuestos:

- Para la oferta no considera los 400 MPCD del agente importador a través de la planta de regasificación en Cartagena.
- Para la demanda térmica con contratos con gas natural importado, se excluye los volúmenes de gas requeridos para la generación bajo despacho ideal. Sin embargo, asume que en condiciones normales de mercado, optarán por generar con gas nacional por efectos de costos y por lo tanto la curva de demanda incluye un consumo térmico de 200 MPCD aproximadamente.
- La demanda petrolera se ajusta disminuyéndola frente a la curva utilizada en el balance anterior.



No es correcto asumir que la demanda termoeléctrica optará por generar con gas nacional por temas de costos en condiciones normales de mercado, desconociendo que la planta de regasificación de la Costa les ofrece flexibilidad como fuente de gas ante consumos variables llegando en ocasiones a ser más eficiente que contratos de gas nacional “take or pay”. De ajustar la curva de demanda eliminando este consumo, el déficit se trasladaría a febrero de 2025.

En cuanto al análisis de la planta de regasificación del Pacífico, capítulo 2.

En el estudio técnico, la UPME realiza un análisis de la conveniencia de contar con la planta de regasificación del Pacífico contra las expectativas de descubrimiento de gas nacional, principalmente en el offshore de la Costa Caribe. Para este análisis, donde persiste la necesidad de la infraestructura del Pacífico, utilizan dos escenarios de oferta, medio y alto, en donde se incluyen los aportes de la planta de regasificación de Cartagena, a diferencia del ejercicio del balance mencionado anteriormente.

Vale la pena recalcar que tanto en el escenario medio como en el alto, la UPME asume que se mantiene la importación desde Cartagena hasta el 2035. Sin duda, ésta sería una decisión acertada y eficiente para el país, al aprovechar infraestructura disponible para respaldar a la demanda en temas de confiabilidad y abastecimiento. Para que esto se pueda dar, se deben dar anticipadamente las señales regulatorias y comerciales adecuadas, teniendo en cuenta que hasta el 2026 SPEC tiene contratada su infraestructura con el GT, y así se podrían adelantar gestiones para una segunda fase en tierra, beneficiando al país de éste tipo de infraestructura.

Sin embargo, surgen las siguientes inquietudes al revisar cada escenario de oferta que contempla la UPME. Con respecto al escenario medio se incluye una tercera planta de importación en La Guajira en 2028. Con respecto a esta consideración, se le solicita a la UPME compartir los estudios e impactos económicos donde resulta más conveniente contemplar una tercera planta en La Guajira que una ampliación a la planta de Cartagena, ya que podría parecer más eficiente para el sistema nacional y la demanda incrementar la capacidad de regasificación de una planta existente, como es el caso de SPEC, que construir una nueva a una distancia relativamente cercana de Cartagena. Vale la pena recalcar que SPEC es una opción bastante atractiva al momento de colocar mayores volúmenes de gas natural al mercado, no solo porque ya existe y las eficiencias que esto implica, sino también por su proximidad al sistema nacional de transporte y la robusta infraestructura portuaria que hoy tiene la bahía de Cartagena, la cual permite un mayor flujo de buques metaneros. Adicionalmente, SPEC cuenta con licencia ambiental aprobada que permitiría contar con una infraestructura de almacenamiento y regasificación en tierra.



En la producción supuesta para el escenario alto, la UPME menciona en el numeral 2.2.1 del documento “se precisaría mantener la importación desde Cartagena (SPEC, año 2026) y aumentarla en 200 MPCD temporalmente entre los años 2026-2028”. Seguidamente en el numeral 2.1.2.2 que indica la infraestructura adaptada para este escenario considera una “nueva importación temporal desde La Guajira, 300 MPCD entre los años 2026 a 2028”. No es clara la información, ¿se está considerando una importación temporal desde Cartagena o desde La Guajira? ¿Se requeriría una importación temporal de 200 MPCD o de 300 MPCD?

Sin embargo, contemplar cualquier inversión temporal no es viable para ningún inversionista ni para el país, por lo que se solicita a la UPME compartir los estudios e impactos económicos de estas inversiones temporales.

En cuanto al inventario mínimo por confiabilidad de la planta de regasificación del Pacífico, capítulo 3

En el considerando de dicho proyecto de resolución se menciona que la necesidad de establecer una exigencia de un inventario mínimo de LNG en la planta de Regasificación del Pacífico, surge a raíz de la siguiente afirmación de la UPME en su estudio técnico:

“b) Establecer exigencia de un inventario mínimo del 20% de almacenamiento de LNG

A principios de este año el Grupo Térmico de la Costa Caribe no dispuso de los volúmenes suficientes de gas natural licuado almacenados en la Planta de Regasificación para la generación de energía eléctrica por restricciones, causándose serios cuestionamientos sobre la confiabilidad de esta infraestructura.

Con base en este antecedente y teniendo en cuenta que el espíritu de la Planta de Regasificación del Pacífico es el de brindar seguridad en el abastecimiento y confiabilidad al sistema de gas natural en el País, la UPME considera de la mayor importancia no desconocer el evento antes mencionado y propone implementar los mecanismos que permitan mitigar el riesgo de ocurrencia de un suceso semejante en la Planta de Regasificación del Pacífico, exigiéndose un inventario mínimo el cual servirá para atender la demanda en eventos de falla en el sistema.

De acuerdo con los análisis realizados por la UPME se recomienda establecer un inventario mínimo del 20% de almacenamiento de LNG para atender la demanda de gas natural en un evento de falla”. (Subrayado fuera de texto)



Es evidente que las anteriores afirmaciones realizadas por la UPME sobre la confiabilidad de la infraestructura de la planta de regasificación de Cartagena de propiedad de SPEC, no corresponden con la realidad.

En principio es pertinente señalar que desde el inicio de su operación la Planta de Regasificación de Cartagena ha tenido GNL almacenado, de propiedad de los clientes térmicos y ha mantenido una disponibilidad del 100%, sirviendo como un respaldo confiable y seguro para el sistema de generación de energía eléctrica, aún en momentos de alta hidrología. A la fecha, han arribado siete buques metaneros con 607.000 m³ de GNL a la planta de regasificación de Cartagena y en lo que va corrido del año 2018 se ha prestado el servicio de regasificación de GNL durante 134 días interrumpidos en los cuales se ha entregado alrededor de 7.000 millones de pies cúbicos de gas natural a los clientes térmicos.

Independientemente a la operación que ha venido desempeñando SPEC desde su inicio, a continuación procedemos a mencionar los antecedentes de la planta de regasificación de Cartagena y su relacionamiento con los Generadores Térmicos de Gas Natural de la Costa Atlántica - GT. Conforme a los documentos que dieron origen a la planta de regasificación de Cartagena que hoy están incorporados en el Decreto 1073 de 2015 y en las Resolución CREG 062 de 2013 y siguientes, esta infraestructura de acceso abierto fue el resultado de una política pública desarrollada por la CREG, inicialmente diseñada para brindar una alternativa al GT en la proveeduría de gas natural. Toda vez que el mercado de gas natural local no contaba con gas en las condiciones comerciales que el GT requería para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme – OEF del Cargo por Confiabilidad, lo que los obligaba a respaldarlas con combustibles líquidos. Así las cosas, SPEC proveería la infraestructura necesaria para viabilizar la importación de gas.

En este contexto se estructuró el marco reglamentario y regulatorio para el funcionamiento de este modelo de abastecimiento de gas para el GT, estableciéndose dos agentes, uno que ofrece la infraestructura para la importación de gas natural importado y otro que es un comercializador importador de gas natural importado. La Resolución CREG 062 de 2013, define a estos dos agentes como:

“Agente de infraestructura – AI: Persona jurídica contratada, mediante proceso de selección objetivo y competitivo adelantado por parte del Grupo de Generadores Térmicos – GT, encargada de la prestación del servicio de infraestructura para importar GNL de los mercados internacionales, almacenarlo y regasificarlo para colocarlo en un punto de entrada al Sistema Nacional de Transporte - SNT...” (Subrayado fuera de texto).



Agente comercializador - importador de Gas Natural Importado – AC.- Persona jurídica importadora de gas natural, constituida o contratada, en todo caso como una sociedad S.A. E.S.P, por parte del Grupo de Generadores Térmicos – GT, y cuyo objeto social principal consistirá en efectuar las operaciones de compra de GNL de los mercados internacionales y destinado a la atención de demandas contingentes que se requieran y que se presten a través del AI...” (Subrayado fuera de texto).

En virtud de lo cual, conforme al actual marco normativo, se tiene que la planta de regasificación de Cartagena es el “Agente de Infraestructura” responsable de ofrecer la infraestructura necesaria para la importación, almacenamiento y regasificación de GNL que permite al GT a través de su “Agente Comercializador” comprar el GNL en el mercado internacional y traerlo al país, cuando así lo requiera el GT para cumplir con sus OEF, las cuales solo le son exigibles cuando el precio de bolsa supera el precio de escasez.

Si bien la exigencia de un inventario mínimo del 20% de almacenamiento de GNL que se está proponiendo para la planta de regasificación del Pacífico en el proyecto de resolución del asunto, robustece el sistema de respaldo energético, principalmente ante eventos no previsibles, consideramos que esta decisión debe fundamentarse en la confiabilidad que esto trae y no en cuestionamientos sobre la confiabilidad de la infraestructura y afirmaciones equivocadas sobre la de la planta de regasificación de Cartagena. Más aún cuando la planta de regasificación de Cartagena ha demostrado que sí genera respaldo ante los diferentes eventos que se han presentado en el sector eléctrico y de gas. Cada vez que el GT así lo ha requerido la planta de regasificación de Cartagena lo ha respaldado.

En virtud de lo anterior, respetuosamente solicitamos al Ministerio que se realicen los ajustes correspondientes a las aquí comentadas afirmaciones equivocadas, dentro del proyecto de resolución y en el documento técnico de la UPME.

Así mismo, es importante recalcar que si el Estado y el Ministerio quisieran que SPEC pudiera servir de respaldo no solo para el sector eléctrico sino también para el sector de gas natural, entonces se requeriría introducir incentivos dentro del marco regulatorio para que esto pueda darse en la realidad.

En cuanto a los proyectos del Plan de Abastecimiento adoptados en el proyecto de resolución

Planta de regasificación del Pacífico

De acuerdo a lo estipulado por el Regulador en la Resolución 182 de 2017, se prevé que la planta de regasificación del Pacífico podrá tener un porcentaje de utilización. En este sentido, se solicita a la UPME aclarar el mecanismo de cómo funcionará el manejo de



ambos almacenamientos, tanto para cumplir con la exigencia del 20% de inventario mínimo como para cumplir los contratos con los clientes desde la terminal, en el evento que el volumen para los contratos podrá disminuir el almacenamiento destinado para la confiabilidad.

Tampoco es claro cómo será la logística de reposición de este inventario, teniendo en cuenta que el 20% de inventario equivale a 34.700 m³ y los buques cargueros oscilan entre 140.000m³ y 170.000m³. Si los buques cargueros manejan los inventarios mencionados anteriormente, no es factible realizar compras parciales por el volumen del inventario mínimo. Para realizar la gestión de compra de un buque carguero, se requeriría unificar varias demandas que viabilicen la compra de una carga, sin embargo, dado que el adjudicatario no será agente importador de gas, ¿cómo estima la UPME que opere este mecanismo?

Adicionalmente, la UPME no se manifiesta acerca de quién y cómo se asumirán los costos por las pérdidas naturales de la infraestructura, como por ejemplo el boil off gas – BOG. Es por esto que surgen inquietudes de ¿cómo se conversa este criterio con el inventario? ¿El adjudicatario tendría que gestionar la compra de un buque porque se evaporó una cantidad de gas y cuenta con menos de 34.000m³? ¿O este nivel inventario exigido ya contiene las pérdidas de BOG?

Asimismo, vale la pena recalcar también que el gas del inventario puede perder la de calidad exigida por el RUT ante periodos de tiempo de no uso de la terminal, razón por la cual el propietario de la infraestructura al no ser responsable del uso de la planta de regasificación, no debe ser responsable si el GNL sale de especificaciones.

Por otra parte, el cronograma de la convocatoria señalado en el capítulo 5 del estudio técnico de la UPME, indica como fecha estimada de selección del adjudicatario el segundo trimestre de 2019 y a partir de este momento estiman una duración mínima de cinco años para la puesta en operación. A partir de éstas consideraciones de la UPME, la fecha estimada para el inicio de operación de la infraestructura de regasificación correspondería para septiembre de 2024 y no septiembre de 2023 como se establece por el Ministerio en la resolución del asunto. Por ésta razón, se le solicita a la UPME reconsiderar la fecha de entrada en operación para septiembre de 2024, teniendo en cuenta las consideraciones y supuestos asumidos por la UPME.

Gasoducto Buenaventura – Yumbo

Si bien para el gasoducto Buenaventura – Yumbo no especifican las características técnicas como diámetro y longitud, si es imprescindible que todo agente interesado en participar en el proceso de selección evalúe los posibles puntos de entrada al Sistema Nacional de Transporte en el Gasoducto Mariquita – Cali, por lo que para diseñar el



proyecto es necesario contar con la máxima presión de operación permisible, las presiones proyectadas máximas y mínimas de recibo para los diferentes puntos de entrada.

Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena

Con respecto al Proyecto IPAT de Bidireccionalidad Barranquilla – Ballena, Promigas fue notificado mediante la Resolución UPME 801 de diciembre de 2017 que dicho proyecto es susceptible de ejecutarse en primera instancia por Promigas al ser el transportador incumbente. Seguido a esto, cumpliendo con los plazos establecidos, Promigas presentó a la CREG y a la UPME el 27 de marzo de 2018 las inversiones y presupuestos requeridos para la realización de la obra.

Las inversiones incluyen adecuaciones del gasoducto en trampas de envío y recibo de marrano y válvulas seccionadoras, las cuales en la actualidad operan en sentido Ballena – Barranquilla, una estación de transferencia de custodia entre transportadores en Ballena y unidades compresoras en las estaciones de Caracolí y Palomino. En la mencionada comunicación también se le manifestó al Regulador que el tiempo estimado total para el desarrollo del proyecto es de 24 meses a partir de la aprobación de las inversiones, sin embargo 5 meses después, aún no se tiene respuesta del Regulador al respecto.

Respetuosamente, solicitamos al Ministerio reevaluar la fecha de entrada de operación de este proyecto, ya que en la actualidad faltan 16 meses para enero de 2020 y aún no se tiene la Resolución CREG que adopte el valor eficiente y la remuneración de la inversión y de los gastos de AOM, la cual es indispensable para dar inicio a la ejecución del mismo. De igual forma agradecemos las gestiones que adelante el Ministerio frente a la CREG para dar celeridad a este proceso de aprobación.

Con estos comentarios esperamos contribuir al desarrollo del sector del gas natural en Colombia.

Cordialmente,



Ricardo Fernández Malabet
Representante Legal

Copia: Ricardo Ramírez. Director Ejecutivo UPME
Christian Jaramillo Director Ejecutivo CREG

Comentario 12

De: **Alexander Sierra Vargas**

Fecha: mar., 21 ago. 2018 a las 20:12



Bogotá D.C., 21 de agosto de 2018

Doctora
María Fernanda Suárez
Ministra de Minas y Energía
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 N° 57-31 CAN
Ciudad

Referencia: Comentarios a Proyecto Resolución MME - Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural publicada el 6 de agosto de 2018.

Respetada Señora Ministra.

En atención a la amable invitación para remitir comentarios al proyecto de resolución que adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, a continuación presentamos las observaciones y consultas por parte de TGI SA ESP en relación con su contenido y posible aplicación a futuro.

Proyectos proceso de selección. Planta de Regasificación del Pacífico y Gasoducto Buenaventura – Yumbo:

- Sobre la fecha de entrada de operación propuesta, es necesario resaltar que una de las funciones que el Planeador asignó a la infraestructura de importación de GNL, fue la de confiabilidad. Ahora bien, el mismo documento de análisis remitido por la UPME al Ministerio manifiesta: *"(...) que la actualización del balance oferta/demanda de gas natural indica la necesidad de contar con nuevos volúmenes de gas hacia el mes de febrero del año 2022"*. Por lo tanto, se propone que si la planta puede entrar en operación en una fecha anterior a la del gasoducto, se abra la alternativa de usar carrotanques de GNL en escenario de contingencia y desabastecimiento de la demanda térmica del suroccidente del país.

En relación con la *"Construcción de un gasoducto entre Buenaventura y Yumbo con una capacidad de 400 MPCD estándar"*, se debe resaltar que se debe especificar la presión máxima en el gasoducto o el diámetro del mismo, de lo contrario, podría ocasionar que los proyectos del proceso de selección y los IPAT, no cumplan con su función o se seleccionen proyectos técnicamente no eficientes para el SNT. Por ejemplo, al especificar la exigencia del diámetro de 30 pulgadas para el gasoducto Buenaventura – Yumbo, en condiciones RUT para cierta capacidad de flujo, se permitía estimar una característica técnica como la presión mínima a la cual se espera que el gas ingrese en el SNT, fundamental para el diseño de la Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita. Ahora bien, la incertidumbre en la presión o diámetro del gasoducto Buenaventura - Yumbo,



puede hacer que se construyan diferentes proyectos (sólo gasoducto o gasoducto más compresión), que pueden o no cumplir con la presión mínima de entrega, haciendo que la planeación de las compresoras propuestas no cumpla con la necesidad de subir los flujos esperados para el buen funcionamiento del SNT.

Adicionalmente, según el diseño del adjudicatario, se podrían requerir inversiones adicionales en estudios de ingeniería, predial, terrenos, entre otros, aparte de los que ya desarrolló TGI SA ESP para cumplir con la entrega de información a la CREG, de acuerdo con el artículo 4 de la Resolución 107 de 2017, para la Bidireccionalidad Yumbo – Mariquita y el Compresor ramal Jamundí – aguas abajo del nodo Pradera.

ESCENARIO DE MÁXIMO TRANSPORTE ENTRE BUENAVENTURA Y VASCONIA - DESCRIPCIÓN



Fuente: Presentación UPM al CNOGAS Diciembre de 2017

Por otra parte, abrir la posibilidad a propuestas que incluyan inversiones en Compresión, puede hacer que el proceso no sea comparable con otras ofertas que no la contemplen, ya que pueden suponer factores de utilización muy bajos que hagan que la oferta económica sea aparentemente menor a la que realmente se requiere. Además, se renuncia al empaquetamiento que puede tener el gasoducto de 30 pulgadas que puede ayudar al SNT en su funcionamiento general.

- Respecto al inventario mínimo, sugerimos que vía Regulatoria dicha responsabilidad sea asignada al importador de GNL, quien deberá prever el momento de iniciar gestiones para importar GNL antes de que el inventario llegue a cero y se experimente una situación de no disponibilidad por suministro. Para lo anterior, el operador de la



planta podrá dar alertas públicas al mercado cuando se acerque el inventario a un 20%, además, esta obligación puede hacer que las propuestas en el proceso de selección no sean comparables, debido a que no se tiene clara la responsabilidad del adjudicatario.

De manera general, creemos que el alcance del inventario mínimo debe ser claro para los proponentes y no debe ser incluido en el Plan, ya que dependiendo de su entendimiento se pueden dar diversas opciones de manejo tal y como lo manifestó TGI SA ESP en carta de comentarios a la versión preliminar de los Documentos de Selección del Inversionista publicados por la UPME.

Bidireccionalidad Yumbo - Mariquita

Como ya se mencionó anteriormente, TGI SA ESP manifestó a la CREG y a la UPME, su interés de ejecutar este proyecto IPAT, para lo cual, y en cumplimiento del artículo 4 de la Resolución 107 de 2017, el 23 de marzo de 2018 remitió información técnica y económica, que podría variar si las especificaciones del gasoducto Buenaventura - Yumbo no cumplen con las condiciones mínimas requeridas y con las cuales ya se diseñó la Bidireccionalidad. Para TGI SA ESP es muy importante que se defina en qué condición quedaría dicha información técnico – económica entregada, es decir, si el trámite culmina y/o si pierde vigencia la Resolución UPME 803 de 2017, toda vez que ante la nueva condición propuesta, refiere a otro proyecto completamente diferente y se debería dar cierre al proyecto como se tiene conceptualizado y diseñado hoy en día; para lo cual es importante conocer de antemano el nuevo calendario para conceptualizar, rediseñar y presentar los proyectos del IPAT con las nuevas condiciones, si es el caso.

Por otro lado, dejando de libre escogencia el diámetro del gasoducto Buenaventura Yumbo, sólo hasta el primer trimestre de 2019 el transportador incumbente conocería la presión de entrega al SNT. Es decir, que hasta dicha fecha podría TGI SA ESP dimensionar la compresión requerida para el flujo definido por la UPME en este IPAT, y seguramente se registrarían cambios en los diseños y los valores de inversión, aun cuando ya se inició un procedimiento mediante la Resolución UPME 803 de 2017, como ya se mencionó anteriormente.

Por todo lo anterior, es importante que se definan las condiciones en las cuales se recibiría el gas natural importado en el gasoducto Yumbo – Mariquita, especificando como exigencia para el Gasoducto Yumbo Buenaventura, al menos el diámetro de llegada o la presión de entrega, y aclarar si los 250 MPCD se deben mantener desde Yumbo hasta Vasconia o si son sólo capacidad de arranque.

Construcción Loop 10", Mariquita – Gualanday

En relación al Loop Mariquita –Gualanday, es pertinente aclarar que en la actualidad la infraestructura de TGI es capaz de transportador 18.3 MPCD en flujo (incluido el gas que pueda inyectar el campo Caldas Viejo) y 6,9 MPCD en contraflujo. Además, a la fecha existen diversos proyectos para atender un mismo posible incremento de demanda, los cuales mencionamos a continuación:



- a) Gasoducto El Caucho/Mariquita – Gualanday, Gasoducto de extensión de 18MPCD y 8 pulgadas, que se desprende de la infraestructura de TGI y no se vuelve conectar al SNT. Cargos definidos en resolución CREG 136 de 2017.
- b) Loop Mariquita Gualanday, que permite atender junto a la infraestructura de TGI hasta 36 MPCD y es de 10 pulgadas. Este se encuentra definido en resolución MME 40006 de 2017.

Además, es pertinente aclarar que el Gasoducto de TGI (sin incluir sus compresoras) se encuentra en un trámite regulatorio para el reconocimiento de las inversiones necesarias al cumplir vida útil normativa, que permitirá al transportador definir si mantiene la infraestructura o repone el actual bajo las mismas características de diámetro (6 pulgadas) y longitud (aprox. 123 km).

Así las cosas, la infraestructura actual más la propuesta del loop de 10 pulgadas, puede llegar a atender una demanda de 36 MPCD. De acuerdo con los análisis recientes de TGI, la demanda en 20 años podría llegar a estar entre 19 y 27 MPCD, lo cual generaría una capacidad adicional de 9 MPCD que elevaría el costo de transporte para la región. Las estimaciones se basan en cálculos propios y son concordantes con datos entregados por el distribuidor "Alcanos de Colombia" al Ministerio de Minas y Energía en comunicación del 7 de junio de 2018, donde menciona que la demanda esperada es de 23 MPCD.

Adicionalmente, en las últimas proyecciones de demanda de la UPME, se evidencia que la demanda de la región es menor a la utilizada para definir el proyecto en el documento del Plan Transitorio de Abastecimiento.

En este orden de ideas y a pesar de los avances en estudios que ha realizado TGI para la construcción del loop, sugerimos respetuosamente al Ministerio permitir a la UPME revisar el análisis de este proyecto, considerando diferentes soluciones que ayuden a la demanda a percibir un menor costo.

Finalmente, para este proyecto se solicita considerar y revisar los tiempos de construcción, ya que para la fecha establecida - enero de 2020-, no sería posible culminarlo debido a las dificultades de terreno, realineamientos requeridos al trazado inicial, restricciones sociales y ambientales tales como: Licencias de urbanizaciones nuevas no contempladas en la ingeniería conceptual desarrollada por TGI SA ESP e identificación de pozos, manantiales y nacederos que requieren nueva fase de campo, además, el Ministerio de Ambiente expidió una nueva norma de Compensaciones Ambientales (Resolución 258 del 22 de febrero de 2018), que obliga a realizar nuevos y diferentes análisis sobre la compensación de los impactos causados al medio biótico por parte del proyecto. Además, se debe considerar el impacto del tiempo que ha tomado la CREG para la definición del valor eficiente, entre otros.

Por lo anterior, y teniendo en cuenta nuestros análisis y actividades realizadas a la fecha, consideramos que el plazo mínimo para la puesta en operación del proyecto es de 36 meses a partir de que la empresa manifieste por escrito a la CREG la voluntad irrevocable de ejecutar el proyecto.



Bidireccionalidad Barrancabermeja – Ballena

Respecto a este proyecto, consideramos clave que la UPME incluya la conexión del gasoducto Antonio Ricaurte de manera directa al SNT del interior y de la Costa Atlántica. Dicha conexión facilitará la negociación por parte de los comercializadores de gas importado con la demanda nacional, aumentando la confiabilidad y el abastecimiento del país. En el caso específico del interior, ésta conexión debe permitir el ingreso de al menos 260 MPCD.

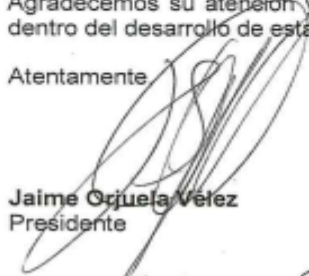
Se resalta que la interconexión entre el SNT del interior y el SNT de la Costa Atlántica debe ser una obra prioritaria para aumentar la confiabilidad y el abastecimiento de los dos mercados. Por lo anterior y con el fin de aprovechar las infraestructuras de ambos transportadores, solicitamos aclarar el responsable de dicha obra.

Compresor ramal Jamundí – aguas abajo del nodo Pradera

En el documento del plan de abastecimiento se ha modificado la potencia de la unidad compresora requerida de 500 HP a 780 HP, por lo que sería importante conocer por parte de la UPME, qué condiciones operativas ha tenido en cuenta para llegar a esta nueva capacidad, ya que la simulación de TGI SA ESP (en Pipeline System), confirma una capacidad entre 250 y 300 HP.

Agradecemos su atención y confiamos en que nuestras observaciones sean de utilidad dentro del desarrollo de esta importante iniciativa.

Atentamente,


Jaime Orjuela Vélez
Presidente

Elaboró: GRP/ Alexander Sierra, Guillermo González. 
Revisó: VJU/ Yolanda Gómez, VPC/Manuel Naranjo, VOP/ Paulo Baoci, VCO/ Mauricio Vera Maldonado, GRE/Luis Alfredo Serrato. 
Aprobó: PRE/ Jaime Alfonso Orjuela Vélez.   

Comentario 13

De: Laura Tarchópulos Arango a las 21:13



3.50-0002097

Cartagena, 21 de agosto de 2018

Señor
Carlos David Beltrán
Director de Hidrocarburos
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Bogotá

Asunto: Comentarios de SPEC LNG – Documento Técnico “Documento Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del Sector del Gas Natural” de la UPME

Respetado Doctor Beltrán:

El 6 de agosto de 2018, el Ministerio de Minas y Energía emitió para comentarios el Proyecto de Resolución por el cual se adopta el “Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”. En el considerando de dicho proyecto de resolución se menciona que éste se sustenta en el documento técnico “Documento Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del Sector del Gas Natural” que fue presentado por la UPME al Ministerio de Minas y Energía el 31 de julio de 2018.

SOCIEDAD PORTUARIA EL CAYAO S.A. E.S.P. realizó un proceso de revisión al documento técnico Documento Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del Sector del Gas Natural”, sobre el cual hacemos los siguientes comentarios:

1. “BALANCE GAS NATURAL 2018 – 2027

1.1. Declaración de producción de gas natural:

Gráfica 1. Potencial de producción total.

Cantidad importada disponible para la venta.

(...)

En la Gráfica 1 es claro que la cantidad importada de gas disponible para la venta es de 50 GBTUD para el periodo comprendido entre Diciembre de 2018 a Diciembre de 2019, conforme a lo reportada por Calamari LNG S.A. E.S.P. en su calidad de agente comercializador. En todo caso, consideramos importante precisar que la capacidad de regasificación actual de SPEC LNG



es de 400mpcd, la cual está contratada por sus tres (3) clientes térmicos (Termobarranquilla S.A. E.S.P., Termocandelaria S.C.A. E.S.P. y Zona Franca Celsia S.A. E.S.P.). Parte de esta capacidad de regasificación contratada, es utilizada por los agentes térmicos para respaldar sus obligaciones de energía en firme (OEF) que serán exigibles cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez.

(...) Otra diferencia importante es que las cantidades importadas disponibles para la venta son reportadas solamente por SPEC a través de la planta de regasificación de Cartagena, no hay declaración de importación por parte de Ecopetrol ni de Petromil, tal como se realizó el año anterior. (...)

Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P. (en adelante SPEC LNG) es un agente de infraestructura. SPEC LNG no reporta ningún tipo de información al Ministerio de Minas y Energía en relación con las cantidades de gas importado disponibles. Calamari LNG S.A. E.S.P. en su calidad de agente comercializar es quien reporta dicha información.

1.4. Balance oferta demanda de gas natural. *Gráfica 7. Balance mensual de Gas Natural.*

Consideramos que no es acertado afirmar que el déficit de gas iniciará en febrero 2021 con 45 GBTUD y llegará a un máximo de 607 GBTUD en febrero 2027, cuando por una parte, al referirse a la oferta de gas natural no se están considerando los 400 GBTUD de capacidad de regasificación que tiene SPEC (solo se están considerando 50 GBTUD por un año) pero por la otra, al referirse a la demanda de gas sí incluyen a las plantas de generación del Grupo Térmico (GT) de la Costa Atlántica aduciendo que éstas bajo condiciones normales de mercado optarán por generar con gas natural nacional por efecto de costos, lo cual puede no ser el caso.

Toda vez que una Planta de Regasificación de GNL, por la flexibilidad que ofrece como fuente de gas, puede llegar a ser más eficiente que contratos de suministro de gas “take or pay” ante demandas inciertas y variables de gas como es el caso del sector termoeléctrico de nuestro país. Por lo tanto, al momento de realizar el balance oferta demanda de gas natural, se sugiere: 1) excluir de la demanda de gas a las plantas de generación del Grupo Térmico (GT) de la Costa Atlántica que tienen contratos de prestación de servicios de regasificación con SPEC LNG y la oferta de gas natural desde el terminal portuario de regasificación de SPEC LNG que cubra las obligaciones de energía en firme de estas plantas de generación o 2) incluir a ambos en la demanda y en la oferta total.

2. “ANÁLISIS DE LA PLANTA REGASIFICACIÓN DEL PACÍFICO FRENTE A LAS EXPECTATIVAS DE HALLAZGOS DE GAS COSTA AFUERA

2.1. What if?



2.1.1 Escenarios de Oferta

En la presentación del dilema se encuentran dos escenarios de oferta, medio y alto. El escenario medio se basa en la declaración de producción del año 2017 y la incorporación del total de reservas probadas y probables. Implica la incorporación de nueva capacidad de importación en Buenaventura desde el año 2024 en donde se mantiene la importación actual desde Cartagena (SPEC, año 2026) y nueva importación en La Guajira desde el año 2028. (...) Complementariamente, se precisaría mantener la importación desde Cartagena (SPEC, año 2026) y aumentarla en 200 MPCD temporalmente entre los años 2026-28.

Antes de contar en el país con una nueva planta de importación de GNL en la Guajira para el año 2028 conforme lo está planteando la UPME en el documento técnico en cuestión, consideramos que primero es conveniente analizar y comparar la opción de incrementar la capacidad de regasificación de una planta ya existente, para buscar eficiencias para el sector del gas, como es el caso de SPEC LNG.

SPEC LNG es una opción bastante competitiva al momento de colocar mayores volúmenes de gas natural en el mercado, entre otros, por los siguientes motivos: el terminal portuario de regasificación existe y viene funcionando apropiadamente desde hace más de 1 año y medio; tiene posibilidad de ampliación de su capacidad de almacenamiento y regasificación; su ubicación es estratégica por su proximidad al Sistema Nacional de Transporte y por estar situada en la bahía de Cartagena que cuenta con los factores idóneos para una terminal de este tipo (calado, protección de bahía natural, infraestructura portuaria para el recibo de barcos de GNL, entre otros). Adicionalmente, recordemos que la licencia ambiental que fue otorgada por la ANLA a SPEC LNG comprende la construcción y operación de las instalaciones de la terminal en tierra.

En este mismo sentido, resulta conveniente analizar la opción de incrementar la capacidad de regasificación de SPEC LNG, cuando la UPME está planteando la necesidad de contar “temporalmente” con 200 MPCD adicionales desde SPEC LNG entre los años 2026-2028. De ser este el caso, desde ahora se pueden adelantar las gestiones correspondientes para obtener los demás permisos y realizar las inversiones para la Fase II (en tierra) de SPEC LNG que permita al país tener la confiabilidad que este tipo de infraestructura brinda.

6. PROPUESTA UPME

“b) Establecer exigencia de un inventario mínimo del 20% de almacenamiento de LNG

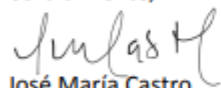
A principios de este año el Grupo Térmico de la Costa Caribe no dispuso de los volúmenes suficientes de gas natural licuado almacenados en la Planta de Regasificación para la generación de energía eléctrica por restricciones, causándose serios cuestionamientos sobre la confiabilidad de esta infraestructura.



Los comentarios de SPEC LNG a esta afirmación se encuentran contemplados en nuestra comunicación de fecha 21 de agosto de 2018 con radicado No. 3.50-0002096 que fue previamente enviada a su despacho.

En virtud de lo anterior, respetuosamente solicitamos a su Despacho se realicen los ajustes correspondientes a las aquí comentadas afirmaciones inexactas, dentro del referido documento técnico de la UPME.

Cordialmente,



José María Castro
Gerente General
Sociedad Portuaria El Cayao S.A. E.S.P.

Copia: Ricardo Ramírez Director Ejecutivo Unidad Minero Energética – UPME
Christian Jaramillo Director CREG - Comisión de Regulación de Energía y Gas

Comentario 14

De: **Gabriel José Gallego Hidalgo**

Date: mié., 22 ago. 2018 a las 7:52



Cali, 21 de Agosto / 2018

Ministra

MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO

Página 64 de 116

Ministra de Minas y Energía

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Calle 43 No. 57 – 31 CAN – Bogotá, Colombia

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución “Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural”

Estimada ministra Suárez:

INGREDION COLOMBIA S.A, agradece al Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME) la oportunidad de presentar comentarios sobre el asunto de la referencia y espera que estos contribuyan, de forma positiva, a lograr un sector de gas natural confiable y competitivo.

Los comentarios, presentados a continuación, son el resultado de un análisis conjunto entre la mayoría de empresas grandes consumidoras de gas natural, del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGIA. El documento presenta, inicialmente, los comentarios asociados con el documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el cual expone los soportes de los proyectos del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y, finalmente, los comentarios asociados con el presente proyecto de resolución.

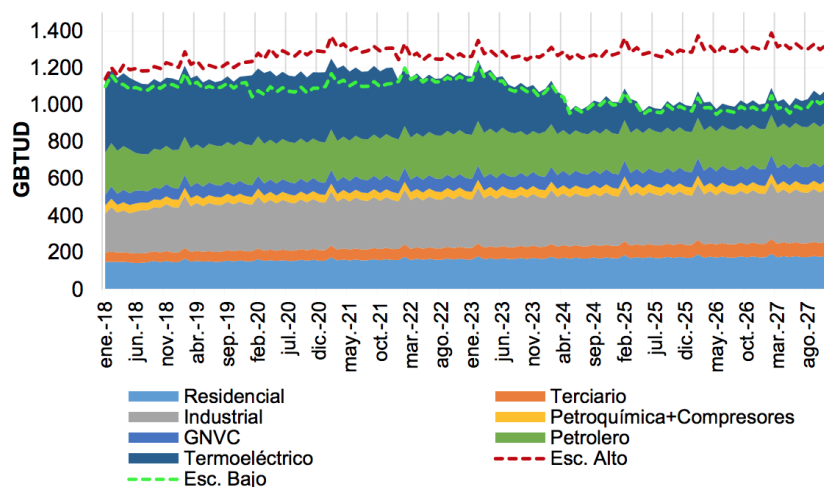
Por último, INGREDION COLOMBIA S.A considera muy importante expresar que el tiempo estipulado para analizar los documentos y presentar los comentarios no es lo suficientemente prudente para realizar un análisis riguroso. En ese sentido, INGREDION COLOMBIA S.A estima fundamental, previo a lo anterior, la socialización, por parte de la UPME, del documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la UPME. Lo anterior, con el fin de solventar todas la inquietudes y dudas del mismo y soportar, o no, las decisiones tan relevantes para el futuro del país.

3. COMENTARIOS ANEXO TÉCNICO – DOCUMENTO ANÁLISIS DE LA UPME

(e) Proyecciones de demanda de gas natural

Teniendo en cuenta el Anexo Técnico, a continuación se presenta la gráfica con la proyección de demanda de gas natural, calculada por la UPME:

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Fuente: elaboración UPME, 2018.

Con base en lo anterior, INGREDION COLOMBIA S.A solicita que los datos de la demanda sean publicados en la página de la UPME. Lo anterior, con el fin de analizar las diferencias entre la proyección de la demanda actual y la última publicación.

A pesar de no contar con lo anterior, a través de la gráfica es posible observar que la demanda Termoeléctrica presenta un incremento bastante relevante frente a la última publicación de la demanda. En la gráfica, la UPME considera una demanda Termoeléctrica **constante**, desde el 2018 hasta el 2023, de aproximadamente 300 GBTUD. Adicionalmente y sin considerar la demanda térmica de la Costa (Gráfica 8 – Documento Anexo), la UPME proyecta que las plantas térmicas del Interior van a tener un consumo **constante** de aproximadamente 200 GBTUD.

Asumiendo que las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de las plantas térmicas del interior, conectadas al sistema nacional de transporte³, suman alrededor de 201 GBTUD, lo anterior implica que dichas plantas van a estar generando sus OEF, a través de una generación térmica con base en gas natural, como mínimo el 90% del tiempo, constantemente, entre los años 2018 y 2023. Adicionalmente, lo anterior implica que, durante dicho periodo, el país va a estar en un constante fenómeno de El Niño. Dichos supuestos son poco probables, y por lo tanto, INGREDION COLOMBIA S.A considera que la demanda Termoeléctrica está sobrevalorada.

Por último, INGREDION COLOMBIA S.A es consciente que el contexto energético cambió a través del retraso del proyecto de Hidroituango y que, por lo tanto, puede existir un incremento en la proyección de la demanda Termoeléctrica para suplir la energía comprometida que no puede ser entregada a través de dicho proyecto. Sin embargo, dicho consumo no puede tener la magnitud mencionada en el

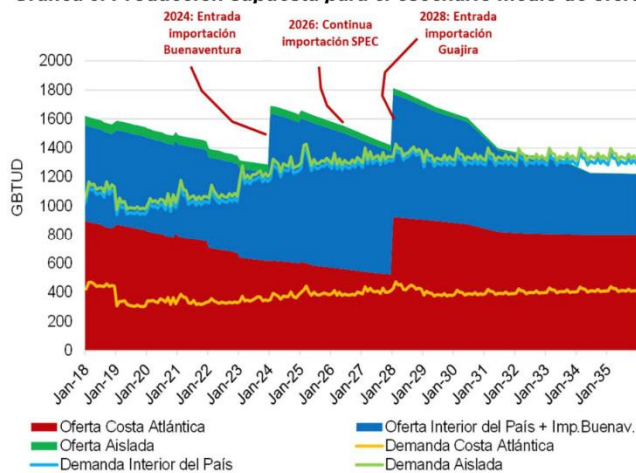
³ Merieléctrica, Termodorada, Termosierra, Termocentro, Termoemcali y Termovalle.

párrafo anterior.

(f) Escenarios de oferta

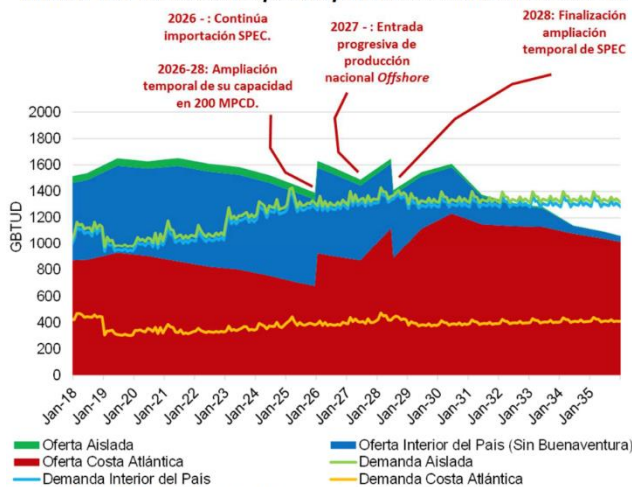
La UPME presenta los escenarios medio y alto de oferta, representados en las siguientes gráficas:

Gráfica 9. Producción supuesta para el escenario medio de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Gráfica 10. Producción supuesta para el escenario alto de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Con base en las gráficas, surgen las siguientes inquietudes, las cuales INGREDION COLOMBIA S.A considera que deben ser tenidas en cuenta para la definición de dichos escenarios y, por ende, para la toma de decisiones con respecto a los proyectos pertinentes de abastecimiento de gas natural:

- ¿Por qué la UPME considera el potencial de producción del 2017⁴ y no el del 2018, como sí lo considera al principio del documento? Lo anterior, dado que los cambios pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles es totalmente excluyente al escenario medio de oferta? Es decir, ¿por qué dicha incorporación no es posible también en el escenario medio de la oferta? En caso de no existir argumentos válidos y darse la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles en cualquiera de los dos escenarios, dichas incorporaciones pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué si el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural debe contemplar las soluciones óptimas para el abastecimiento de gas natural dentro de los próximos diez (10) años, la UPME está considerando proyectos después del 2028? Lo anterior, dado que los costos de dichos proyectos afecta la toma de decisiones de los proyectos a realizar.
- ¿Por qué la UPME asume que si se define el escenario alto, pero se da el escenario medio, la planta de regasificación de la Guajira se establecerá en un periodo aproximado de dos años? Lo anterior considerando la experiencia de la planta de regasificación de Cartagena y el proceso llevado a cabo con la planta de regasificación del Pacífico.
- Por último, la UPME no es clara a la hora de establecer, en el escenario alto de oferta, la ubicación y la capacidad de la planta de importación temporal. En ocasiones, el documento Anexo Técnico menciona que la ubicación es en Cartagena y en otras ocasiones en la Guajira. Adicionalmente, en ocasiones menciona que la capacidad debe ser de 300 MPCD y en otras que debe ser de 200 MPCD.

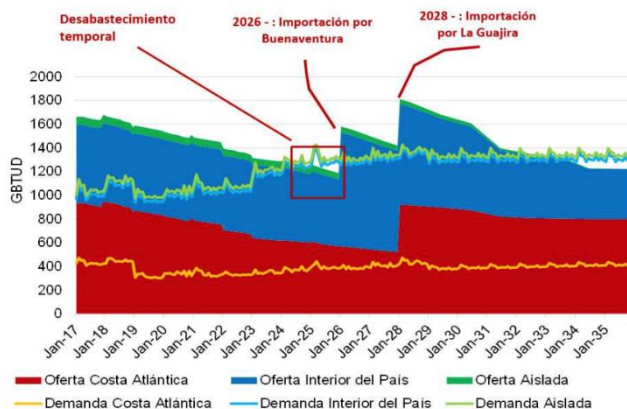
(g) Costos de Arrepentimiento

A través del Costo de Arrepentimiento, la UPME recomienda la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico. Según el documento, dicho Costo de Arrepentimiento está basado en la suma de los siguientes dos costos: el Costo de Racionamiento y el Sobre costo de proyectar un escenario y que se dé el otro.

La determinación de enfocarse en el escenario medio de oferta, el cual incluye la planta de regasificación del Pacífico, prima sobre el escenario alto, debido al Costo de Racionamiento (335 MUSD Precios 2017) que se puede llegar a generar. Dicho cálculo del posible Costo de Racionamiento se presenta en la siguiente gráfica:

⁴ Página 12 del Documento Técnico

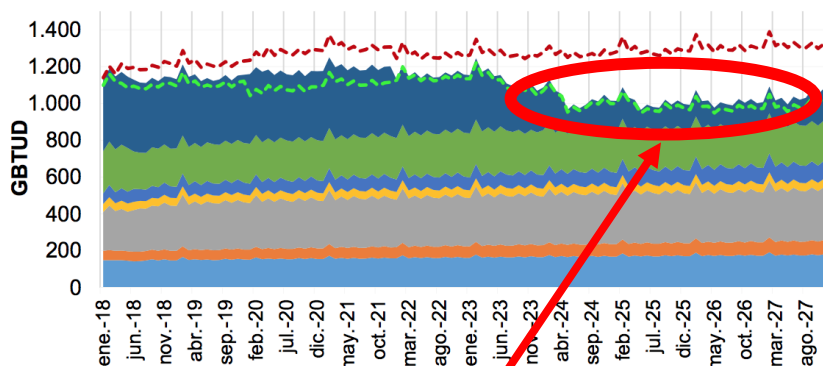
Gráfica 14. Exposición a racionamiento de la contingencia de suponer el escenario alto y darse el medio

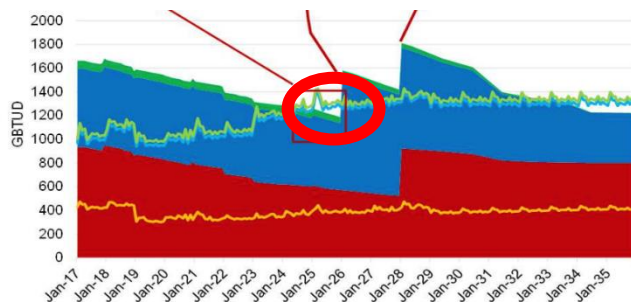


Fuente: MME. Cálculos UPME.

Para el cálculo del valor del Costo de Racionamiento, una de las variables fundamentales es la proyección de la demanda de gas natural. Como se mencionó anteriormente, INGREDION COLOMBIA S.A considera necesario que la UPME realice la publicación de dicha demanda. Lo anterior, debido a que INGREDION COLOMBIA S.A observa que la proyección de la demanda presentada en la gráfica anterior no coincide con la proyección de demanda presentada en la gráfica 6, del numeral 1.2, del documento Anexo Técnico. Es posible observar que la demanda de la gráfica anterior, entre los años 2024 y 2026, oscila entre 1,200 GBTUD y 1,400 GBTUD. Y lo anterior no corresponde con lo especificado en la gráfica 6, en la cual la proyección de gas natural, para esos mismos años, está alrededor de 1,000 GBTUD (ver siguiente comparación de las dos gráficas).

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.





Teniendo en cuenta la anterior diferencia identificada, dicho cambio en la proyección de la demanda generaría que el Costo de Racionamiento fuera totalmente diferente al calculado en el documento (no habría racionamiento) y, por ende, **la decisión de realizar la planta de regasificación del Pacífico no tendría soporte que la justifique**, a través de este mecanismo de toma de decisiones.

(h) Inventario mínimo por confiabilidad planta regasificación del Pacífico

Según la UPME, el caudal de abastecimiento está asociado con la frecuencia del abastecimiento a la demanda, por parte de la planta de la regasificación del Pacífico. Con respecto a este análisis, INGREDION COLOMBIA S.A considera fundamental entender los argumentos por los cuales la UPME define un caudal en condiciones de abastecimiento $[Q(0)]$ de 218 MPCD. Adicionalmente, si el anterior valor es el promedio de entrega de gas natural, que requiere la demanda, surgen las siguientes preguntas:

- ¿El promedio calculado hace referencia a qué años y por qué definir que el promedio es el mejor parámetro para la toma de decisiones?
- **¿Si existe un valor proyectado de entrega de abastecimiento, por qué todavía la UPME no ha presentado quién es la demanda beneficiaria de dicho consumo?** Considerando que la demanda beneficiaria es quien debe asumir los costos de la planta de regasificación, es fundamental que la UPME la defina cuando se proponen los proyectos. Con respecto a la definición de la demanda beneficiario de la planta de regasificación del Pacífico, INGREDION COLOMBIA S.A insiste en que dicha definición debe estar asociada con el agente de la demanda que tenga una estructura de contratación de capacidad de la planta, sin que necesariamente exista el uso efectivo de la misma.

4. COMENTARIOS PARTICULARES PROYECTO DE RESOLUCIÓN

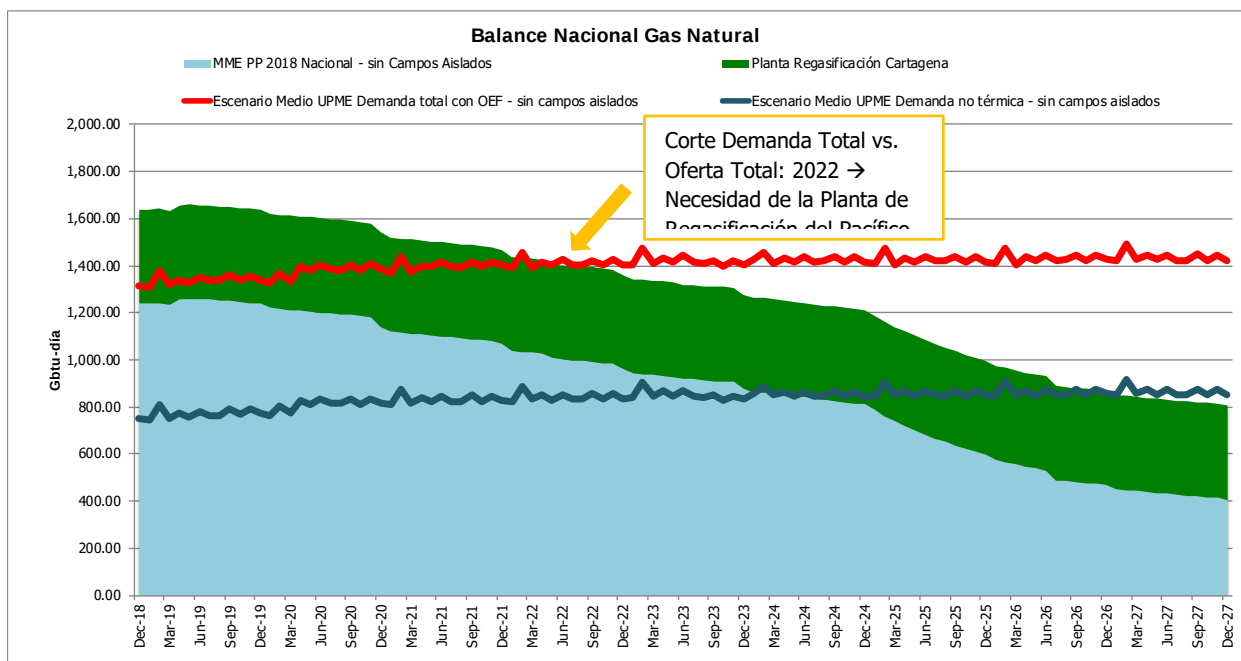
Como se mencionó anteriormente, INGREDION COLOMBIA S.A reitera la necesidad de considerar un mayor tiempo para la presentación de los comentarios del proyecto de resolución.

Adicionalmente y teniendo en cuenta los comentarios presentados en el numeral 1 del presente documento, es posible observar que los argumentos por los cuales se justifica la planta de regasificación del Pacífico no son contundentes. El documento Anexo Técnico presentado por la UPME no es riguroso y presenta inconsistencias en las proyecciones y, por ende, en los cálculos. Considerando lo anterior, INGREDION COLOMBIA S.A considera que a través del mecanismo de toma de decisiones, presentado por la UPME, la planta de regasificación del Pacífico no es justificable.

Considerando que la UPME tiene la obligación de presentar la demanda beneficiaria de los proyectos de abastecimiento, la INGREDION COLOMBIA S.A considera primordial que cuando se presenten las justificaciones de los proyectos, adicionalmente, se presenten quiénes son los beneficiarios los mismos. Lo anterior, ya que dichas definiciones son esenciales a la hora de definir los costos del gas natural para todos los sectores de la demanda.

Como se ha mencionado en documentos anteriores, INGREDION COLOMBIA S.A ha sugerido que para realizar el balance de oferta y demanda de gas natural, es necesario tener en cuenta los siguientes supuestos:

- La proyección de demanda térmica debe asumir las OEF de cada uno de los agentes térmicos.
- La oferta de gas local debe estar asociada con la demanda no térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda no térmica, con consumos volátiles bajos, puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*.
- La oferta de gas de importación debe estar asociada con la demanda térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda térmica, con consumo volátiles extremadamente altos, no puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*. Hoy en día, con excepción de los agentes térmicos que generan por restricciones, la mayoría de los agentes térmicos, conectados al sistema nacional de transporte, no tienen estructuras contractuales de tipo *take or pay*.



- A través de la gráfica anterior, es posible observar que si en el 2022 se presenta un Fenómeno de El Niño, en el cual todos los agentes térmicos tienen que entregar sus OEF, existiría un déficit de oferta de gas natural.
- Teniendo en cuenta lo anterior, surge la necesidad de abastecer la demanda térmica, para esos momentos críticos de fenómeno de El Niño. Sin embargo, dicho abastecimiento debe ser a través de un mecanismo comercial diferente al definido para el gas local. Dicho mecanismo diferente, tipo *take and pay*, puede establecerse a través de la planta de regasificación del Pacífico y, en ese sentido, los beneficiarios reales serían, en un principio, los agentes térmicos.

Atentamente,

ATT.



GABRIEL JOSE GALLEGO
 ente Eficiencia Energética
 INGREDION COLOMBIA S.A.
 CC ASOENERGIA



Comentario 15

De: **Hernández, Luz**

Fecha: 22 ago. 2018 a las 8:49

Medellín, agosto 21 de 2018

Ministra
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 – 31 CAN – Bogotá, Colombia

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural"

Estimada ministra Suárez:

Ferro Colombia S.A.S. agradece al Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME) la oportunidad de presentar comentarios sobre el asunto de la referencia y espera que estos contribuyan, de forma positiva, a lograr un sector de gas natural confiable y competitivo.

Los comentarios, presentados a continuación, son el resultado de un análisis conjunto entre la mayoría de empresas grandes consumidoras de gas natural, del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGIA. El documento presenta, inicialmente, los comentarios asociados con el documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el cual expone los soportes de los proyectos del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y, finalmente, los comentarios asociados con el presente proyecto de resolución.

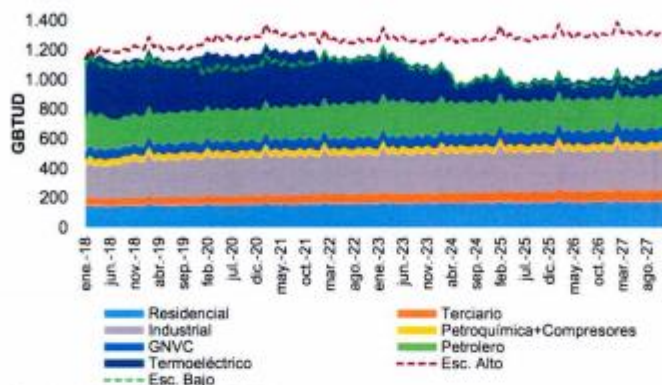
Por último, Ferro Colombia S.A.S. considera muy importante expresar que el tiempo estipulado para analizar los documentos y presentar los comentarios no es lo suficientemente prudente para realizar un análisis riguroso. En ese sentido, Ferro Colombia S.A.S. estima fundamental, previo a lo anterior, la socialización, por parte de la UPME, del documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la UPME. Lo anterior, con el fin de solventar todas las inquietudes y dudas del mismo y soportar, o no, las decisiones tan relevantes para el futuro del país.

1. COMENTARIOS ANEXO TÉCNICO – DOCUMENTO ANÁLISIS DE LA UPME

(a) Proyecciones de demanda de gas natural

Teniendo en cuenta el Anexo Técnico, a continuación se presenta la gráfica con la proyección de demanda de gas natural, calculada por la UPME:

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Fuente: elaboración UPME, 2018.

Con base en lo anterior, Ferro Colombia S.A.S. solicita que los datos de la demanda sean publicados en la página de la UPME. Lo anterior, con el fin de analizar las diferencias entre la proyección de la demanda actual y la última publicación.

A pesar de no contar con lo anterior, a través de la gráfica es posible observar que la demanda Termoeléctrica presenta un incremento bastante relevante frente a la última publicación de la demanda. En la gráfica, la UPME considera una demanda Termoeléctrica **constante**, desde el 2018 hasta el 2023, de aproximadamente 300 GBTUD. Adicionalmente y sin considerar la demanda térmica de la Costa (Gráfica 8 – Documento Anexo), la UPME proyecta que las plantas térmicas del Interior van a tener un consumo **constante** de aproximadamente 200 GBTUD.

Assumiendo que las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de las plantas térmicas del interior, conectadas al sistema nacional de transporte*, suman alrededor de 201 GBTUD, lo anterior implica que dichas plantas van a estar generando sus OEF, a través de una generación térmica con base en gas natural, como mínimo el 90% del tiempo, constantemente, entre los años 2018 y 2023. Adicionalmente, lo anterior implica que, durante dicho periodo, el país va a estar en un constante fenómeno de El Niño. Dichos supuestos son poco probables, y por lo tanto, Ferro Colombia S.A.S. considera que la demanda Termoeléctrica está sobrevalorada.

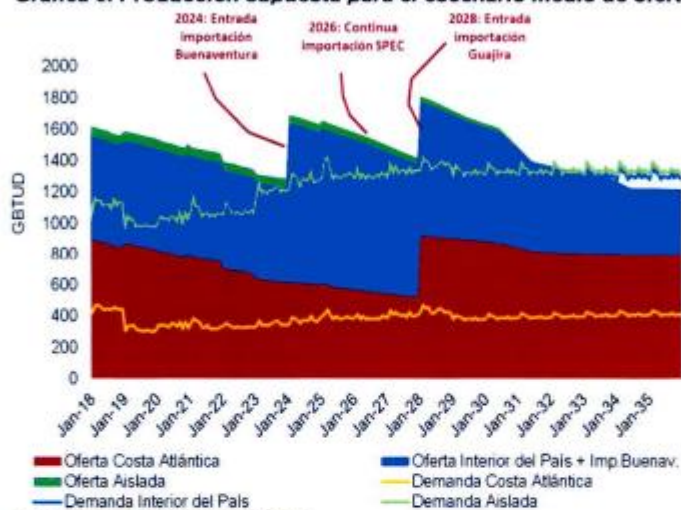
Por último, Ferro Colombia S.A.S. es consciente que el contexto energético cambió a través del retraso del proyecto de Hidroituango y que, por lo tanto, puede existir un incremento en la proyección de la demanda Termoeléctrica para suplir la energía comprometida que no puede ser entregada a través de dicho proyecto. Sin embargo, dicho consumo no puede tener la magnitud mencionada en el párrafo anterior.

(b) Escenarios de oferta

* Merieléctrica, Termodorada, Termosierra, Termocentro, Termoemali y Termovalle.

La UPME presenta los escenarios medio y alto de oferta, representados en las siguientes gráficas:

Gráfica 9. Producción supuesta para el escenario medio de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Gráfica 10. Producción supuesta para el escenario alto de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Con base en las gráficas, surgen las siguientes inquietudes, las cuales Ferro Colombia S.A.S. considera que deben ser tenidas en cuenta para la definición de dichos escenarios y, por ende, para la toma de decisiones con respecto a los proyectos pertinentes de abastecimiento de gas natural:

- ¿Por qué la UPME considera el potencial de producción del 2017[†] y no el del 2018, como sí lo considera al principio del documento? Lo anterior, dado que los cambios pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles es totalmente excluyente al escenario medio de oferta? Es decir, ¿por qué dicha incorporación no es posible también en el escenario medio de la oferta? En caso de no existir argumentos válidos y darse la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles en cualquiera de los dos escenarios, dichas incorporaciones pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué si el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural debe contemplar las soluciones óptimas para el abastecimiento de gas natural dentro de los próximos diez (10) años, la UPME está considerando proyectos después del 2028? Lo anterior, dado que los costos de dichos proyectos afecta la toma de decisiones de los proyectos a realizar.
- ¿Por qué la UPME asume que si se define el escenario alto, pero se da el escenario medio, la planta de regasificación de la Guajira se establecerá en un periodo aproximado de dos años? Lo anterior considerando la experiencia de la planta de regasificación de Cartagena y el proceso llevado a cabo con la planta de regasificación del Pacífico.
- Por último, la UPME no es clara a la hora de establecer, en el escenario alto de oferta, la ubicación y la capacidad de la planta de importación temporal. En ocasiones, el documento Anexo Técnico menciona que la ubicación es en Cartagena y en otras ocasiones en la Guajira. Adicionalmente, en ocasiones menciona que la capacidad debe ser de 300 MPCD y en otras que debe ser de 200 MPCD.

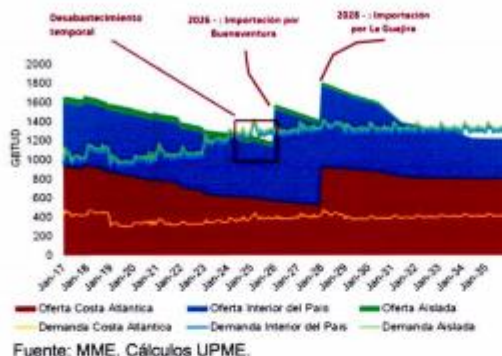
(c) Costos de Arrepentimiento

A través del Costo de Arrepentimiento, la UPME recomienda la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico. Según el documento, dicho Costo de Arrepentimiento está basado en la suma de los siguientes dos costos: el Costo de Racionamiento y el Sobrecosto de proyectar un escenario y que se dé el otro.

La determinación de enfocarse en el escenario medio de oferta, el cual incluye la planta de regasificación del Pacífico, prima sobre el escenario alto, debido al Costo de Racionamiento (335 MUSD Precios 2017) que se puede llegar a generar. Dicho cálculo del posible Costo de Racionamiento se presenta en la siguiente gráfica:

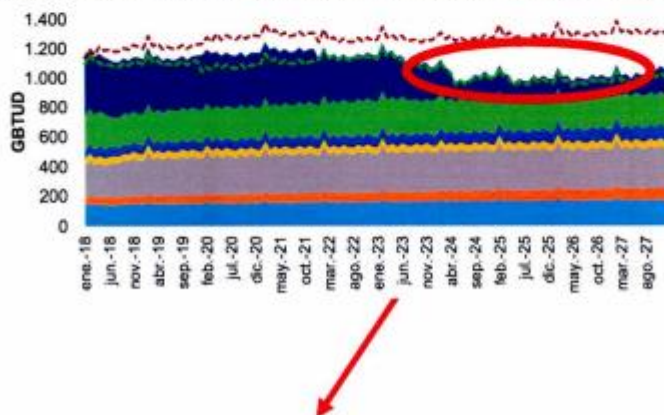
[†] Página 12 del Documento Técnico

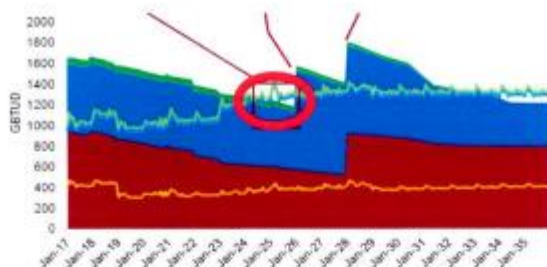
Gráfica 14. Exposición a racionamiento de la contingencia de suponer el escenario alto y darse el medio



Para el cálculo del valor del Costo de Racionamiento, una de las variables fundamentales es la proyección de la demanda de gas natural. Como se mencionó anteriormente, Ferro Colombia S.A.S. considera necesario que la UPME realice la publicación de dicha demanda. Lo anterior, debido a que Ferro Colombia S.A.S. observa que la proyección de la demanda presentada en la gráfica anterior no coincide con la proyección de demanda presentada en la gráfica 6, del numeral 1.2, del documento Anexo Técnico. Es posible observar que la demanda de la gráfica anterior, entre los años 2024 y 2026, oscila entre 1,200 GBTUD y 1,400 GBTUD. Y lo anterior no corresponde con lo especificado en la gráfica 6, en la cual la proyección de gas natural, para esos mismos años, está alrededor de 1,000 GBTUD (ver siguiente comparación de las dos gráficas).

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.





Teniendo en cuenta la anterior diferencia identificada, dicho cambio en la proyección de la demanda generaría que el Costo de Racionamiento fuera totalmente diferente al calculado en el documento (no habría racionamiento) y, por ende, **la decisión de realizar la planta de regasificación del Pacífico no tendría soporte que la justifique**, a través de este mecanismo de toma de decisiones.

(d) Inventario mínimo por confiabilidad planta regasificación del Pacífico

Según la UPME, el caudal de abastecimiento está asociado con la frecuencia del abastecimiento a la demanda, por parte de la planta de la regasificación del Pacífico. Con respecto a este análisis, Ferro Colombia S.A.S. considera fundamental entender los argumentos por los cuales la UPME define un caudal en condiciones de abastecimiento [Q(0)] de 218 MPCD. Adicionalmente, si el anterior valor es el promedio de entrega de gas natural, que requiere la demanda, surgen las siguientes preguntas:

- ¿El promedio calculado hace referencia a qué años y por qué definir que el promedio es el mejor parámetro para la toma de decisiones?
- **¿Si existe un valor proyectado de entrega de abastecimiento, por qué todavía la UPME no ha presentado quién es la demanda beneficiaria de dicho consumo?** Considerando que la demanda beneficiaria es quien debe asumir los costos de la planta de regasificación, es fundamental que la UPME la defina cuando se proponen los proyectos. Con respecto a la definición de la demanda beneficiaria de la planta de regasificación del Pacífico, Ferro Colombia S.A.S. insiste en que dicha definición debe estar asociada con el agente de la demanda que tenga una estructura de contratación de capacidad de la planta, sin que necesariamente exista el uso efectivo de la misma.

2. COMENTARIOS PARTICULARES PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Como se mencionó anteriormente, Ferro Colombia S.A.S. reitera la necesidad de considerar un mayor tiempo para la presentación de los comentarios del proyecto de resolución.

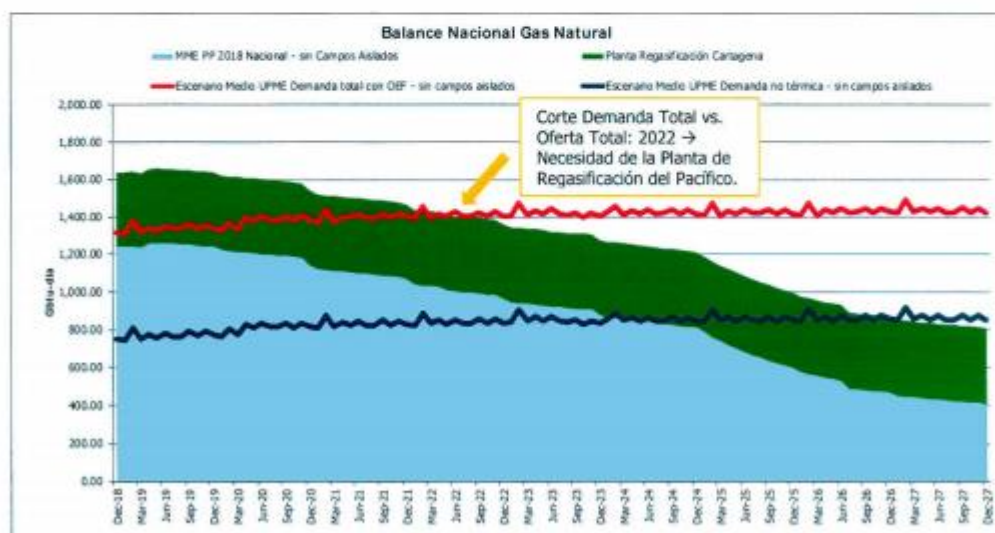
Adicionalmente y teniendo en cuenta los comentarios presentados en el numeral 1 del presente documento, es posible observar que los argumentos por los cuales se justifica la planta de regasificación del Pacífico no son contundentes. El documento Anexo Técnico presentado por la UPME no es riguroso y presenta inconsistencias en las proyecciones y, por ende, en los cálculos. Considerando lo anterior, Ferro Colombia

S.A.S. considera que a través del mecanismo de toma de decisiones, presentado por la UPME, la planta de regasificación del Pacífico no es justificable.

Considerando que la UPME tiene la obligación de presentar la demanda beneficiaria de los proyectos de abastecimiento, Ferro Colombia S.A.S. considera primordial que cuando se presenten las justificaciones de los proyectos, adicionalmente, se presenten quiénes son los beneficiarios los mismos. Lo anterior, ya que dichas definiciones son esenciales a la hora de definir los costos del gas natural para todos los sectores de la demanda.

Como se ha mencionado en documentos anteriores, Ferro Colombia S.A.S. ha sugerido que para realizar el balance de oferta y demanda de gas natural, es necesario tener en cuenta los siguientes supuestos:

- La proyección de demanda térmica debe asumir las OEF de cada uno de los agentes térmicos.
- La oferta de gas local debe estar asociada con la demanda no térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda no térmica, con consumos volátiles bajos, puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*.
- La oferta de gas de importación debe estar asociada con la demanda térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda térmica, con consumo volátiles extremadamente altos, no puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*. Hoy en día, con excepción de los agentes térmicos que generan por restricciones, la mayoría de los agentes térmicos, conectados al sistema nacional de transporte, no tienen estructuras contractuales de tipo *take or pay*.



- A través de la gráfica anterior, es posible observar que si en el 2022 se presenta un Fenómeno de El Niño, en el cual todos los agentes térmicos tienen que entregar sus OEF, existiría un déficit de oferta de gas natural.
- Teniendo en cuenta lo anterior, surge la necesidad de abastecer la demanda térmica, para esos momentos críticos de fenómeno de El Niño. Sin embargo, dicho abastecimiento debe ser a través de un mecanismo comercial diferente al definido para el gas local. Dicho mecanismo diferente, tipo *take and pay*, puede establecerse a través de la planta de regasificación del Pacífico y, en ese sentido, los beneficiarios reales serían, en un principio, los agentes térmicos.



Francisco Alberto Serna Zuluaga
Representante Legal



Luz Astrid Hernández Arboleda
Jefe de Compras y Comercio Inter.



Comentario 16

De: Secretaria Gerencia General Alcanos de Colombia S.A. E.S.P.

Fecha: 21 de agosto de 2018, 20:30



Neiva, 17 de agosto de 2018

Doctora
Maria Fernanda Suarez
Ministra
Ministerio de Minas y Energía
Calle 43 No. 57 -31 CAN
Bogotá

Asunto: Comentarios al Proyecto de Resolución Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural.

Respetada Doctora María Fernanda,

De manera comedida me dirijo a usted con el fin de presentar comentarios al documento de la referencia, teniendo en cuenta los siguientes:

HECHOS

PRIMERO: Mediante Resolución 40052 de 2017 el Ministerio de Minas y Energía estableció los criterios a considerarse para la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural por parte de la UPME.

SEGUNDO: La Unidad de Planeación Minero Energética UPME, elaboró el "*Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural*" el cual fue publicado para consulta pública en el año 2016 y puesto a consideración del Ministerio de Minas y Energía, mediante oficio de fecha 28 de noviembre de 2016, incluyendo el estudio técnico con los proyectos propuestos para garantizar la seguridad y confiabilidad del servicio.





El estudio técnico incluye proyectos en ejecución, proyectos recomendados para adopción en el Plan Transitorio de Abastecimiento y así mismo presenta los proyectos que se encontraban en estudio por parte de la UPME, entre ellos, el Loop 10" en el Gasoducto Mariquita –Gualanday.

Tal y como lo dispuso el Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural UPME – 2016, en lo que respecta al Gasoducto Mariquita – Ibagué¹, *"este ducto alimenta los municipios de los departamentos de Tolima, Huila, Caquetá (virtualmente) y algunos del Sur de Cundinamarca. La estimación de demanda para esta región indica un crecimiento progresivo, unido a la declinación de los campos de la región, de manera que se estaría sobrepasando el límite de su capacidad de transporte hacia el año 2020, lo cual exigiría ampliaciones en tal infraestructura."* (Subrayas y negrillas fuera de texto).



"De los resultados de la simulación del sistema de transporte se propone construir un loop de diámetro de 10", pues la ampliación de la estación de compresión en Mariquita solo incrementaría marginalmente su capacidad de transporte.

¹ Pág. 134 numeral 7.4.6 del Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural UPME.





A la anterior conclusión se llega en el numeral 9.4.3. del citado documento, indicando que *"En la Tabla 9-8 se verifica la ventaja de construir el gasoducto, en cuanto que el valor del racionamiento asociado de no hacerlo es significativamente mayor al costo de construir el loop de 10". Se aclara que la estación de compresión de Mariquita existente de 1600 hp, se mantendría en operación.*"²

Tabla 9-8. Comparación de costos de racionamiento asociados y ampliación de infraestructura tramo Mariquita – Gualanday

Año de Entrada en Operación	Obra	Precios Corrientes (Millones USD)	Valor Presente (Millones USD Dic. 2015)	Déficit (MPCO)	Valor Presente Costo de Racionamiento (Millones USD Dic. 2015)
2016				-	-
2017				-	-
2018				-	-
2019				-	-
2020				-	-
2021	Loop Mariquita-Gualanday, 10", 150 km	44.3	24.1	0.4	2.0
2022				1.8	8.5
2023				4.4	18.6
2024				5.6	21.4
2025				6.5	22.0
2026				7.5	22.4
2027				8.5	22.4
2028				9.3	21.8
2029				10.2	21.3
2030				11.0	20.4
2031				11.7	19.1
2032				12.4	18.1
2033				13.0	16.8
2034				13.5	15.3
2035				14.0	14.2
2036				14.3	12.9
2037				14.6	11.7
2038				14.8	10.5
2039				15.0	9.4
2040				15.0	8.4
Total, Valor Presente Neto Dic. 2015			24.1		317.3

Fuente: UPME

Fuente pág. 177 Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural UPME 2016

TERCERO: En enero de 2017, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución No. 40006 del 04/01/2017, "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural", incluyendo en su parte Resolutiva la construcción del Loop de 10" en el tramo Mariquita –Gualanday así:

² Pág. 176 Plan Transitorio Abastecimiento Gas Natural UPME





Artículo 1. Adoptar el “Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural” elaborado por la Unidad de Planeación Minero Energética UPME y que presenta las siguientes obras:

“(…)”

iv. CONSTRUCCIÓN LOOP 10” MARIQUITA GUALANDAY”

- Construcción loop 10” en el ducto de Mariquita Gualanday con una longitud aproximada de 150 km.
- Fecha de entrada en operación enero de 2020.

CUARTA: En julio de 2018 la UPME expide el documento denominado “Análisis de abastecimiento y Confiabilidad del Sector Gas Natural en el que se presenta un escenario de decrecimiento de la demanda de Gas Natural en la zona del Tolima Grande que comprende los Departamento de Huila y Tolima, tal y como se observa en la gráfica No. 5, la cual contrasta con el presunto aumento progresivo de la demanda del tramo Mariquita Gualanday, indicado en el Plan transitorio de abastecimiento de 2016, expuesto en el hecho segundo.

“1.2 Demanda de gas natural

Gráfica 5. Crecimiento anual del consumo de gas natural por región.



Fuente: Concentra, elaboración UPME, 2018.

Fuente. Pág.6 DOCUMENTO ANÁLISIS DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD DEL SECTOR GAS NATURAL





Es importante resaltar que a partir del gasoducto que atiende la región del Tolima Grande, también se abastece el mercado de Florencia - Caquetá (sistema virtual), el cual también presenta un decrecimiento en la demanda, acentuado por el programa de subsidios al GLP. Además, los Municipios del sur de Cundinamarca que a su vez son atendidos a través de este gasoducto, comparten la disminución en el consumo.

Las cifras que representan la caída de la demanda, son compartidas en su totalidad por Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., quien es la empresa distribuidora incumbente de esta zona, viendo este comportamiento reflejado en la salida de 4 usuarios de GNV y pequeños usuarios comerciales e industriales de la zona.

Pese a lo anterior, en el literal c) del numeral 6 denominado "PROPUESTA DE LA UPME", del citado documento "Análisis de abastecimiento y Confiabilidad del Sector Gas Natural", se mantiene la recomendación de ejecutar el loop en el tramo de Gasoducto Mariquita – Gualanday", como se indica a continuación:

"c) Precisar los requerimientos técnicos de las obras adoptadas mediante Resolución MinMinas 40006 de 2017 por el servicio que las mismas prestarán. Se propone modificar la Resolución MinMinas 40006 de 2017, así:

(...)

Iv Construcción Loop 10", Mariquita – Gualanday

- Construcción de Loop de 10" en el ducto Mariquita-Gualanday con una longitud aproximada de 150 Km.
- Fecha de Puesta en Operación: enero 2020.

QUINTA: Mediante oficio Radicado con No. 20181700030861 de fecha 27 de julio de 2018, suscrito por el Director de la UPME, se remite el citado documento de "Análisis de abastecimiento y confiabilidad del Sector Gas Natural" al Ministerio de Minas para ajuste de Resolución MinMinas 40006 de 2017.

Tal y como lo indica el proyecto de Resolución del asunto, el multicitado documento denominado "Análisis de Abastecimiento y Confiabilidad del Sector Gas Natural", es el que sustenta los ajustes para la modificación del plan transitorio de abastecimiento de gas





natural que se encuentra vigente, documento este que se debe tener en cuenta para la expedición de la Resolución, en lo relativo al decrecimiento de la demanda en la región del Centro y Tolima (Tolima grande), escenario que está acorde con nuestras proyecciones como distribuidores incumbentes de la zona.

COMENTARIOS Y OBSERVACIONES AL PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Teniendo en cuenta los hechos aquí descritos me permito presentar los siguientes comentarios:

1. Presunta configuración de vicios en la motivación del Acto Administrativo.

En cuanto a los actos administrativos, estos deben tener una serie de requisitos que deben ser cumplidos por las autoridades que lo emitan, entre los que se pueden mencionar el principio de legalidad, la fundamentación y motivación.

Por tal motivo, y tal y como lo ha dispuesto en reiteradas oportunidades la Sección Cuarta del Honorable Consejo de Estado,³ se presenta falsa motivación del Acto administrativo, cuando se configura una de estas dos circunstancias: a) O bien que los hechos que la Administración tuvo en cuenta como motivos determinantes de la decisión no estuvieron debidamente probados dentro de la actuación administrativa; o b) Que la Administración omitió tener en cuenta hechos que sí estaban demostrados y que si hubiesen sido considerados habrían conducido a una decisión sustancialmente diferente".

En este sentido ha indicado el Consejo que:

"(...)La motivación de un acto implica que la manifestación de la administración tiene una causa que la justifica y debe obedecer a criterios de legalidad, certeza de los hechos, debida calificación jurídica y apreciación razonable; los motivos en que se instituye el acto deben ser ciertos, claros y objetivos. Los motivos del acto administrativo deben ser de tal índole, que determinen no sólo la expedición de un acto administrativo sino su contenido y alcance; la motivación debe ser clara, puntual y suficiente, hasta tal punto que justifique la expedición de los actos y que suministre al destinatario las razones de hecho y de derecho que: inspiraron la producción de los mismos. En cuanto a la falta de motivación, la Sala recuerda que este cargo se denomina técnicamente expedición en forma irregular del acto. En

³ Consejero ponente: MILTON CHAVES GARCÍA Bogotá D. C. veintiséis (26) de julio de dos mil diecisiete (2017)





efecto, cuando la Constitución o la ley mandan que ciertos actos se dicten de forma motivada y que esa motivación conste, al menos en forma sumaria, en el texto del acto administrativo, se está condicionando la forme del acto administrativo, el modo de expedirse. Si la Administración desatiende esos mandatos normativos, incurre en vicio de expedición irregular y, por ende, se configura la nulidad del acto administrativo. ..."

Para el caso en concreto y tal y como se desprende del análisis realizado en el estudio descrito en el hecho Cuarto, se evidencia la disminución del consumo de la Demanda para los próximos años, permitiendo concluir que no se logrará alcanzar el crecimiento inicialmente esperado el cual fue determinante para que la UPME propusiera la ejecución del proyecto de construcción del loop en el tramo Mariquita - Gualanday; en tal sentido, para la expedición de la Resolución, se debe tener en cuenta la disminución de la proyección de la demanda, a fin de evitar vicios en la motivación de este acto administrativo, lo que podría dar lugar a la nulidad del mismo.

2. Costos Socio – Económicos Negativos

Dado que las inversiones que se ejecuten en este proyecto deberán ser reconocidos por la Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG, a través de tarifa, esto implicaría un aumento en el valor del servicio, hecho que claramente perjudicaría a los usuarios causando un impacto socio-económico en los usuarios de menores ingresos, estratos 1, 2 y 3 (a quienes afectaría directamente el posible aumento antes indicado). En consecuencia, daría lugar a innumerables reclamaciones de la ciudadanía y de las entidades públicas vigilantes de los servicios públicos (defensoría del pueblo, personerías municipales, asociaciones de usuarios, etc), ante las distribuidoras y ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, sólo por mencionar la instancia administrativa. De otra parte, también puede ser el caso de la activación de medios de control de nulidad y nulidad y restablecimiento del derecho contra los actos administrativos que aprueban los posibles cargos tarifarios, lo que





generaría un desgaste administrativo y judicial que, verificadas las condiciones del proyecto, no corresponde asumir.

Al no verse la necesidad de cobertura para el presunto aumento de la demanda, debe analizarse el costo/beneficio de las obras en una visión planificada para que aspectos como el aumento del cargo de transporte reflejado en la factura de un usuario, no sean reaccionarios al impulso del desarrollo económico social, que se le quiere dar a las comunidades beneficiadas por las obras.

3. Efectos Adversos en la demanda.

El mayor costo en la tarifa genera una pérdida de competitividad de la tarifa de gas natural, lo que deviene en disminución del volumen consumido, por menor demanda de servicio, como se proyectó en el segundo estudio, agudizando de paso el problema que hoy se vive por el menor volumen en GNV, llevando a que menos usuarios paguen mayores costos, y por ende un menor número de usuarios, asuman el valor total de la infraestructura que hoy no se encuentra estampillada.

4. Violación al Régimen Tarifario de que trata la ley 142 de 1994.

Insistir en la ejecución de este proyecto, cuyo valor es reconocido vía tarifa, en un panorama de decrecimiento de la demanda, conllevaría a la violación del régimen contenido en la ley 142 de 1994, específicamente, comprometería la eficiencia económica de que trata el artículo 87.1⁴ de la ley 142 de 1994, que prohíbe trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, artículo que está en concordancia con el inciso final del art. 90 de la

⁴ 87.1. Por eficiencia económica se entiende que el régimen de tarifas procurará que éstas se aproximen a lo que serían los precios de un mercado competitivo; que las fórmulas tarifarias deben tener en cuenta no solo los costos sino los aumentos de productividad esperados, y que éstos deben distribuirse entre la empresa y los usuarios, tal como ocurriría en un mercado competitivo; y que las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia. En el caso de servicios públicos sujetos a fórmulas tarifarias, las tarifas deben reflejar siempre tanto el nivel y la estructura de los costos económicos de prestar el servicio, como la demanda por éste.

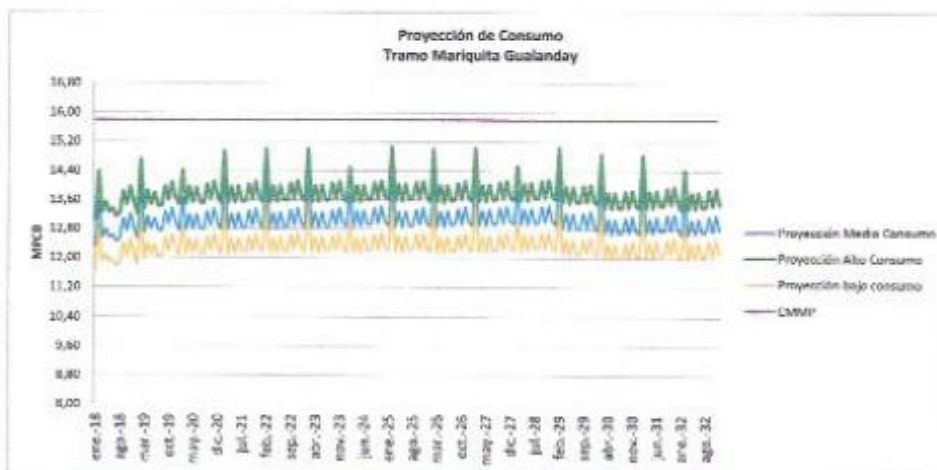




misma norma, que contempla que el cobro de los cargos en ningún caso podrá contradecir el principio de la eficiencia, ni trasladar al usuario los costos de una gestión ineficiente.

5. La Demanda proyectada en los escenarios bajo, medio, Alto NO superan la Capacidad Máxima del tubo – Gasoducto Mariquita – Gualanday de TGI, en el sentido Mariquita hacia Gualanday.

Revisada la demanda presentada por la UPME para los escenarios bajo, medio y alto, en el documento “Proyección de Gas Natural en Colombia 2018 - 2032 - Revisión Abril de 2018”, esta NO supera la capacidad máxima de mediano plazo del sistema de Transporte en el tramo Mariquita – Gualanday, aprobada por la CREG y que corresponde a 15.8 MPCD, en el flujo Mariquita – Gualanday, razón por la cual no se cumple con la premisa que lleve, a que bajo el análisis de costo/beneficio, se requiera la construcción de loop 10” en este gasoducto.



En consecuencia de lo aquí expuesto y teniendo en cuenta que la capacidad máxima de mediano plazo del gasoducto Mariquita – Gualanday, cubre las necesidades de transporte de la zona, sumado al decrecimiento de la demanda de Gas Natural en la Región del Tolima Grande, descrito en el documento “Análisis de abastecimiento y confiabilidad del sector Gas Natural” presentado por la UPME, para ajustar la Resolución No. 40006 de 2017 del





MinMinas, solicitamos que se excluya el proyecto de infraestructura denominado “Construcción Loop 10”, Mariquita – Gualanday, relacionado en el inciso iv) del Artículo 1 del Proyecto de Resolución del asunto.

De igual forma solicitamos ordenar la suspensión de todas las gestiones tendiente al desarrollo y ejecución del proyecto de construcción del loop en el tramo Mariquita – Gualanday, hasta tanto no se determine la viabilidad del proyecto, su impacto económico y social.

Por último consideramos que se debe correr traslado a la CREG para que en este mismo sentido suspenda la valoración del proyecto para la construcción citado proyecto de infraestructura.

Cordialmente,


Jose Luis Rincon Noreña.
Gerente General

Elaboro: JCR Analista Jurídico
Reviso: YAMS Secretaria General
Aprobó: YAMS Secretaria General

Comentario 17

De: Ángela Patricia Buendía Yáñez -INFORMACION XM
Fecha: 22 de agosto de 2018

Respetados señores.

El CND, en desarrollo de las funciones establecidas en la normatividad vigente y en el marco de los comentarios al proyecto de decreto por el cual se adopta el *Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural*, considera importante mencionar que como responsables de la planeación operativa del Sistema Interconectado Nacional, consideramos muy lejana la fecha de entrada de la planta de regasificación del Pacífico dado que el déficit que indica la UPME inicia en febrero de 2021. Adicionalmente, como ha sido mencionado en diferentes foros, ante el inminente atraso del proyecto hidroeléctrico Hidroituango el uso de recursos térmicos para la generación de energía eléctrica se hace más intensivo requiriendo mayor

disponibilidad del recurso primario. Por lo anterior, recomendamos evaluar la fecha y realizar las gestiones necesarias para que el país pueda contar con la planta y las obras asociadas en el menor tiempo posible.

Comentario 18

De: **Quintero Leyva Carolina**

Fecha: miércoles 22 agosto de 2018 a las 10:08



Yumbo, 21 de Agosto 2018

Ministra
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 – 31 CAN – Bogotá, Colombia

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural"

Estimada ministra Suárez:

CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. agradece al Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME) la oportunidad de presentar comentarios sobre el asunto de la referencia y espera que estos contribuyan, de forma positiva, a lograr un sector de gas natural confiable y competitivo.

Los comentarios, presentados a continuación, son el resultado de un análisis conjunto entre la mayoría de empresas grandes consumidoras de gas natural, del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGIA. El documento presenta, inicialmente, los comentarios asociados con el documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el cual expone los soportes de los proyectos del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y, finalmente, los comentarios asociados con el presente proyecto de resolución.

Por último, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. considera muy importante expresar que el tiempo estipulado para analizar los documentos y presentar los comentarios no es lo suficientemente prudente para realizar un análisis riguroso. En ese sentido, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. estima fundamental, previo a lo anterior, la socialización, por parte de la UPME, del documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la UPME. Lo anterior, con el fin de solventar todas la inquietudes y dudas del mismo y soportar, o no, las decisiones tan relevantes para el futuro del país.

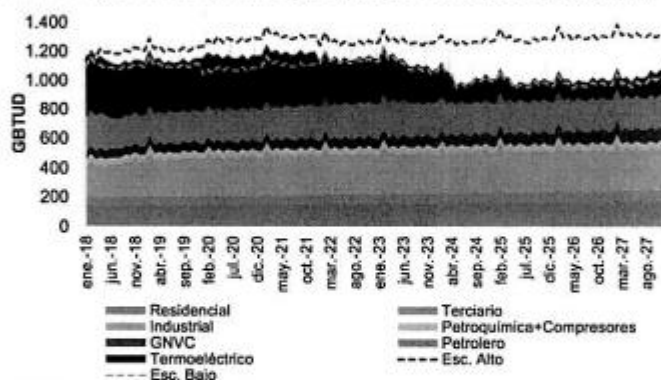


1. COMENTARIOS ANEXO TÉCNICO – DOCUMENTO ANÁLISIS DE LA UPME

(a) Proyecciones de demanda de gas natural

Teniendo en cuenta el Anexo Técnico, a continuación se presenta la gráfica con la proyección de demanda de gas natural, calculada por la UPME:

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Fuente: elaboración UPME, 2018.

Con base en lo anterior, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. solicita que los datos de la demanda sean publicados en la página de la UPME. Lo anterior, con el fin de analizar las diferencias entre la proyección de la demanda actual y la última publicación.

A pesar de no contar con lo anterior, a través de la gráfica es posible observar que la demanda Termoeléctrica presenta un incremento bastante relevante frente a la última publicación de la demanda. En la gráfica, la UPME considera una demanda Termoeléctrica **constante**, desde el 2018 hasta el 2023, de aproximadamente 300 GBTUD. Adicionalmente y sin considerar la demanda térmica de la Costa (Gráfica 8 – Documento Anexo), la UPME proyecta que las plantas térmicas del Interior van a tener un consumo **constante** de aproximadamente 200 GBTUD.

Assumiendo que las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de las plantas térmicas del interior, conectadas al sistema nacional de transporte¹, suman alrededor de 201 GBTUD,

¹ Merieléctrica, Termodorada, Termosierra, Termocentro, Termoemcali y Termovalle.



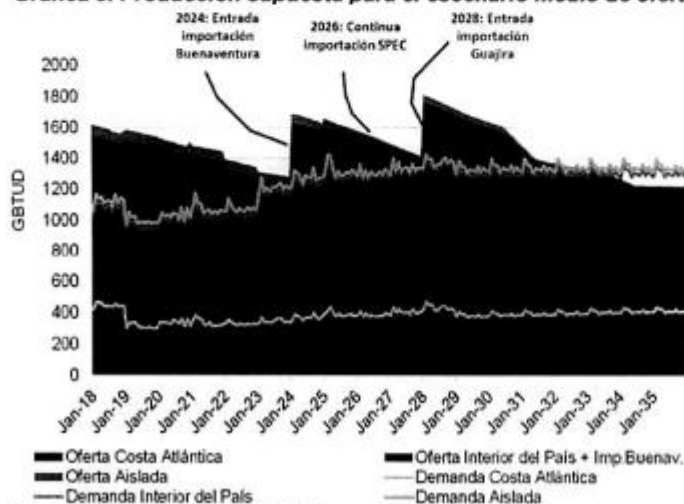
lo anterior implica que dichas plantas van a estar generando sus OEF, a través de una generación térmica con base en gas natural, como mínimo el 90% del tiempo, constantemente, entre los años 2018 y 2023. Adicionalmente, lo anterior implica que, durante dicho periodo, el país va a estar en un constante fenómeno de El Niño. Dichos supuestos son poco probables, y por lo tanto, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. considera que la demanda Termoeléctrica está sobrevalorada.

Por último, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. es consciente que el contexto energético cambió a través del retraso del proyecto de Hidroituango y que, por lo tanto, puede existir un incremento en la proyección de la demanda Termoeléctrica para suplir la energía comprometida que no puede ser entregada a través de dicho proyecto. Sin embargo, dicho consumo no puede tener la magnitud mencionada en el párrafo anterior.

(b) Escenarios de oferta

La UPME presenta los escenarios medio y alto de oferta, representados en las siguientes gráficas:

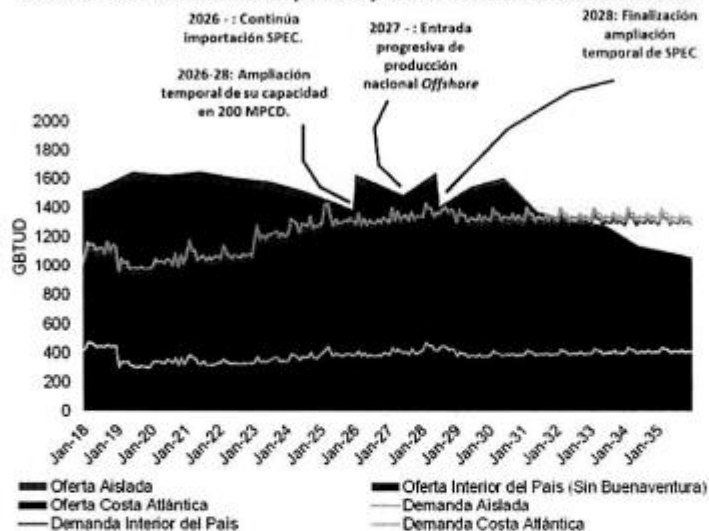
Gráfica 9. Producción supuesta para el escenario medio de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.



Gráfica 10. Producción supuesta para el escenario alto de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Con base en las gráficas, surgen las siguientes inquietudes, las cuales CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. considera que deben ser tenidas en cuenta para la definición de dichos escenarios y, por ende, para la toma de decisiones con respecto a los proyectos pertinentes de abastecimiento de gas natural:

- ¿Por qué la UPME considera el potencial del producción del 2017² y no el del 2018, como sí lo considera al principio del documento? Lo anterior, dado que los cambios pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles es totalmente excluyente al escenario medio de oferta? Es decir, ¿por qué dicha incorporación no es posible también en el escenario medio de la oferta? En caso de no existir argumentos válidos y darse la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles en cualquiera de los dos escenarios, dichas incorporaciones

² Página 12 del Documento Técnico



pueden afectar los resultados de los balances.

- ¿Por qué si el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural debe contemplar las soluciones óptimas para el abastecimiento de gas natural dentro de los próximos diez (10) años, la UPME está considerando proyectos después del 2028? Lo anterior, dado que los costos de dichos proyectos afecta la toma de decisiones de los proyectos a realizar.
- ¿Por qué la UPME asume que si se define el escenario alto, pero se da el escenario medio, la planta de regasificación de la Guajira se establecerá en un periodo aproximado de dos años? Lo anterior considerando la experiencia de la planta de regasificación de Cartagena y el proceso llevado a cabo con la planta de regasificación del Pacífico.
- Por último, la UPME no es clara a la hora de establecer, en el escenario alto de oferta, la ubicación y la capacidad de la planta de importación temporal. En ocasiones, el documento Anexo Técnico menciona que la ubicación es en Cartagena y en otras ocasiones en la Guajira. Adicionalmente, en ocasiones menciona que la capacidad debe ser de 300 MPCD y en otras que debe ser de 200 MPCD.

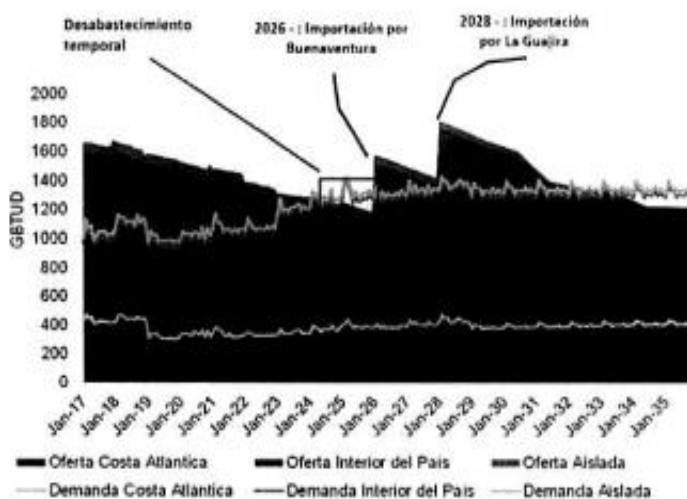
(c) Costos de Arrepentimiento

A través del Costo de Arrepentimiento, la UPME recomienda la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico. Según el documento, dicho Costo de Arrepentimiento está basado en la suma de los siguientes dos costos: el Costo de Racionamiento y el Sobrecosto de proyectar un escenario y que se dé el otro.

La determinación de enfocarse en el escenario medio de oferta, el cual incluye la planta de regasificación del Pacífico, prima sobre el escenario alto, debido al Costo de Racionamiento (335 MUSD Precios 2017) que se puede llegar a generar. Dicho cálculo del posible Costo de Racionamiento se presenta en la siguiente gráfica:



Gráfica 14. Exposición a racionamiento de la contingencia de suponer el escenario alto y darse el medio



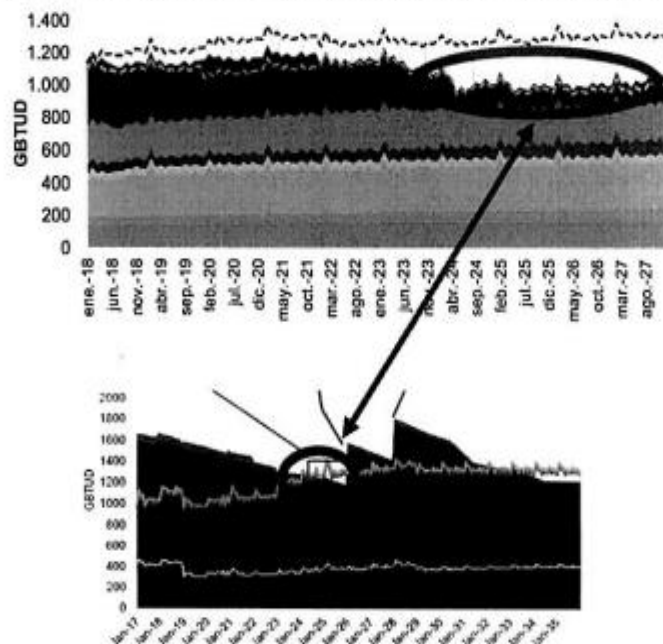
Fuente: MME. Cálculos UPME.

Para el cálculo del valor del Costo de Racionamiento, una de las variables fundamentales es la proyección de la demanda de gas natural. Como se mencionó anteriormente, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. considera necesario que la UPME realice la publicación de dicha demanda. Lo anterior, debido a que CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. observa que la proyección de la demanda presentada en la gráfica anterior no coincide con la proyección de demanda presentada en la gráfica 6, del numeral 1.2, del documento Anexo Técnico. Es posible observar que la demanda de la gráfica anterior, entre los años 2024 y 2026, oscila entre 1,200 GBTUD y 1,400 GBTUD. Y lo anterior no corresponde con lo especificado en la gráfica 6, en la cual la proyección de gas natural, para esos mismos años, está alrededor de 1,000 GBTUD (ver siguiente comparación de las dos gráficas).



PULPA Y PAPEL

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Teniendo en cuenta la anterior diferencia identificada, dicho cambio en la proyección de la demanda generaría que el Costo de Racionamiento fuera totalmente diferente al calculado en el documento (no habría racionamiento) y, por ende, **la decisión de realizar la planta de regasificación del Pacífico no tendría soporte que la justifique**, a través de este mecanismo de toma de decisiones.

(d) Inventario mínimo por confiabilidad planta regasificación del Pacífico

Según la UPME, el caudal de abatecimiento está asociado con la frecuencia del abastecimiento a la demanda, por parte de la planta de la regasificación del Pacífico. Con respecto a este análisis, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. considera fundamental entender los argumentos por los cuales la UPME define un caudal en condiciones de abastecimiento [Q(0)] de 218 MPCD. Adicionalmente, si el anterior valor es el promedio de entrega de gas natural, que requiere la demanda, surgen las siguientes preguntas:

- ¿El promedio calculado hace referencia a qué años y por qué definir que el promedio es el mejor parámetro para la toma de decisiones?



- **¿Si existe un valor proyectado de entrega de abastecimiento, por qué todavía la UPME no ha presentado quién es la demanda beneficiaria de dicho consumo?** Considerando que la demanda beneficiaria es quien debe asumir los costos de la planta de regasificación, es fundamental que la UPME la defina cuando se proponen los proyectos. Con respecto a la definición de la demanda beneficiaria de la planta de regasificación del Pacífico, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. insiste en que dicha definición debe estar asociada con el agente de la demanda que tenga una estructura de contratación de capacidad de la planta, sin que necesariamente exista el uso efectivo de la misma.

2. COMENTARIOS PARTICULARES PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Como se mencionó anteriormente, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. reitera la necesidad de considerar un mayor tiempo para la presentación de los comentarios del proyecto de resolución.

Adicionalmente y teniendo en cuenta los comentarios presentados en el numeral 1 del presente documento, es posible observar que los argumentos por los cuales se justifica la planta de regasificación del Pacífico no son contundentes. El documento Anexo Técnico presentado por la UPME no es riguroso y presenta inconsistencias en las proyecciones y, por ende, en los cálculos. Considerando lo anterior, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. considera que a través del mecanismo de toma de decisiones, presentado por la UPME, la planta de regasificación del Pacífico no es justificable.

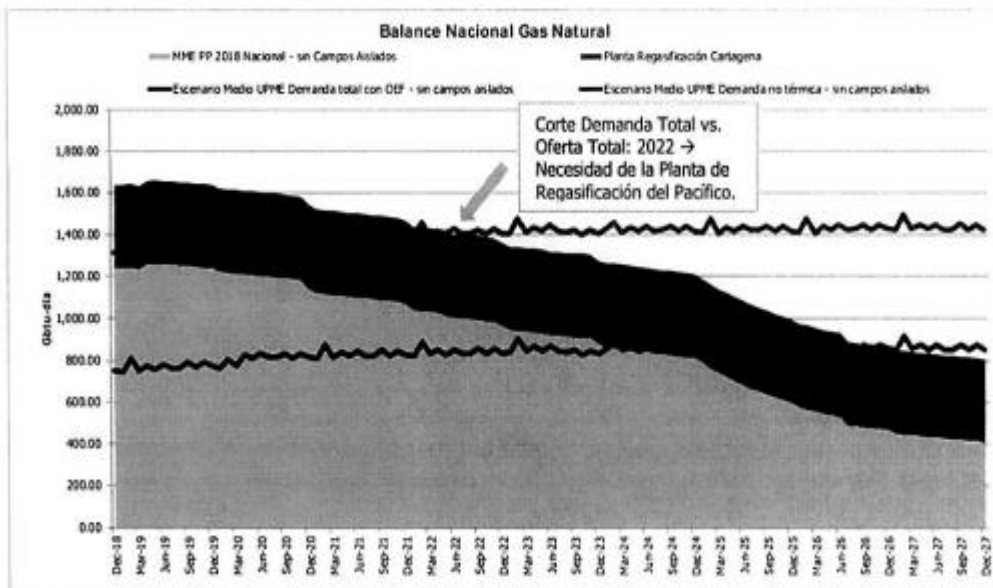
Considerando que la UPME tiene la obligación de presentar la demanda beneficiaria de los proyectos de abastecimiento, la CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. considera primordial que cuando se presenten las justificaciones de los proyectos, adicionalmente, se presenten quiénes son los beneficiarios los mismos. Lo anterior, ya que dichas definiciones son esenciales a la hora de definir los costos del gas natural para todos los sectores de la demanda.

Como se ha mencionado en documentos anteriores, CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A. ha sugerido que para realizar el balance de oferta y demanda de gas natural, es necesario tener en cuenta los siguientes supuestos:

- La proyección de demanda térmica debe asumir las OEF de cada uno de los agentes térmicos.



- La oferta de gas local debe estar asociada con la demanda no térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda no térmica, con consumos volátiles bajos, puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*.
- La oferta de gas de importación debe estar asociada con la demanda térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda térmica, con consumo volátiles extremadamente altos, no puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*. Hoy en día, con excepción de los agentes térmicos que generan por restricciones, la mayoría de los agentes térmicos, conectados al sistema nacional de transporte, no tienen estructuras contractuales de tipo *take or pay*.

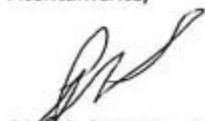


- A través de la gráfica anterior, es posible observar que si en el 2022 se presenta un Fenómeno de El Niño, en el cual todos los agentes térmicos tienen que entregar sus OEF, existiría un déficit de oferta de gas natural.



- Teniendo en cuenta lo anterior, surge la necesidad de abastecer la demanda térmica, para esos momentos críticos de fenómeno de El Niño. Sin embargo, dicho abastecimiento debe ser a través de un mecanismo comercial diferente al definido para el gas local. Dicho mecanismo diferente, tipo *take and pay*, puede establecerse a través de la planta de regasificación del Pacífico y, en ese sentido, los beneficiarios reales serían, en un principio, los agentes térmicos.

Atentamente,



PABLO SARAIVIA GARCIA
Jefe de Compras
CARVAJAL PULPA Y PAPEL S.A.



NIT. 890.301.960. 7

Comentario 19

De: Nelly Novoa

Fecha: jueves, 20 septiembre de 2018 a las 11:16



Bogotá D.C, 20 de septiembre de 2018

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra
Ministerio de Minas
Calle 43 No. 57 - 31 CAN
Ciudad



Referencia: Alcance a comentarios a proyecto de resolución mediante el cual se adopta el plan de abastecimiento de gas natural.

Respetada doctora Suárez:

Dando alcance a los comentarios elevados por esta asociación el día 21 de agosto del año en curso, nos permitimos ampliar el sentido de los mismos de la siguiente manera:

- **Modificación de la fecha de entrada en operación de la estación de compresión el Cerrito.**

Considerando las últimas estimaciones del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales¹, en relación con el próximo fenómeno del niño y su probabilidad de ocurrencia durante el año 2019, es importante que el Gobierno Nacional tome medidas preventivas para proteger no solo la demanda de energía eléctrica, sino también a la demanda de gas natural.

La anterior afirmación se efectúa considerando que ante la ocurrencia de dicho fenómeno, la demanda de gas natural siempre se ve impactada por los requerimientos de gas de los generadores térmicos y por ende cobra especial relevancia contar con la infraestructura necesaria para que la cantidad de gas requerida por toda la demanda sea la suficiente durante el periodo crítico.

En este sentido y teniendo en cuenta el escenario que plantea la UPME en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural (versión noviembre de 2016), en el cual se menciona que:

"7.4.10 Gasoducto El Cerrito - Popayán

Si bien la capacidad de transporte de este gasoducto está registrada en 3.7 MPCD, frente a altas demandas de gas natural en el Valle del Cauca la presión en el nodo El Cerrito (desde donde se abastece Popayán y otras poblaciones del Valle y Cauca) puede bajar significativamente, de manera que se reduce la capacidad de transporte de este ducto.

¹ Boletín de predicción climática, Ideam. Septiembre de 2018.

NATURGAS

ASOCIACIÓN
COLOMBIANA
DE GAS NATURAL

Por lo anterior, se propone la instalación de una estación de compresión a la entrada del nodo Sebastopol, con al menos 500 hp de potencia, que incremente la presión de entrada al ducto por encima de los 1000 psig y permita llevar cerca de 6 MPCD de gas natural desde El Cerrito, alimentar algunos municipios del Valle y Cauca y llevar 3 MPCD en promedio hasta Popayán."

Para esta asociación es importante resaltar que los argumentos precedentes, esto es la ocurrencia del fenómeno del niño y la disminución de capacidad de transporte por altas demandas de gas, deben constituir una justificación más que suficiente para dar seguridad a los usuarios de gas natural, incluyendo por supuesto la demanda térmica cuando requiera del gas para brindar confiabilidad al sistema eléctrico del país.

Adicionalmente a lo ya manifestado consideramos que, al modificar la fecha de entrada en operación del activo mencionado, las poblaciones de Popayán y otras del valle del Cauca contarán con una oferta energética segura y confiable y se brindarán señales preventivas frente al fenómeno climático del niño

Finalmente queremos agradecer la atención prestada y quedamos a su disposición para discutir el tema objeto de esta comunicación si así lo considera pertinente.

Cordialmente,



Orlando Cabrales Segovia
Presidente

Comentario 20

De: Lina Marcela Urrea Giraldo

Fecha: miércoles, 22 agosto de 2018 a las 11:34

Postobón S.A

Medellín, agosto 22 de 2018

Ministra
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Minas y Energía
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Calle 43 No. 57 – 31 CAN – Bogotá, Colombia

Asunto: Comentarios Proyecto de Resolución "Por la cual se adopta el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural"

Estimada ministra Suárez:

POSTOBON S.A agradece al Ministerio de Minas y Energía de Colombia (MME) la oportunidad de presentar comentarios sobre el asunto de la referencia y espera que estos contribuyan, de forma positiva, a lograr un sector de gas natural confiable y competitivo.

Los comentarios, presentados a continuación, son el resultado de un análisis conjunto entre la mayoría de empresas grandes consumidoras de gas natural, del sector industrial, bajo el liderazgo de ASOENERGIA. El documento presenta, inicialmente, los comentarios asociados con el documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), el cual expone los soportes de los proyectos del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural y, finalmente, los comentarios asociados con el presente proyecto de resolución.

Por último, POSTOBON S.A considera muy importante expresar que el tiempo estipulado para analizar los documentos y presentar los comentarios no es lo suficientemente prudente para realizar un análisis riguroso. En ese sentido, POSTOBON S.A estima fundamental, previo a lo anterior, la socialización, por parte de la UPME, del documento Anexo Técnico – Documento Análisis de la UPME. Lo anterior, con el fin de solventar todas las inquietudes y dudas del mismo y soportar, o no, las decisiones tan relevantes para el futuro del país.

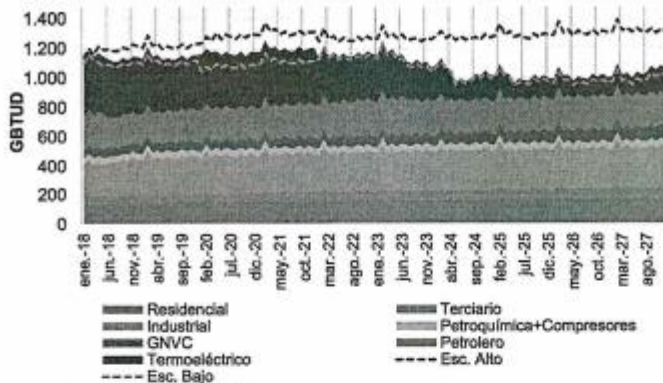
1. COMENTARIOS ANEXO TÉCNICO – DOCUMENTO ANÁLISIS DE LA UPME

(a) Proyecciones de demanda de gas natural

Teniendo en cuenta el Anexo Técnico, a continuación se presenta la gráfica con la proyección de demanda de gas natural, calculada por la UPME:



Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Fuente: elaboración UPME, 2018.

Con base en lo anterior, POSTOBON S.A solicita que los datos de la demanda sean publicados en la página de la UPME. Lo anterior, con el fin de analizar las diferencias entre la proyección de la demanda actual y la última publicación.

A pesar de no contar con lo anterior, a través de la gráfica es posible observar que la demanda Termoeléctrica presenta un incremento bastante relevante frente a la última publicación de la demanda. En la gráfica, la UPME considera una demanda Termoeléctrica **constante**, desde el 2018 hasta el 2023, de aproximadamente 300 GBTUD. Adicionalmente y sin considerar la demanda térmica de la Costa (Gráfica 8 – Documento Anexo), la UPME proyecta que las plantas térmicas del Interior van a tener un consumo **constante** de aproximadamente 200 GBTUD.

Asumiendo que las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) de las plantas térmicas del interior, conectadas al sistema nacional de transporte*, suman alrededor de 201 GBTUD, lo anterior implica que dichas plantas van a estar generando sus OEF, a través de una generación térmica con base en gas natural, como mínimo el 90% del tiempo, constantemente, entre los años 2018 y 2023. Adicionalmente, lo anterior implica que, durante dicho periodo, el país va a estar en un constante fenómeno de El Niño. Dichos supuestos son poco probables, y por lo tanto, POSTOBON S.A considera que la demanda Termoeléctrica está sobrevalorada.

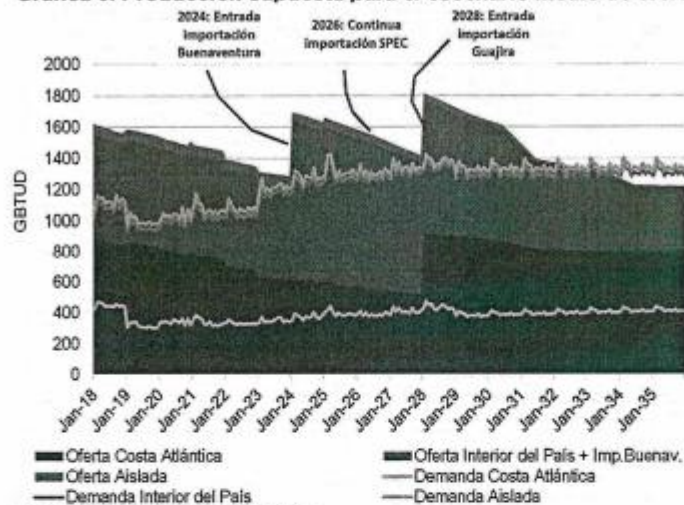
Por último, POSTOBON S.A es consciente que el contexto energético cambió a través del retraso del proyecto de Hidroituango y que, por lo tanto, puede existir un incremento en la proyección de la demanda Termoeléctrica para suplir la energía comprometida que no puede ser entregada a través de dicho proyecto. Sin embargo, dicho consumo no puede tener la magnitud mencionada en el párrafo anterior.

(b) Escenarios de oferta

La UPME presenta los escenarios medio y alto de oferta, representados en las siguientes gráficas:

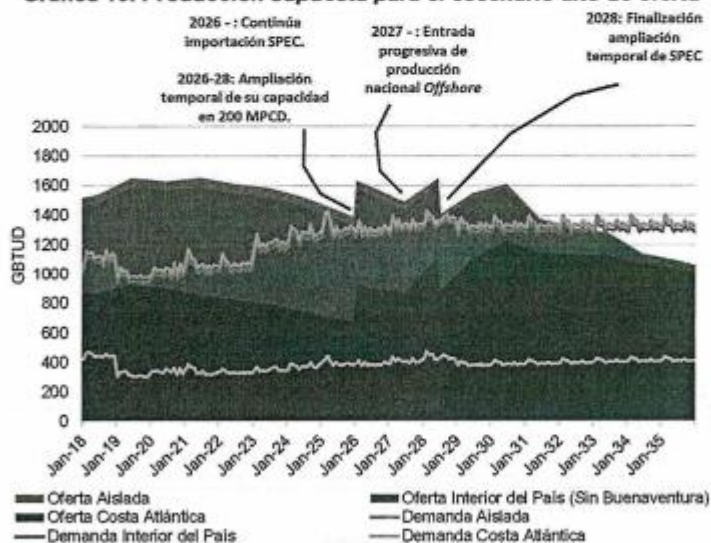
* Merieléctrica, Termodorada, Termosierra, Termocentro, Termoemcali y Termovalle.

Gráfica 9. Producción supuesta para el escenario medio de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Gráfica 10. Producción supuesta para el escenario alto de oferta



Fuente: MME. Cálculos UPME.

Con base en las gráficas, surgen las siguientes inquietudes, las cuales POSTOBON S.A considera que deben ser tenidas en cuenta para la definición de dichos escenarios y, por ende, para la toma de decisiones con respecto a los proyectos pertinentes de abastecimiento de gas natural:

- ¿Por qué la UPME considera el potencial de producción del 2017^{*} y no el del 2018, como sí lo considera al principio del documento? Lo anterior, dado que los cambios pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles es totalmente excluyente al escenario medio de oferta? Es decir, ¿por qué dicha incorporación no es posible también en el escenario medio de la oferta? En caso de no existir argumentos válidos y darse la incorporación de las reservas probadas, probables y posibles en cualquiera de los dos escenarios, dichas incorporaciones pueden afectar los resultados de los balances.
- ¿Por qué si el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural debe contemplar las soluciones óptimas para el abastecimiento de gas natural dentro de los próximos diez (10) años, la UPME está considerando proyectos después del 2028? Lo anterior, dado que los costos de dichos proyectos afecta la toma de decisiones de los proyectos a realizar.
- ¿Por qué la UPME asume que si se define el escenario alto, pero se da el escenario medio, la planta de regasificación de la Guajira se establecerá en un periodo aproximado de dos años? Lo anterior considerando la experiencia de la planta de regasificación de Cartagena y el proceso llevado a cabo con la planta de regasificación del Pacífico.
- Por último, la UPME no es clara a la hora de establecer, en el escenario alto de oferta, la ubicación y la capacidad de la planta de importación temporal. En ocasiones, el documento Anexo Técnico menciona que la ubicación es en Cartagena y en otras ocasiones en la Guajira. Adicionalmente, en ocasiones menciona que la capacidad debe ser de 300 MPCD y en otras que debe ser de 200 MPCD.

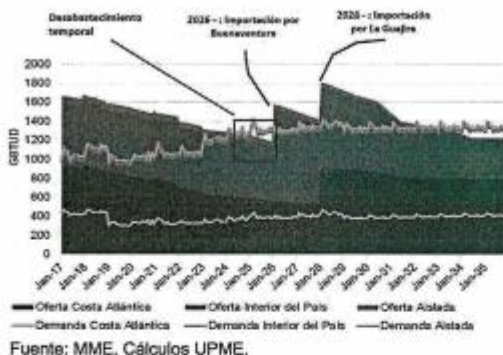
(c) Costos de Arrepentimiento

A través del Costo de Arrepentimiento, la UPME recomienda la necesidad de la planta de regasificación del Pacífico. Según el documento, dicho Costo de Arrepentimiento está basado en la suma de los siguientes dos costos: el Costo de Racionamiento y el Sobreconsumo de proyectar un escenario y que se dé el otro.

La determinación de enfocarse en el escenario medio de oferta, el cual incluye la planta de regasificación del Pacífico, prima sobre el escenario alto, debido al Costo de Racionamiento (335 MUSD Precios 2017) que se puede llegar a generar. Dicho cálculo del posible Costo de Racionamiento se presenta en la siguiente gráfica:

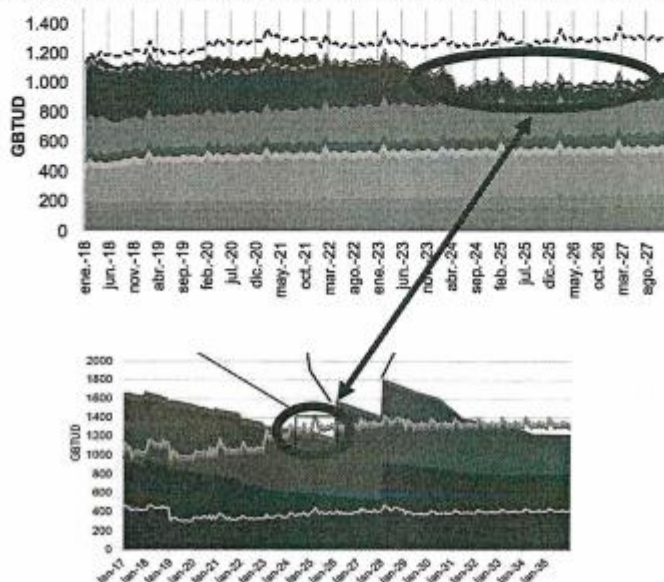
^{*} Página 12 del Documento Técnico

Gráfica 14. Exposición a racionamiento de la contingencia de suponer el escenario alto y darse el medio



Para el cálculo del valor del Costo de Racionamiento, una de las variables fundamentales es la proyección de la demanda de gas natural. Como se mencionó anteriormente, POSTOBON S.A considera necesario que la UPME realice la publicación de dicha demanda. Lo anterior, debido a que POSTOBON S.A observa que la proyección de la demanda presentada en la gráfica anterior no coincide con la proyección de demanda presentada en la gráfica 6, del numeral 1.2, del documento Anexo Técnico. Es posible observar que la demanda de la gráfica anterior, entre los años 2024 y 2026, oscila entre 1,200 GBTUD y 1,400 GBTUD. Y lo anterior no corresponde con lo especificado en la gráfica 6, en la cual la proyección de gas natural, para esos mismos años, está alrededor de 1,000 GBTUD (ver siguiente comparación de las dos gráficas).

Gráfica 6. Proyección de demanda de gas natural por sector, resolución mensual.



Teniendo en cuenta la anterior diferencia identificada, dicho cambio en la proyección de la demanda generaría que el Costo de Racionamiento fuera totalmente diferente al calculado en el documento (no habría racionamiento) y, por ende, **la decisión de realizar la planta de regasificación del Pacífico no tendría soporte que la justifique**, a través de este mecanismo de toma de decisiones.

(d) Inventario mínimo por confiabilidad planta regasificación del Pacífico

Según la UPME, el caudal de abatecimiento está asociado con la frecuencia del abastecimiento a la demanda, por parte de la planta de la regasificación del Pacífico. Con respecto a este análisis, POSTOBON S.A considera fundamental entender los argumentos por los cuales la UPME define un caudal en condiciones de abastecimiento $[Q(0)]$ de 218 MPCD. Adicionalmente, si el anterior valor es el promedio de entrega de gas natural, que requiere la demanda, surgen las siguientes preguntas:

- ¿El promedio calculado hace referencia a qué años y por qué definir que el promedio es el mejor parámetro para la toma de decisiones?
- **¿Si existe un valor proyectado de entrega de abastecimiento, por qué todavía la UPME no ha presentado quién es la demanda beneficiaria de dicho consumo?** Considerando que la demanda beneficiaria es quien debe asumir los costos de la planta de regasificación, es fundamental que la UPME la defina cuando se proponen los proyectos. Con respecto a la definición de la demanda beneficiaria de la planta de regasificación del Pacífico, POSTOBON S.A insiste en que dicha definición debe estar asociada con el agente de la demanda que tenga una estructura de contratación de capacidad de la planta, sin que necesariamente exista el uso efectivo de la misma.

2. COMENTARIOS PARTICULARES PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Como se mencionó anteriormente, POSTOBON S.A reitera la necesidad de considerar un mayor tiempo para la presentación de los comentarios del proyecto de resolución.

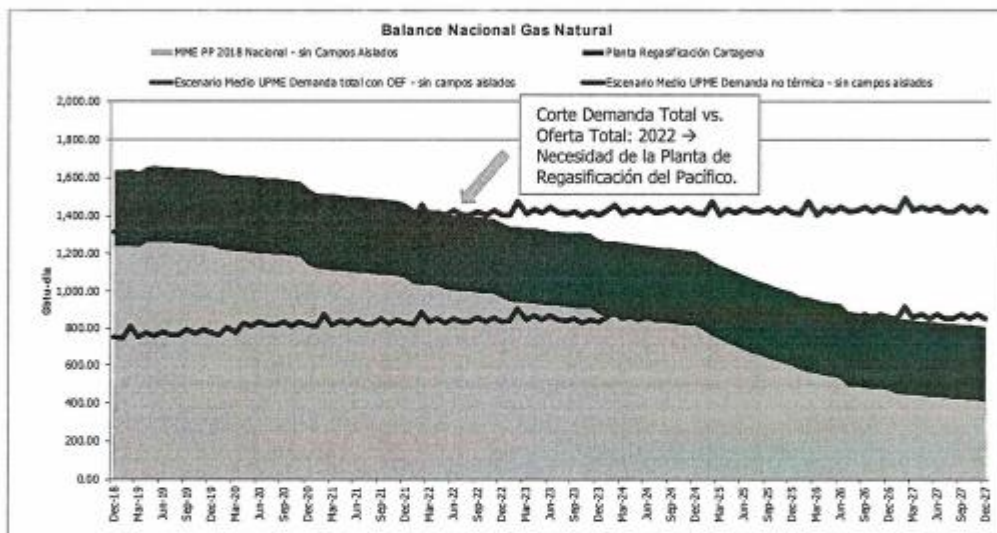
Adicionalmente y teniendo en cuenta los comentarios presentados en el numeral 1 del presente documento, es posible observar que los argumentos por los cuales se justifica la planta de regasificación del Pacífico no son contundentes. El documento Anexo Técnico presentado por la UPME no es riguroso y presenta inconsistencias en las proyecciones y, por ende, en los cálculos. Considerando lo anterior, POSTOBON S.A considera que a través del mecanismo de toma de decisiones, presentado por la UPME, la planta de regasificación del Pacífico no es justificable.

Considerando que la UPME tiene la obligación de presentar la demanda beneficiaria de los proyectos de abastecimiento, la POSTOBON S.A considera primordial que cuando se presenten las justificaciones de los proyectos, adicionalmente, se presenten quiénes son los beneficiarios los mismos. Lo anterior, ya que dichas definiciones son esenciales a la hora de definir los costos del gas natural para todos los sectores de la demanda.

Como se ha mencionado en documentos anteriores, POSTOBON S.A ha sugerido que para realizar el balance de oferta y demanda de gas natural, es necesario tener en cuenta los siguientes supuestos:

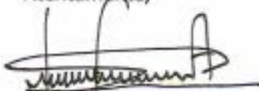
- La proyección de demanda térmica debe asumir las OEF de cada uno de los agentes térmicos.

- La oferta de gas local debe estar asociada con la demanda no térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda no térmica, con consumos volátiles bajos, puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*.
- La oferta de gas de importación debe estar asociada con la demanda térmica. Lo anterior, debido a que dicha demanda térmica, con consumo volátiles extremadamente altos, no puede manejar la estructura comercial que la regulación define actualmente para la contratación del gas natural, de tipo *take or pay*. Hoy en día, con excepción de los agentes térmicos que generan por restricciones, la mayoría de los agentes térmicos, conectados al sistema nacional de transporte, no tienen estructuras contractuales de tipo *take or pay*.



- A través de la gráfica anterior, es posible observar que si en el 2022 se presenta un Fenómeno de El Niño, en el cual todos los agentes térmicos tienen que entregar sus OEF, existiría un déficit de oferta de gas natural.
- Teniendo en cuenta lo anterior, surge la necesidad de abastecer la demanda térmica, para esos momentos críticos de fenómeno de El Niño. Sin embargo, dicho abastecimiento debe ser a través de un mecanismo comercial diferente al definido para el gas local. Dicho mecanismo diferente, tipo *take and pay*, puede establecerse a través de la planta de regasificación del Pacífico y, en ese sentido, los beneficiarios reales serían, en un principio, los agentes térmicos.

Atentamente,

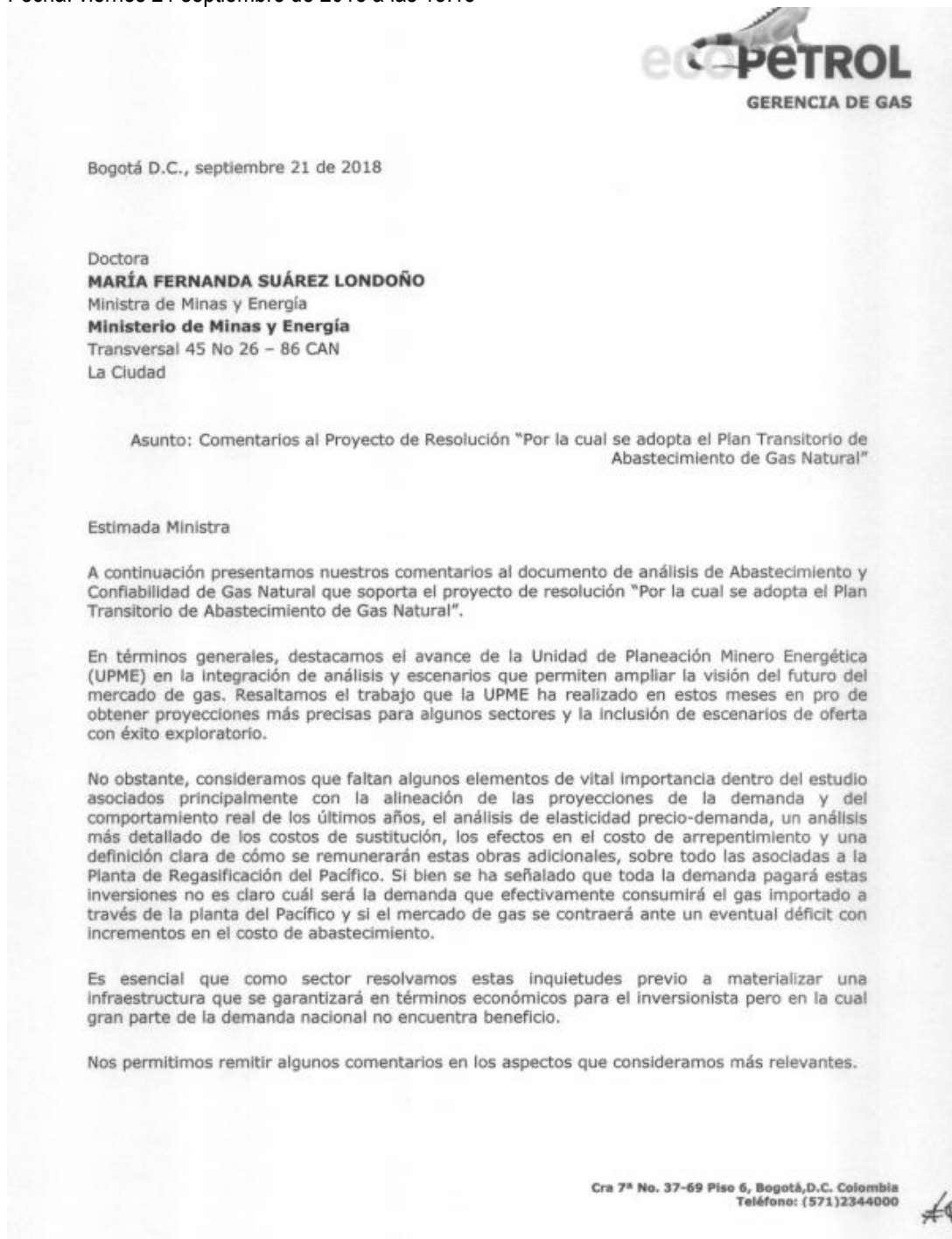


JUAN FERNANDO ARISTIZABAL
Gerente de Mantenimiento
POSTOBON S.A

Cometario 21

De: Ana Lienerh Martínez Baquero

Fecha: viernes 21 septiembre de 2018 a las 18:15



Página 110 de 116



1. Balance oferta-demanda

El balance oferta demanda desarrollado por Ecopetrol indica un déficit del mercado hacia 2024 considerando el escenario medio, con lo cual difiere de las proyecciones presentadas por la UPME y se generan algunas dudas acerca de las decisiones anticipadas que pudieran tomarse.

Ecopetrol ha desarrollado un modelo de proyección de demanda utilizando, entre otros, modelos probabilísticos basados en series de tiempo bayesianas a nivel de ciudad incluyendo áreas metropolitanas¹, los cuales han permitido comprender dinámicas locales que aportan a la demanda nacional, tomando como fuente de información las cifras consolidadas de Concentra. Los resultados de estos modelos son constantemente retados al interior de Ecopetrol dependiendo del punto de vista de expertos en gas y comparados con las estimaciones de demanda de la UPME y otros.

A partir de la revisión de los pronósticos de la UPME vemos que la proyección de GNV estima una demanda superior en cerca de 21 GBTUD a la demanda suministrada por Concentra de 58 GBTUD para el primer semestre del 2018, indicando que la serie utilizada como insumo del modelo parte de volúmenes mayores a los consumidos. Incluso la demanda de 2017 estuvo alrededor de 62 GBTUD. Esta diferencia se mantiene en los pronósticos a 2032 dado que las tasas de crecimiento son similares a las obtenidas por Ecopetrol.

Para el sector industrial consideramos que los precios de gas natural y de los sustitutos juegan un rol importante en la demanda. Al considerar estudios previos² de la UPME se indica que al aumentar el precio en un 46% disminuye la demanda un 26%, aproximadamente 40 GBTUD promedio. Por tanto estimamos que las tasas de crecimiento presentadas en el plan superan la expectativa de los modelos y el comportamiento histórico dada la expectativa en el alza de precios de mercado ocasionada por el déficit potencial. En los análisis es necesario contemplar esta dimensión toda vez que importar gas implicaría mayores costos logísticos y de suministro lo que aumentaría a su vez el precio de venta al público.

En cuanto al sector petrolero, efectivamente realizamos un acercamiento a la UPME para explicar las cifras de los consumos y proyectos en curso durante el primer semestre.

Para las proyecciones del sector eléctrico se debe tener en cuenta el comportamiento de consumo de las térmicas del interior y el acceso a contratos que les permitan respaldar las necesidades de gas. Si bien existe una expectativa de incremento de demanda térmica de gas para mitigar el efecto de los retrasos presentados en Hidroituango, es importante esperar el resultado de las subastas de reconfiguración del mercado eléctrico para dimensionar un escenario más cercano al potencial comportamiento para los siguientes años.

Con relación a la oferta, Ecopetrol tomó la información de declaraciones e incluyó la planta de regasificación de Cartagena. Adicionalmente también consideramos sensibilidades con éxito offshore y onshore a nivel nacional. Vale la pena anotar, que continuamos trabajando en la fase exploratoria de los recursos del Offshore y en los planes que permitirán el desarrollo de este volumen potencial para poderlo ofrecer al mercado nacional en condiciones competitivas de precio y cantidades.

¹ Dependiendo del sector, hay agrupaciones mayores a la de ciudad área metropolitana.

² Proyección de gas natural en Colombia 2018 – 2032. Revisión abril de 2018.



Ecopetrol está dispuesto a compartir su información de proyecciones de demanda y establecer mesas de trabajo conjuntas para retar el ejercicio de planeación y poder construir una visión acotada al mercado, las tasas en función del comportamiento esperado de variables macro y nutriendo los diferentes tipos de modelo empleados.

2. Análisis de costos de arrepentimiento, precios esperados del gas y efectos en la demanda

Resulta interesante la aproximación que realiza la UPME sobre los costos de arrepentimiento y que justifican la entrada de la planta del Pacífico en 2023. Sin embargo, consideramos que es necesario ampliar este análisis por escenarios dado que no encontramos un estudio detallado de cómo se remunerarán esas inversiones, el efecto que tendrán en el precio de venta al usuario final, cuál será la demanda potencial que usará la planta, así como el efecto del incremento de precios en el suministro de gas ante eventuales importaciones de gas licuado.

De otro lado, no se especifican los supuestos realizados para calcular los costos de razonamiento, los cuales fueron valorados en el pasado tomando como referencia los costos que pagaban algunos agentes por periodos de horas o días pero que no serían sostenibles en términos de meses o años.

En la visión de Ecopetrol, los incrementos de precio que podrían tenerse en el largo plazo ante un déficit generarán una contracción de la demanda dado el efecto de los sustitutos y la reducción de la competitividad del gas, que como la UPME ya ha evidenciado en otros estudios, podría generar pérdidas importantes de mercado. Por tal razón, parece riesgoso considerar que toda la demanda de gas es elástica y que podrá absorber la nueva oferta planteada a precios de gas importado.

Adicionalmente, la incertidumbre ante los escenarios futuros no se hace evidente y por tanto no es clara la función de cada una de las obras propuestas, es decir, no se establecen de una manera contundente las inversiones a realizar con los periodos de remuneración y el efecto en los precios de mercado a usuario final.

3. Beneficiarios de la infraestructura de importación de gas natural en el Pacífico colombiano

Desde marzo del presente año, Ecopetrol ha venido solicitando a la UPME que revise el ejercicio mediante el cual ha determinado, para efecto de la ejecución del Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, que los "beneficiarios" de la infraestructura de importación de gas natural sean todos aquellos usuarios conectados al Sistema Nacional de Transporte.

Considerando que el Decreto 2345 de 2015 y la Resolución 40052 de 2016 dispusieron que la UPME es la encargada de determinar los beneficiarios de los proyectos necesarios para garantizar la seguridad de abastecimiento y la confiabilidad del servicio contenidos en el Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, Ecopetrol ha solicitado a la UPME "que en interés particular del Grupo Ecopetrol se revise la condición de "beneficiario" que se le está dando a este Grupo Empresarial" respecto de las inversiones para importación de gas natural a ser instaladas en el Pacífico colombiano mediante comunicaciones del 26 de marzo (radicada en la UPME bajo el número 20181110017152), del 8 de junio (radicada en dicha entidad bajo el



número 20181110033262) y del 18 de julio de 2018, adjunta, en ejercicio del derecho de petición, sin que haya respuesta alguna.

Es oportuno mencionar que Ecopetrol ha argumentado y probado las razones por las cuales considera que:

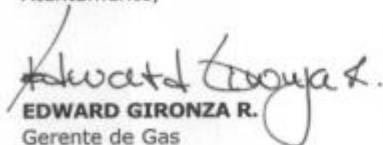
- i) La UPME revise la identificación de los "beneficiarios" hecha en el documento Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, publicado en noviembre de 2016, y que sirvió de soporte a la Resolución 40006 de 2017, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.
- ii) Ecopetrol y sus subordinadas en ningún caso serán beneficiarias de la infraestructura en cuestión; y
- iii) Dados los usos que Ecopetrol y sus subordinadas le dan al gas natural que consume, en caso de continuarse con el desarrollo del proyecto, debieran considerarse como beneficiarios los consumidores de combustibles líquidos del país.

Se reitera que Ecopetrol y sus subordinadas no accederán a dicha infraestructura por motivos de abastecimiento, ni por motivos de confiabilidad. Lo anterior en consideración a los costos que les acarrearía el pago del cargo asociado a la instalación de la mencionada infraestructura y el pago de los cargos y los precios a los que habría lugar por el uso de dicha infraestructura de manera permanente u ocasional.

A la fecha Ecopetrol no ha conocido respuesta a la petición mencionada, por lo cual seguimos atentos a la comunicación de respuesta.

De antemano agradecemos la oportunidad de expresar nuestras observaciones, estamos atentos a cualquier solicitud de información, aclaración o soporte por parte del ministerio o la UPME.

Atentamente,



EDWARD GIRONZA R.
Gerente de Gas

Anexos: Comunicación a UPME con radicado Ecopetrol 2-2018-005-3444.

c.c.: Ricardo Ramírez – Director Unidad de Planeación Minero Energética

Radicado No: 2-2018-005-3444 Para responder ciclo
Ecopetrol - BOGOTÁ
Fecha: Jul 18 2018 4:00PM
Dependencia: UNIDAD DE PLANEACION MINERO
ENERGETICA
Destino: RICARDO RAMIREZ
Original Folios: 3 Anexos: 1



2-2018-005-3444



Gerencia de Estrategia Regulatoria

Bogotá D.C., 18 de julio de 2018

Doctor
RICARDO RAMÍREZ
Director
UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA
Av. Calle 26 # 69 D-91 Torre 1, Piso 9
Bogotá

Asunto: Segunda reiteración de la solicitud respecto de los beneficiarios de las inversiones en el Pacífico para importación de gas natural.

Respetado doctor Ramírez,

Mediante la presente, de manera respetuosa, una vez más insistimos en la petición contenida en la comunicación del 26 de marzo radicada en la UPME bajo el número 20181110017152¹ y reiterada mediante comunicación del 8 de junio radicada en dicha entidad bajo el número 20181110033262, con el fin de *"que en interés particular del Grupo Ecopetrol se revise la condición de "beneficiario" que se le está dando a este Grupo Empresarial"* respecto de las inversiones para importación de gas natural a ser instaladas en el Pacífico colombiano.

Ecopetrol ha argumentado y probado las razones por las cuales considera que:

- i) La UPME debería revisar la identificación de los "beneficiarios" hecha en el documento Plan Transitorio de Abastecimiento de Gas Natural, publicado en noviembre de 2016, y que sirvió de soporte a la Resolución 40006 de 2017, expedida por el Ministerio de Minas y Energía.
- ii) Ecopetrol y sus subordinadas en ningún caso serán beneficiarias de la infraestructura en cuestión; y
- iii) Dados los usos que Ecopetrol y sus subordinadas le dan al gas natural que consumen, en caso de que se insista en que estas empresas paguen una parte de los costos del proyecto, deberían ser habilitadas por la regulación para trasladar dichos costos a los consumidores y usuarios de los productos y



Gerencia de Estrategia Regulatoria

servicios regulados. Esto es, en última instancia debieran considerarse como beneficiarios los consumidores de combustibles líquidos.

En la primera comunicación mencionada se demostró que Ecopetrol y sus subordinadas no se beneficiarán de dicha infraestructura por motivos de abastecimiento, ni por motivos de confiabilidad. Lo anterior en consideración a los costos que les acarrearía el pago del cargo asociado a la instalación de la mencionada infraestructura², y el pago de los cargos y los precios a los que habría lugar por el uso de dicha infraestructura de manera permanente u ocasional.

El pasado 14 de junio, vía correo electrónico, la Subdirectora de Hidrocarburos de la Unidad, doctora Sandra Leyva, amablemente remitió copia de la comunicación enviada por la UPME a la CREG, fechada el 11 de agosto de 2017³. En esta se le informó al regulador que *"desde el punto de vista del abastecimiento, los beneficiarios de la planta de regasificación de Buenaventura, gasoducto Buenaventura – Yumbo y bidireccionalidad Yumbo – Mariquita, sería la totalidad de la demanda nacional"*, mientras que en materia de confiabilidad se transcribe la tabla 9-7 del documento mencionado para indicar la *"Demanda no racionada regional en el escenario de entrada en operación de la Planta de Regasificación de Buenaventura en el año 2023"*, en la cual se diferencia el impacto por región.

Sin embargo, como lo expresamos en nuestro correo electrónico del 15 de junio, la comunicación dirigida a la CREG no responde la solicitud de Ecopetrol. Adjuntamos copia de dichos correos.

En forma respetuosa insistimos en la necesidad de que la UPME aclare que Ecopetrol y sus subordinadas no serán beneficiarias de la infraestructura mencionada, considerando los argumentos expuestos por Ecopetrol. Ahora bien, en caso de que la UPME insista en que estas compañías sí serán beneficiarias de dicha infraestructura, solicitamos que:

- De manera explícita informe con claridad y precisión cuáles son los beneficios que percibirían estas compañías y por qué serían superiores a los costos que se les impondría.
- Determine que los consumidores de combustibles líquidos son los beneficiarios de la misma, en tanto para su producción se requiere la operación permanente de la infraestructura de Ecopetrol y sus subordinadas que hacen uso del gas natural.

² De conformidad con los artículos 16, 17 y 19 de la Resolución CREG 107 de 2017; el artículo 8 de la Resolución CREG 152 de 2017; y el artículo 16 de la Resolución CREG 182 de 2017.

³ Radicado UPME número 20171700028861.



Fecha de elaboración del informe: 04 de Octubre de 2018



AIDA MARCELA NIETO PENAGOS

Coordinadora Grupo de Participación y Servicio al Ciudadano

Proyectó y Revisó: Martha Isabel Jaime Galvis
Aprobó: Aida Marcela Nieto Penagos.