

Bogotá, D.C.,

PARA: Doctor: Lucas Arboleda Henao, Jefe de Oficina Asesora Jurídica

DE: Coordinadora, Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

ASUNTO: Remisión certificación publicación proyecto acto administrativo

Una vez finalizado el término para publicación del proyecto de acto administrativo en consulta ciudadana (Propuestas de documentos de la Misión de la Transformación Energética) el diez (10) de marzo de 2020, me permito remitir constancia de publicación.

Teniendo en cuenta lo anterior, de manera atenta se solicita que una vez se tenga consolidada la matriz de comentarios y el acto administrativo en firme sean remitidos a esta coordinación, con el fin de dar cumplimiento a lo conceptuado el Decreto 270 de 14 de febrero de 2017.

Agradezco su colaboración.

Atentamente,


Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Anexos: Novecientos setenta y cinco (975) folios - Certificación publicación acto administrativo Grupo de Gestión de la Información y Servicio al Ciudadano

Copia: Doctor.: Diego Mesa Puyo, Viceministro de Energía-Ingeniero: Ingeniero Rafael Andrés Madrigal Cadavid, Director técnico Energía Eléctrica

Elaboró: Martha Isabel Jaime Galvis
Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal

TRD: Facilitativo

GRUPO DE GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO

Informe documento en discusión

Proyecto Propuestas de documentos de la Misión de la Transformación Energética

Documentos propuestos

- Foco No. 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico.
- Focus No. 1 - Competition, participation and structure of the electricity market.
- Foco No. 2 - El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda
- Foco No. 3, (Fase I): Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda.
- Foco No. 3 - Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos.
- Foco No. 4. Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios.
- Foco No. 4. (Resumen Ejecutivo: Diseño y Formulación de Subsidios) Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios.
- Foco No. 5: Institucional y Regulatorio.

Fecha de inicio de publicación: 28 de enero de 2020

Fecha fin de publicación: 10 de marzo de 2020

Solicitantes: Lucas Arboleda Henao
Jefe Oficina Asesora Jurídica

Medios de divulgación:

Portal Web www.minenergia.gov.co en:

- Módulo de Foros: MinEnergía/
- Atención al Ciudadano/Proyectos de Actos Administrativos en Consulta Ciudadana
- Redes sociales

- Correo electrónico a cuidanos y partes interesadas

Medios de recepción comentarios: correo.pciudadana@minenergia.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.

Listado de Foros de Enero De 2020

Propuestas de documentos de la Misión de la Transformación Energética

Sector: Energía

Fecha Inicio: 26 de enero de 2020

Fecha Fin: 10 de marzo de 2020

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 publican para participación ciudadana los documentos que contienen las propuestas de la Misión de la Transformación Energética: construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro.

Documentos propuestos

- Foco No. 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico
- Focus No. 1 - Competition, participation and structure of the electricity market
- Foco No. 2 - El gas natural en la transformación energética: Abastecimiento, suministro y demanda
- Foco No. 3. (Fase I): Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda
- Foco No. 3 - Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos.
- Foco No. 4. Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios.
- Foco No. 4. (Resumen Ejecutivo: Diseño y Formulación de Subsidios) Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios.
- Foco No. 5: Institucional y Regulatorio.

Las observaciones, comentarios y propuestas al referido proyecto de resolución deberán realizarse por medio de este foro o diligenciando el formulario para recepción de comentarios, el cual deberá enviarse conservando el formato editable al correo electrónico pciudadana@minenergia.gov.co, hasta el próximo martes 10 de marzo de 2020.

Conclusiones

Wilver

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



La transición energética: una oportunidad para Colombia

- La apuesta por proyectos de energías renovables le traerá al país alrededor de 8 billones de pesos de inversión y más de 6 mil empleos.
- Además de los 2.500 megavatios de la capacidad instalada...

martes 28 de enero de 2020, Cundinamarca, Bogotá D.C., Fuente: Minenergía

Sector: Energía

Ilustración 2 Divulgación: MinEnergía/home/Otras noticias

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
 Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
 Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co



Ilustración 3 Divulgación: MinEnergía/redes sociales

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co



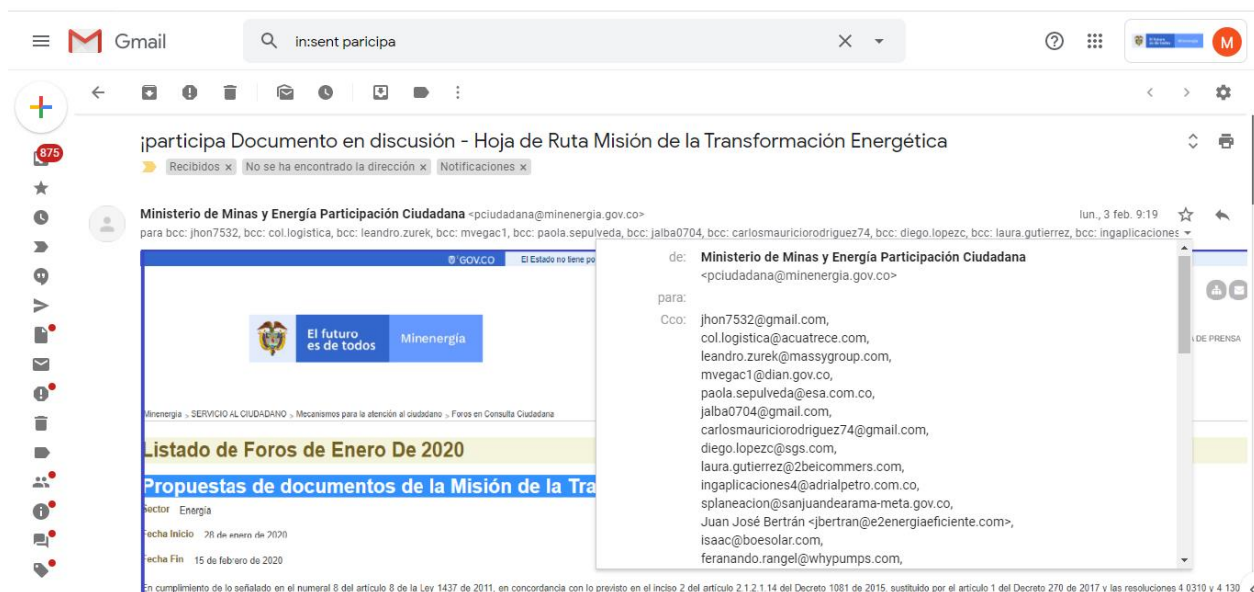


Ilustración 4 Divulgación: mensaje a ciudadanos y partes interesadas

COMENTARIOS RECIBIDOS DE LA CIUDADANÍA

Durante el tiempo dispuesto para recibir comentarios el documento en discusión **“Propuestas de documentos de la Misión de la Transformación Energética”** recibió cincuenta (50) comentarios a través de los canales dispuestos para tal fin:

- Correo electrónico: pciudadana@minenergia.gov.co
- Sección comentarios

Comentario 1

De: **BAQUERO, Ricardo**

Fecha: jue., 13 feb. 2020 a las 16:22

Asunto: Misión Transformación Energética - comentario a documentos foco 1 a foco 5



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto:	"Se publica para participación ciudadana de los documentos que contienen las propuestas de la Misión de la Transformación Energética: construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro"		
Fecha inicio:	28/01/2019		
Fecha fin:	12/02/2019		
Fecha Comentario:	13/02/2019 16:00		
Datos de contacto:	Correo electrónico:	r.baquero@unido.org	
Nombre de la empresa o interesado:	Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial - ONUDI		
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Riesgos del esquema LMP nodo	Foco 1 - Resumen Ejecutivo Diseño de mercados a corto plazo	<p>En el texto se propone un modelo de precios multinodales.</p> <p>En un esquema de precios nodales/regionales a corto plazo, la generación distribuida ofrece varios beneficios técnicos y económicos y externalidades positivas a la sociedad, que dan pie a un esquema de subsidios orientados a la instalación de capacidad distribuida de generación.</p> <p>En la región de NYISO se utiliza este esquema LMP. El gobierno nacional debe ser consciente que este esquema de mercado genera cargos por sobrecarga de nodos y saturación de líneas de transmisión/distribución que pueden ocasionar subidas de precio del kWh hasta por factores de 500%, y por lo tanto asignando un valor prohibitivo de la energía en las zonas ubicadas aguas abajo de las líneas saturadas. (ver https://scholarworks.umass.edu/theses/167/).</p> <p>Estos sobrepuestos puede generar una desigualdad en las oportunidades de acceso a la energía en zonas apartadas o en zonas densamente pobladas, lo cual iría en contra de Objetivo de Desarrollo Sostenible # 7, y debe estudiarse a fondo mediante un análisis de impacto normativo.</p>
2	Acceso a la información de precios	Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico pag 3	Página 3 , última línea, Se habla de transparencia del mercado. Se sugiere introducir el términos de "simetría de la información" (Akerlof, Spence & Stiglitz) entre todos los actores del mercado, ya que en las condiciones actuales, la información de cargas y precios son accesibles a un número limitado de actores del mercado, generando asimetrías.
3	Acceso a la información de precios	Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico Tabla 3	"Permitir a los usuarios conocer los precios de los servicios básicos de diferentes comercializadores." Se recomienda asociar esta medida con un principio de simetría de la información.
4	Estructura de tarifas binomial	Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico pag 50 - tabla 4	<p>" Esquema binomial de tarifas de capacidad y energía a nivel de horas".</p> <p>Se sugiere explicar que en un esquema binomial existe un cargo asociado con la energía consumida (\$/kWh) y otro asociado con la demanda de potencia pico (puede ser potencia sostenida durante un periodo de 5 minutos durante el periodo de facturación) que se expresa en \$/kW o \$/kVA.</p> <p>Se sugiere abordar el Esquema de precios binomial para todos los usuarios regulados y no regulados, para promover una autoregulación y un aplanamiento de la curva de carga nodo por nodo, o región por región.</p>
5	Estructura de tarifas binomial	Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico pag 50 - tabla 4	<p>" Esquema binomial de tarifas de capacidad y energía a nivel de horas".</p> <p>Se sugiere explicar que el Esquema de precios binomial para todos los usuarios regulados y no regulados permite una autoregulación y un aplanamiento de la curva de carga nodo por nodo, o región por región, eliminando picos de demanda que ocasionan un sobredimensionamiento de la capacidad de generación y saturación de las líneas de transmisión/distribución.</p> <p>Un gran usuario puede usar en un día la misma cantidad de energía que otro usuario en todo el mes. Sin embargo, el gran usuario le genera al sistema esfuerzos y requerimientos de capacidad de generación y transmisión mucho mayores que los necesarios para atender al pequeño. El esquema de tarifa monomial no incentiva un cambio de comportamiento en el grande, mientras que con la tarifa binomial sí se logra racionalizar curva de demanda del gran usuario.</p>

6	Eficiencia Energética de las plantas	Foco 2 . 1.2 Plantas de Regasificación pág 12 "economías de escala"	Se debe mencionar que la operación de regasificación representa una fuente importante de frío " a cero costo" que debe aprovecharse, y ponerse al servicio de la cadena frío de las operaciones vecinas al puerto, mediante un distrito de distribución de frío. Actualmente se opera un proyecto similar en la planta de regasificación de Huelva-España.
7	Eficiencia Energética de las plantas	Foco 2 . 3. Regimen Plantas de Regasificación, pág 21 "... pag. 71 Anexo v) Reglas operativas de la Terminal" vi) Normas Técnicas Planta de...	Se recomienda incluir en en las reglas operativas de las regasificadoras, que "en lo posible, se deberá recuperar el calor/frío disponible de las operaciones de evaporación, para elevar la eficiencia energética de la operación, minimizar su impacto ambiental, y ponerla al uso de las comunidades vecinas a la planta, por ejemplo mediante el uso de dicho frío en la flota de frigoríficos de la región".
8	Información del mercado de gas	Foco 2 . 5. Coordinación de la operación de información.	similar a lo planteado para el foco 1, se sugiere que el mercado de gas produzca mantenga y actualice información sobre la demanda nodo x nodo o sector x sector , y que esta información sea accesible a todo público, mediante mapas de demanda de gas.
9	Características de distritos térmicos	Foco 2. pag 59 "Incentivar el desarrollo de ... proyectos de ... distritos térmicos"	Se sugiere tener en cuenta y explicar adicionalmente que, <u>en lo referente a distritos térmicos</u> , es posible operar distritos de frío o de calor a base de gas natural. Sin embargo, a pesar de ser el producto de las plantas de frío o calor y vector transportador de energía, la venta de esta energía térmica compite en desigualdad de condiciones con la energía eléctrica, pues en algunos casos dicho frío o calor es castigado con el pago de IVA pues no se considera como un servicio público (según la ley 142).
10	eficiencia Energética de los motores	Foco 2. pag 65 "El nivel de tasa..."	La eficiencia de un motor no debe evaluarse por la capacidad volumétrica únicamente. Se recomienda usar una relación de cilindraje vs. Capacidad de carga real , es decir tamaño del motor vs. capacidad de carga o Uso real, para no castigar motores grandes que mueven carga pesada, y sí castigar por ejemplo, carros lujosos de alta cilindrada que se utilizan, por ejemplo, para transporte privado de dos pasajeros, incurriendo en altísimas ineficiencias debido a su operación a carga parcial. Para esto, MinTransporte deberá desarrollar una tabla de carga útil de cada vehículo, para que la no se incluya en la capacidad de carga el peso muerto del vehículo. De esta manera, se estaría incentivando el uso de motores de menor cilindraje, especialmente para el uso de transporte privado.

Comentario 2

De: **Omar Orlando Serrano Sanchez**

Fecha: vie., 14 feb. 2020 a las 10:23

Asunto: Comentarios Canacol al informe de la misión energética

Bogotá D.C., 12 de febrero de 2020

Señores

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

Ciudad

Asunto: *Comentarios documentos que contienen las propuestas de la Misión de la Transformación Energética: construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro. - CNE OIL & GAS S.A.S.*

Apreciados señores,



CNE OIL & GAS S.A.S. ("Canacol"), en atención a la publicación de los documentos que contienen las propuestas de la Misión de Transformación Energética: "*Construyendo hoja de ruta para la energía del futuro*", expresamos que observamos positiva la propuesta en general, puesto que se estimula la contratación en firme para desarrollar la oferta y demanda, y que los costos de infraestructura de almacenamiento han de pagarla quiénes en verdad la necesiten y utilicen.

Aunado a lo anterior, se permite realizar los siguientes comentarios:

1. De las Termoeléctricas

Compartimos la conclusión de que es imprescindible incorporar la totalidad del parque térmico a gas natural por medio de la remuneración de los costos fijos de transporte y regasificación por parte de la demanda eléctrica, dado que esta medida no solamente beneficiaría la competencia en el mercado eléctrico sino que aumentaría la utilización de la infraestructura de transporte ya existente, con lo cual todos los usuarios de gas natural se beneficiarían de menores tarifas por concepto de transporte.

2. Esquema de entrada-salida

Manifestamos nuestro completo apoyo al esquema de entrada-salida, puesto que estimula una mayor competencia en el Mercado Mayorista de suministro de gas al permitir a la demanda negociar suministro con cualquier productor sin necesidad de contratar una ruta de transporte y sin importar la cercanía entre ambos. Adicionalmente se evitan sobrecontrataciones en transporte, por cuanto, en el sistema actual se dan sobrecontrataciones de transporte, que los consumidores asumen y no terminan utilizando completamente, por efectos de cambios en el punto de suministro. Este cambio también incentiva la promoción de la demanda en zonas como el Valle del Cauca, en donde las tarifas de transporte por distancia son bastante costosas y permite que las Plantas Térmicas del interior del país puedan acceder a las redes de transporte de una manera económicamente eficiente.

3. Contratación a 10 años

Apoyamos la idea que la demanda pueda ser coordinada en conjunto con la producción y el transporte, toda vez que la estipulación de contratos a largo plazo permite la coordinación entre los nuevos proyectos de producción, la demanda y las ampliaciones de transporte (en un esquema de entrada-salida), dado que en el esquema actual existe una falta de coordinación a mediano y largo plazo entre estas actividades de la cadena, la cual ha restringido



significativamente crecimientos importantes de demanda, nuevas fuentes de producción y ha ocasionado restricciones en algunos tramos del sistema de transporte.

No obstante, como lo mencionamos al inicio de la presente comunicación, esta propuesta requiere ser adoptada integralmente, es decir que implica necesariamente el cambio del esquema de transporte actual por uno de entrada - salida (dado que elimina la necesidad de contratar rutas y permite a todos los usuarios negociar con cualquier productor) y además que se incorpore todo el parque termoelectrico a gas natural (por efecto que de no incorporarse esa demanda, las necesidades de importación serían mucho menores y además no se optimizaría el uso de los gasoductos ya existentes).

Sin embargo, proponemos que, para minimizar el riesgo de demanda en tan largo plazo, esta obligación a contratar debe ser solamente por un porcentaje del total de la demanda esperada de cada comercializador en los últimos 5 años del periodo de 10 años.

4. Separación patrimonial de las distribuidoras - comercializadoras

No consideramos conveniente separar las actividades de distribución y comercialización, dado que, si se establece la exigencia de firmar contratos de suministro o capacidad de regasificación por un periodo de 10 años vista, estos compromisos a largo plazo necesitarían que el comercializador tuviera una demanda estable y además que contara con un respaldo patrimonial para la firma de estos compromisos. Adicionalmente, contar con un portafolio de demanda regulada y no regulada permite establecer canastas tarifarias que maximicen la demanda.

5. De las plantas de regasificación

Consideramos fundamental de la propuesta que, como se afirma en el documento, "los costos de la infraestructura de regasificación serán asumidos por la demanda que se beneficia de la misma y serían cubiertos a través de los contratos de reserva de capacidad de regasificación que suscriban los agentes", esto definiría claramente la real demanda beneficiada y la disposición a pagar de la misma por este servicio, dado que, contrario a lo antes indicado, en la propuesta actual (de la CREG y la UPME) de la planta de regasificación de Buenaventura, los costos son trasladados a toda la demanda sin tener en cuenta si la necesita o no y si la usan o no.



Proponemos que, con este esquema de obligación a la demanda de contratar suministro a largo plazo, la construcción de una o varias plantas de regasificación se realice a través de negociaciones privadas entre oferta y demanda y no por medio de convocatorias públicas.

Adicionalmente, en este punto también reiteramos la necesidad manifestada acerca de que la propuesta se implemente de manera integral, dado que esta medida solo funcionaría en conjunto con el esquema entrada-salida y la integración total de la termoeléctricas a gas natural por las razones antes expuestas.

6. Gestor técnico del sistema de transporte y almacenamiento

Estamos de acuerdo con la creación del gestor técnico del sistema de transporte propuesto, dado que consideramos que es fundamental tener una entidad fuerte técnicamente, que opere todo el sistema de una manera transparente y neutral, y que de las recomendaciones de la nueva infraestructura económicamente eficiente que se requiera. No obstante, se deben eliminar el régimen de inhabilidades propuesto toda vez que desincentiva la incorporación de talento humano calificado.

Sin otro particular,

ANDRÉS VALENZUELA PACHÓN

Representante Legal



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía		
Proyecto:	"Se pública para participación ciudadana de los documentos que contienen las propuestas de la Misión de la Transformación Energética: construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro"		
Fecha inicio:	28/01/2019		
Fecha fin:	15/02/2019		
Fecha Comentario:			
Datos de contacto: Omar Serrano	Correo electrónico:	oserrano@canacolenergy.com	
Nombre de la empresa o interesado:		Canacol energy	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	De la termoeléctricas	Foco 2, página 18	Compartimos la conclusión de que es imprescindible incorporar la totalidad del parque térmico a gas natural por medio de la remuneración de los costos fijos de transporte y regasificación por parte de la demanda eléctrica, dado que esta medida no solamente beneficiaría la competencia en el mercado eléctrico sino que aumentaría la utilización de la infraestructura de transporte ya existente, con lo cual todos los usuarios de gas natural se beneficiarían de menores tarifas por concepto de transporte.
2	Esquema de entrada-salida	Foco 2, 3.3 página 29	Manifiestamos nuestro completo apoyo al esquema de entrada-salida, puesto que estimula una mayor competencia en el Mercado Mayorista de suministro de gas al permitir a la demanda negociar suministro con cualquier productor sin necesidad de contratar una ruta de transporte y sin importar la cercanía entre ambos. Adicionalmente se evitan sobrecontrataciones en transporte, por cuanto, en el sistema actual se dan sobrecontrataciones de transporte, que los consumidores asumen y no terminan utilizando completamente, por efectos de cambios en el punto de suministro. Este cambio también incentiva la promoción de la demanda en zonas como el Valle del Cauca, en donde las tarifas de transporte por distancia son bastante costosas y permite que las Plantas Térmicas del interior del país puedan acceder a las redes de transporte de una manera económicamente eficiente.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
 Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
 Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





3	Contratación a 10 años	Foco 2, 1.2 página 13	<p>Apoyamos la idea que la demanda pueda ser coordinada en conjunto con la producción y el transporte, toda vez que la estipulación de contratos a largo plazo permite la coordinación entre los nuevos proyectos de producción, la demanda y las ampliaciones de transporte (en un esquema de entrada-salida), dado que en el esquema actual existe una falta de coordinación a mediano y largo plazo entre estas actividades de la cadena, la cual ha restringido significativamente crecimientos importantes de demanda, nuevas fuentes de producción y ha ocasionado restricciones en algunos tramos del sistema de transporte.</p> <p>Esta propuesta requiere ser adoptada integralmente, es decir que implica necesariamente el cambio del esquema de transporte actual por uno de entrada - salida (dado que elimina la necesidad de contratar rutas y permite a todos los usuarios negociar con cualquier productor) y además que se incorpore todo el parque termoeléctrico a gas natural (por efecto que de no incorporarse esa demanda, las necesidades de importación serían mucho menores y además no se optimizaría el uso de los gasoductos ya existentes).</p> <p>Sin embargo, proponemos que, para minimizar el riesgo de demanda en tan largo plazo, esta obligación a contratar debe ser solamente por un porcentaje del total de la demanda esperada de cada comercializador en los últimos 5 años del período de 10 años.</p>
4	Separación patrimonial de las distribuidoras - comercializadoras	Foco 2, 8.2 página 70	<p>No consideramos conveniente separar las actividades de distribución y comercialización, dado que si se establece la exigencia de firmar contratos de suministro o capacidad de regasificación por un periodo de 10 años vista, estos compromisos a largo plazo necesitarían que el comercializador tuviera una demanda estable y además que contara con un respaldo patrimonial para la firma de estos compromisos. Adicionalmente, contar con un portafolio de demanda regulada y no regulada permite establecer canastas tarifarias que maximicen la demanda.</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





5	De las plantas de regasificación	Foco 2, 1.2 página 15	<p>Consideramos fundamental de la propuesta que, como se afirma en el documento, "los costos de la infraestructura de regasificación serán asumidos por la demanda que se beneficia de la misma y serían cubiertos a través de los contratos de reserva de capacidad de regasificación que suscriban los agentes", esto definiría claramente la real demanda beneficiada y la disposición a pagar de la misma por este servicio, dado que, contrario a lo antes indicado, en la propuesta actual (de la CREG y la UPME) de la planta de regasificación de Buenaventura, los costos son trasladados a toda la demanda sin tener en cuenta si la necesita o no y si la usan o no.</p> <p>Proponemos que, con este esquema de obligación a la demanda de contratar suministro a largo plazo, la construcción de una o varias plantas de regasificación se realice a través de negociaciones privadas entre oferta y demanda y no por medio de convocatorias públicas.</p> <p>Adicionalmente, en este punto también reiteramos la necesidad manifestada acerca de que la propuesta se implemente de manera integral, dado que esta medida solo funcionaría en conjunto con el esquema entrada-salida y la integración total de la termoeléctricas a gas natural por las razones antes expuestas.</p>
6	Gestor técnico del sistema de transporte y almacenamiento	Foco 2, 8.1, página 69	<p>Estamos de acuerdo con la creación del gestor técnico del sistema de transporte propuesto, dado que consideramos que es fundamental tener una entidad fuerte técnicamente, que opere todo el sistema de una manera transparente y neutral, y que de las recomendaciones de la nueva infraestructura económicamente eficiente que se requiera. No obstante, se deben eliminar el régimen de inhabilidades propuesto toda vez que desincentiva la incorporación de talento humano calificado.</p>

Comentario 3

De: **Rafael Gómez**

Fecha: vie., 14 feb. 2020 a las 11:31

Asunto: Consulta Pública - Propuestas documentos Misión Transformación Energética

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto:	"Se publica para participación ciudadana de los documentos que contienen las propuestas de la Misión de la Transformación Energética: construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro"
Fecha inicio:	28/01/2019
Fecha fin:	12/02/2019
Fecha Comentario:	
Datos de contacto:	Correo electrónico: rafael@hannext.com
Nombre de la empresa o interesado:	Hannext (nombre de la empresa) - Rafael Gómez U. (contacto en Hannext)

NOTA: Todos los comentarios en la tabla siguiente corresponden al documento **FOCO NO. 5, (FASE 1):** Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Actores de AMI	Pag 4, Sec III, numeral A, subsec 3),	El texto plantea un punto importante "Así mismo da la responsabilidad a la CREG de determinar el actor que se encargará de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada". La última Circular003-2020 de la CREG intenta determinar sin mucha justificación ni estudio de otros países un Agente de Gestión de Datos para TODO Colombia (facturación solamente?). Este documento no llega a la misma conclusión.
2	Funcionalidades Medidor Inteligente	Pag 16, Sec V, numeral D	hito Medidor Inteligente, "funcionalidades mínimas (UPME & UNAL)" están enfocadas en "facturación" . Hay diferentes tipos de medidores inteligentes que el OR puede utilizar para más funciones
3	Mismos equipos (Hardware) para todo el país	Pag 17, Sec V, numeral D	El texto "Otro aspecto fundamental para la adopción de AMI de acuerdo con estudios que se han venido adelantando en el país, es la definición de un estándar de interoperabilidad que aplique para todas los OR, en busca de aprovechar los esquemas de economía de escala para la adquisición de los equipos", es utópico ("one size fits all") que comprometería la óptima utilización de tecnología para diferentes funciones, regiones, y podría limitar seriamente la utilización de nuevas tecnologías que aparezcan
4	Isla Intencional	Pag 26, Sec VI, numeral C	La "Propuesta: Permitir la operación en ISLA INTENCIONAL". Es absolutamente correcta y se debe tener en cuenta.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





5	Vehículos Eléctricos	Pag 31, Sec VI, numeral E	"De otro lado, la demanda total de los VE particulares no jugará un rol demasiado importante. Aún con las proyecciones más optimistas para el año 2030, la participación de los automóviles eléctricos en Colombia no sobrepasará el 10% del parque total. Para la movilidad pública en cambio, se requiere una infraestructura de suministro eléctrico y gestión de la demanda especial, de alta confiabilidad, la cual ya se está implementando para los buses eléctricos en Medellín, Cali y Bogotá." Además, y más importante, se debe subsidiar la movilidad pública con impuestos a los vehículos convencionales, agregar esto a la propuesta "Impulsar más todavía el uso de VE en el transporte masivo, en flotas (taxis, flotas de empresas)"
6	Gestión de la Demanda	Pag 35, Sec VII, numeral C	Los programas descritos en el numeral C tienen distintas problemáticas y barreras que no permiten la masificación de estos. El programa de "DR" (RD) necesita tener beneficios claros para DOS partes para que sea exitoso
7	Gestión de la Demanda	Pag 36, Sec VII, numeral C	La "Propuesta: implementar pilotos de tarifas de tiempos de uso, que no requieren medidor horario en los usuarios para incentivar y probar la respuesta de los mismos usuarios en los primeros pasos hacia la gestión horaria de la demanda." El "ToU" por sus siglas en inglés no necesariamente está relacionado con la RD por los motivos explicados en el numeral y fuerzan la "generación en períodos críticos", a veces impredecibles, por parte del generador que representa pérdidas en remuneración. La RD tiene que ser mirada y tratada como un "compromiso" entre las partes para beneficio mutuo.
8	Gestión de la Demanda	Pag 36, Sec VII, numeral C	Comentario en el último párrafo "Por otro lado, se puede analizar de manera muy breve cómo es el comportamiento de la demanda en Colombia, así como los precios de bolsa y de escasez." continuando en la página 37 incluyendo la "Propuesta: dado que la expansión del sistema se enfoca en que soporte la demanda máxima, que dura 3h en un año, los programas de RD" necesita revisión. Hay un error de referencia en la gráfica y el número "3 horas/año" parecería ser "3 horas/día"
9	Gestión de la Demanda	Pag 40, Sec VII, numeral E	Ofertas de RD (COMENTARIO): ...Por otro lado, los costos de implementación de este programa están relacionados con la estructuración regulatoria de un nuevo agente (el agregador) Este "nuevo agente (agregador) quién o qué es? el texto no es claro.
10	Gestión de la Demanda	Pag 41, Sec VII, numeral E	La "Propuesta: se debe pasar progresivamente de tarifas de TU a tarifas en tiempo real." No es realístico. Se requiere AMI masivo, por un lado y por otro podría generar un descontento generalizado de los usuarios. Este método ni siquiera es generalizado en países del 1er mundo

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
 Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
 Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





11	Gestión de la Demanda	Pag 41, Sec VII, numeral F	Esta sección necesita validación en su totalidad, por ejemplo "Una de las principales barreras para poder implementar los programas de respuesta de la demanda es la disponibilidad de medidores inteligentes", este no es el caso y se puede comprobar fácilmente en países con alta penetración de AMI. El resumen final, en la pag 42, también necesita validación, así como se presenta es especulativo.
12	Gestión de la Demanda	Pag 42, Sec VII, numeral G	Comentario: La agrupación de usuarios individuales para compensar el beneficio entre usuarios/OR tiene sentido, lo que no tiene es la creación de un intermediario como el propuesto, "Agregador de Demanda", que debería ser un "Coordinador", como los que ya existen en EEUU. Se se empieza a hablar de "En caso de que los usuarios no cumplan con su obligación de desconexión/reducción de consumo, entonces el agregador deberá ejecutar las penalizaciones" el programa de RD va a fracasar, garantizado. El RD para usuarios comunes debe ser voluntario no algo impuesto a la fuerza.
13	Gestión de la Demanda	Pag 44, Sec VII, numeral G	Comentario: Se percibe un gran empuje hacia un ente, o entidad, intermediaria que es la figura de un nuevo "Agente como el agregador y su evolución" que se trata de justificar partiendo de la premisa ".. en un escenario de alta penetración y proliferación de DERs, el intercambio de información sería muy grande y la controlabilidad del sistema en el muy corto plazo sería altamente compleja". Este escenario de alta penetración y proliferación de DER y controlabilidad en el "muy corto plazo" es contradictoria. De acuerdo a esto la entidad intermediaria, "Agregador, de Demanda" y de Oferta quiero agragar, no se necesitaría de forma inmediata como se propone en diferentes partes de la sección VII
14	Gestión de la Demanda	Pag 47, Sec VII, numeral H, el hito 3	Comentario: "Esquemas de participación en la demanda" ... estos mecanismos permitirían que los usuarios interactúen directamente en la formación de precio y que por lo tanto se aumente la eficiencia del mercado. Ni siquiera en países industrializados funciona como está descrito. Ahora, en la realidad colombiana el grueso de los usuarios tendría dificultades inmensas para participar aunque se creen agentes canalizadores.
15	Perspectiva del Cliente final	Pag 65, Sec IX	Sugerencia: La perspectiva del cliente final, quisiera añadir que recolectaran información de todos los clientes que han participado, o los han hecho participar, en pilotos AMI en el país. En nuestra experiencia con el piloto de EPM, efectuado en estratos 1,2 y 3, el OR (EPM) no ha hecho un acercamiento significativo con los usuarios, inclusive técnicos de mantenimiento no saben como responder preguntas de estos usuarios. Este es un problema inclusive en países industrializados con gran despliegue de AMI. Si no hay un direccionamiento desde el MME hacia los ORs y demás protagonistas el rechazo del usuario (cliente final) va a ser generalizado

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





Comentario 4

De: **Vergara Díaz, Jairo Miguel**

Fecha: viernes, 14 de febrero de 2020 a las 11:47

Asunto: Comentarios SIEMENS a Propuestas de documentos de la Misión de la Transformación Energética

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto:	"Se publica para participación ciudadana de los documentos que contienen las propuestas de la Misión de la Transformación Energética: construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro"
Fecha inicio:	28/01/2019
Fecha fin:	15/02/2020
Fecha Comentario:	14/02/2020
Datos de contacto:	Correo electrónico: jairo.vergara_diaz@siemens.com
Nombre de la empresa o interesado:	Jairo Miguel Vergara Díaz - SIEMENS S.A.

Documento: 3. Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	0.1.1 Corto plazo	Nueva estructura tarifaria - página 8, 9	Se mencionan dos opciones: Para clientes sin medidor horario y Para clientes que libremente decidan instalar un medidor horario. <i>Se considera válido el argumento bajo el contexto actual en el cual no hay medidores inteligentes; sin embargo debe incentivarse la instalación de medidores inteligentes para que la toma de decisiones sea basada en el comportamiento real y propio de cada cliente. Adicionalmente no se deja un mensaje correcto el hecho de que los clientes decidan libremente instalar un medidor inteligente; ello debe corresponder a una política nacional que incentive su instalación para llegar a los niveles óptimos de eficiencia en el uso de la red y de prestación del servicio.</i>
2	0.2 Despliegue de infraestructura AMI	página 12	Se menciona: Al tiempo, es necesario en cada caso valorar para los diferentes tipos de usuarios la función coste-beneficio asociada a la inversión en este tipo de equipos. Como algunos casos próximos han demostrado (p. ej. el caso chileno), es de vital importancia evitar incurrir en un coste que no se perciba como necesario por los usuarios, en especial aquellos para los que está menos claro que se pueda extraer un beneficio significativo. <i>El caso chileno no es un buen ejemplo para desvirtuar los beneficios que perciben los clientes dado que no existió nunca un involucramiento de la sociedad, una pedagogía sobre los beneficios de la tecnología y el impacto que se podría percibir en el costo del servicio bajo un esquema de tarificación diferenciada. El caso chileno se convirtió en un ejemplo pero muy mediático y político, que traía consigo otros intereses, los cuales son generados por la incomprensión de la sociedad en el tema y por tanto su respuesta de rechazo es totalmente entendida .</i>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





4	0.2 Despliegue de infraestructura AMI	0.2.1 Corto plazo, página 13	<p>Se menciona: Al tiempo, la experiencia internacional muestra que estas políticas pueden resultar altamente controvertidas y socialmente costosas. Por tanto, la propuesta consiste en dejar a la discreción de los usuarios la decisión de cambiar su medidor (y pagar por él a la vista de los beneficios esperados).</p> <p>La labor social mediante la pedagogía no debe ser una opción, si o si debe existir una política pública y ejecutarse para que el cliente entienda los beneficios que sin duda existen en un mercado liberizado y donde los medidores inteligentes permiten que los clientes adopten posturas que conlleven a eficiencias en el costo del servicio de energía. No se ve viable que el usuario sea quien decida cambiar su medidor cuando lo estime conveniente ni tenga incidencia tecnológica en tal vital aspecto. Ello dejaría muerta la posibilidad del despliegue AMI en clientes residenciales ya que de cuenta del cliente nunca daría el paso de evolucionar.</p>
5	0.2 Despliegue de infraestructura AMI	0.2.1 Corto plazo, página 13	<p>Se menciona: El despliegue de la infraestructura puede acelerarse si son los propios consumidores los que perciben el incentivo económico para realizar el cambio de contador.</p> <p>Totalmente de acuerdo con la apreciación, sin embargo, la política pública debe llevar a implementar la pedagogía para que el cliente entienda los beneficios de la tecnología y su repercusión económica. Pedagogía que debe hacerse a todo nivel de clientes.</p>
6	0.2 Despliegue de infraestructura AMI	0.2.1 Corto plazo, página 13	<p>Se menciona: En cuanto a la gestión de los datos, los autores de este informe están totalmente alineados con la propuesta del Foco 5, consistente en que sea el distribuidor el responsable en la fase de despliegue de la infraestructura AMI, y en el largo plazo crear un nuevo agente para la gestión y acceso a los datos.</p> <p>Es una visión correcta, sin embargo la propiedad del medidor inteligente es crucial para dicho despliegue. En donde el cliente final no tiene la capacidad ni intencionalidad para inferir en cual medidor inteligente es el mas conveniente para el distribuidor y máxime para que los impactos a nivel de interoperabilidad sean los mínimos posibles.</p>
7	1. Modernización del sistema de distribución	1.2 Requisitos y mecanismos de AMI - página 19	<p>Se menciona: Se recomienda que la propiedad del equipo de medida sea del cliente, y que la implementación, operación y mantenimiento de la infraestructura AMI sea responsabilidad de los operadores de red.</p> <p>La propiedad del medidor del lado del cliente que implicaciones tendría? El cliente al ser el dueño podría seleccionar el medidor inteligente? Una respuesta afirmativa a la ultima pregunta seria muy perjudicial; dado que el medidor inteligente no debe verse como un componente aislado y hace parte de una solución completa AMI; la cual tiene que viabilizar aspectos de interoperabilidad que son totalmente ajenos y desconocidos para el cliente. El contrato de condiciones uniformes no da solución al tema ni el regulador podría asegurar una interoperabilidad 100% a nivel de medidores. La interoperabilidad debe asegurarse en capas superiores donde la información fluya sin problema.</p>
8	1. Modernización del sistema de distribución	1.2 Requisitos y mecanismos de AMI - página 19	<p>Se menciona: Debería existir un listado de definiciones único para todos los agentes, de manera que el conocimiento fuera común, al igual que la arquitectura del sistema y el estándar de interoperabilidad, para poder aprovechar las economías de escala en la adquisición de los equipos.</p> <p>Un estándar de interoperabilidad podría ser útil pero no asegura a hoy la interoperabilidad 100% a nivel de medidores, teniendo en cuenta que existen varios protocolos estándar que podrían ser adoptados por decisión de las distribuidoras y que entre los protocolos no existe compatibilidad. Limitar a un único protocolo podría resultar en detrimento del libre comercio. Se recomienda adoptar protocolos estándar como lo menciona la NTC 6079-2019 y que la interoperabilidad se centre en capas superiores mediante una plataforma MDM.</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





9	1. Modernización del sistema de distribución	1.3 Supervisión y control - Control híbrido descentralizado página 21	Se menciona para el tipo de control varias sistemas/plataformas de soporte: SCADA, OMS, DMS y DERMS. <i>En ningún momento se menciona a un sistema/plataforma crucial para el despliegue de Medición Avanzada que es el Meter Data Management (MDM). El MDM es el centralizador de datos de los AMI, realiza procesos VEE (Validación-Estimación-Edición) y prepara los datos para facturación integrado con el CIS (Commercial Information System). Después de ello el MDM se convierte en el puente y camino de intercambio de información para las plataformas mencionadas: SCADA, OMS, DMS y DERMS. Para de esa forma maximizar los beneficios del medidor inteligente.</i>
---	--	---	---

Comentario 5

De: **ANDRES ADOLFO AMELL ARRIETA**

fecha: sábado, 15 de febrero de 2020 a las 13:06

Asunto: COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE LA MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA - GAS NATURAL

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





OBSERVACIONES Y COMENTARIOS SOBRE EL DOCUMENTO DE LA MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA EN EL TEMA DE GAS NATURAL

Elaborado por:

Andrés Amell Arrieta

Ingeniero mecánico

Magister en Economía energética

Profesor titular de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Antioquia

Investigador senior

Coordinador del Grupo de ciencia y tecnología del gas y uso racional de la energía – GASURE-

Medellín, febrero 14 de 2020.

Sea lo primero reconocer el trabajo realizado por los autores de este documento, cuyo propósito es dar soporte para las transformaciones urgentes que requiere el sistema de gas natural en Colombia para contribuir significativamente a la seguridad energética nacional, calidad de vida de los ciudadanos, productividad del sector industrial y desarrollo sostenible.

Comparto una de las tesis centrales del documento relacionadas con la afirmación de que el mercado de gas natural en Colombia ha sido destruido, lo anterior como resultado fundamentalmente de la escasa operación de las centrales térmicas a gas natural que se instalaron en el país entre la década de los 90 y comienzo de este Siglo, ello derivado de decisiones en la planeación energética nacional en el sentido de promover la construcción de grandes centrales hidroeléctricas para darle confiabilidad al suministro de energía eléctrica, como efecto sucedió con la construcción y puesta en operación de las centrales Quimbo, Hidrosogamoso, Porce e Hidroituango. Lo que la experiencia internacional muestra es que la madurez y robustez del mercado de gas natural en un país o región se sustenta fundamentalmente en la demanda de la generación térmica, la industria petroquímica e industrias intensivas en energía térmica, y en algunos casos especiales en países con clima frío en un número significativo de horas/año para calefacción de espacios.

A mi juicio, el documento no ha considerado factores que también son determinantes o complementarios para garantizar en los próximos años un suministro confiable de gas natural a los diferentes sectores de la economía y la sociedad. Estos factores están relacionados con los siguientes asuntos:

- El uso del gas natural en Colombia en los diferentes sectores de consumo se caracteriza por muy baja eficiencia energética cuando se le compara con el estado de la técnica internacional y la intensidad energética en otros países. Así, por ejemplo, las siguientes situaciones son ilustrativas:



- En el sector residencial, el cual representa una demanda importante del consumo, las eficiencias de las tecnologías de cocción oscilan entre un 35% a 50%, cuando hoy existen tecnologías disponibles con eficiencias mayores a 60%.
- En el sector industrial, las tecnologías de generación de vapor con gas natural tienen un rezago tecnológico con respecto a las tendencias internacionales. En procesos de generación de vapor, las eficiencias actuales en la industria colombiana son menores a 80%, cuando en el estado de la técnica internacional se dispone de calderas de vapor con eficiencias mayores a 90%; en procesos de calentamiento a alta temperatura para transformación de materiales las eficiencias energéticas pueden estar entre el 20% y 30%, cuando se dispone de tecnologías de hornos con eficiencias mayores del 50%.
- En el sector de gas natural vehicular en Colombia la penetración no se ha realizado con vehículos cuyos motores de combustión interna sean dedicados al gas natural, la opción implementada en el país de convertir motores de gasolina a gas natural, si bien ha permitido el uso del gas natural en el sector, ello no garantiza condiciones óptimas de eficiencia energética y posiblemente en algunas condiciones, emisiones contaminantes críticas.
- En el sector de generación eléctrica, si bien en su momento se implementaron tecnologías de ciclo combinado con eficiencias energéticas aproximadamente del 50%, dado su grado de obsolescencia tecnológica en tanto a mayoría de ellas tienen más de 20 años de haber sido instaladas y más recientemente el uso de combustibles líquidos como combustible base de operación, configura una situación de rezago tecnológico con respecto a la nueva generación de ciclos combinados que se están instalando en el mundo, cuyas eficiencias son mayores a 60% y su rapidez para toma de plena carga se ha disminuido significativamente respecto a las tecnologías tradicionales, asunto este que en los actuales momentos en que la generación con fuentes renovables (eólica y solar), introduce situaciones de intermitencia en el suministro de energía, se requiere de respaldos con capacidad de respuesta inmediata.

La determinación de los potenciales de ahorro de gas natural al optimizarse su uso a través de la introducción de nuevas tecnologías más eficientes, representa un recurso adicional de este energético que puede tener una contribución significativa para atenuar el efecto de la disminución de sus reservas en los próximos años. Este asunto no ha sido considerado ni referenciado en este estudio.

- Si bien la opción de la importación de gas natural por la vía de gas natural licuado y plantas de regasificación se torna una alternativa válida para dar confiabilidad al suministro en los próximos años, en escenarios en que las reservas nacionales tanto convencionales (On shore – Off shore) y no convencionales (Fracking) no estén disponibles. No obstante, lo anterior, es conveniente que en el país se exploren otras alternativas complementarias que pueden resultar viables en términos técnicos y económicos, y que se soportan en la



disponibilidad de recursos nacionales y de tecnologías maduras para el desarrollo de estas alternativas. Al respecto hago referencia a la siguiente opción:

- Colombia tiene reservas importantes de carbón tanto de alta calidad como de bajo rango; técnicamente es posible transformar el carbón (Incluido el de bajo rango, tipo lignito) en gas natural sintético, para lo cual se requieren 2 procesos termoquímicos básicos: gasificación del carbón, con lo cual se obtiene gas de síntesis ($\text{CO}_2 + \text{H}_2$), seguido de un proceso de metanación con catalizadores para transformar este gas de síntesis en gas natural sintético de alta calidad, entendiéndose de muy alto contenido de metano.

Conviene aclarar que la tecnología de metanación no es una quimera ni está en los laboratorios; la primera planta denominada Great Plains Synfuels Plant fue instalada en el estado de Dakota del norte, Estado Unidos, en el año de 1988 con una producción de 4.8 millones de metros cúbicos normales/día. China está implementando un ambicioso programa para la producción de gas natural sintético mediante el proceso de metanación a partir de sus carbones que son de bajo rango (lignito), esperándose una producción de 60 billones de metro cúbicos normales/día, con lo cual esperan tener una forma efectiva y limpia para utilizar el carbón y reducir el déficit de gas natural en su economía, la primera planta que ha entrado en operación, Datang Kaqi SNG Proyect produce 4000 millones de metros cúbicos normales/año.

Otros asuntos que no se consideran en el documento y que son importantes para la discusión y toma de decisiones están relacionados con la siguiente situación:

- Si bien el documento se ha apoyado en datos tomados de la literatura internacional para referenciar costos de gas natural licuado y regasificación, no hace proyecciones de cuáles serían los precios finales esperados en el suministro de gas natural importado vía regasificación a la economía colombiana, información que es importante para la toma de decisiones y el análisis comparativo con otras alternativas.
- El advenimiento de la tecnología del fracking para la producción de gas natural no sólo está permitiendo en el caso de los Estados Unidos excedentes para la exportación vía GNL, sino también de otros hidrocarburos no metánicos (non methane) tipo etano y propano en grandes cantidades con precios competitivos al GNL. Esta situación está incidiendo en que algunos fabricantes de turbinas de gas este ofreciendo opciones con alta flexibilidad para el uso de combustibles gaseosos con composición química diferente, en condiciones de alta confiabilidad, eficiencia energética y bajas emisiones.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:	Energía		
Proyecto:	"Se pública para participación ciudadana de los documentos que contienen las propuestas de la Misión de la Transformación Energética: construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro"		
Fecha inicio:	28/01/2019		
Fecha fin:	12/02/2019		
Fecha Comentario:	14/02/2019 0:00		
Datos de contacto:	Correo electrónico:	andres.amell@udea.edu.co	
Nombre de la empresa o interesado:		Andrés Amell Arrieta - Universidad de Antioquia - Grupo GASURE	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
2	MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA EN EL TEMA DE GAS NATURAL		En el documento adjunto se presentan observaciones y comentarios sobre algunos tópicos que no han sido abordados en el estudio de la comisión y que considero son importantes para la transformación del sistema de gas natural en cColombia que garantice confiabilidad en el suministro, competitividad del sector y desarrollo sostenible.

Comentario 6

De: ASOCODIS

Fecha: sáb., 15 feb. 2020 a las 15:30

Asunto: Comentarios Proyecto de Decreto - Medidas para focalizar el otorgamiento de los recursos del FOES

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



Bogotá D.C., febrero 15 de 2020

ACDS No. 20-016

Doctora
MARÍA FERNANDA SUÁREZ LONDOÑO
Ministra de Energía
MINISTERIO DE ENERGÍA
Ciudad

ASUNTO: COMENTARIOS AL PROYECTO DE DECRETO PARA ADOPTAR MEDIDAS PARA FOCALIZAR EL OTORGAMIENTO DE LOS RECURSOS DEL FOES

Respetada señora Ministra:

Con relación al proyecto de decreto "Por el cual se adiciona un párrafo transitorio al artículo 2.2.3.3.4.4 del Decreto 1073 de 2015, con el fin de adoptar medidas para focalizar el otorgamiento de los recursos del Fondo de Energía Social – FOES", le expresamos que consideramos apropiada la medida consistente en establecer un periodo de transición en el cual se realicen los estudios y análisis que permitan la adopción de indicadores que capturen adecuadamente la capacidad de pago de usuarios en zonas rurales de Colombia, diferentes al Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas.

Por otra parte, de la interpretación de la propuesta normativa, observamos que el efecto de que se continúe empleando el Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas reportado por el DANE, como allí se propone, solo recae sobre los recursos del FOES¹, por lo que consideramos necesario que se incluyan además los esquemas diferenciales de prestación del servicio, como las Áreas de Menor Desarrollo, siempre que cumplan con el INBI, con el fin de que los usuarios ubicados en dichas zonas puedan acceder a la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en forma proporcional a su capacidad o disposición de pago (medición y facturación comunitaria; facturación con base en proyecciones de consumo; pago anticipado o prepago, períodos flexibles de facturación y suscriptor comunitario).

Lo anterior, toda vez que estas áreas al no estar contempladas en la transición, deberán ser atendidas mediante los esquemas tradicionales de prestación del servicio, lo cual implicará una serie de adecuaciones inmediatas para su normalización que generarán impactos en los usuarios y en el flujo de las empresas. Así mismo, dado que para aplicar alguno de los esquemas

¹ Parágrafo Transitorio: Con el objeto que los usuarios ubicados en las Áreas Especiales de prestación del servicio podan seguir accediendo a los recursos del FOES, a partir de los consumos generados en diciembre de 2019, y en adelante, se continuará empleando el Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas. (...) (Texto extraído de la propuesta del MME) (se subrayado y destacado)

Calle 98 No. 22 - 64. Oficina 516
Edificio La Cien
Santafé de Bogotá

Teléfonos (571) 5161732/1910
e-mail jcmanzun@asocodis.org.co
www.asocodis.org.co

RC - 021085-01

1

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





diferenciales de prestación del servicio es necesario celebrar con un Suscriptor Comunitario un acuerdo para realizar la lectura de los medidores individuales de los usuarios del área especial, el reparto de las facturas, las actividades técnicas para resolver las peticiones, quejas y sus reclamos, entre otras, es necesario contar con un tiempo adecuado para definir el responsable de la realización de dichas actividades.

Agradecemos al Ministerio considerar los comentarios planteados y quedamos a su disposición para ampliar lo que considere.

Cordialmente,



OLGA LUCÍA POLANÍA P.
Asesora General

Comentario 7

De: **Jaime Blandón**

Fecha: dom., 16 feb. 2020 a las 23:26

Asunto: Comentarios al documento de la misión de transformación energética



MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA Y MODERNIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA: HOJA DE RUTA PARA LA ENERGÍA DEL FUTURO.

A manera de introducción a estos comentarios, nos gustaría establecer que los mismos se centran en analizar las mejoras y la resolución de problemas actuales que aquejan al sector y al esquema, antes que la mera actualización por innovación o por moda. El hecho de que en algunos países desarrollados funcione una solución o esquema, no significa que trasladarla al nuestro lleve a una mejora apreciable, que de no hacerla nos haga sentir atrasados o inferiores.

Debemos observar lo que no está bien, lo que nos des-optimiza y lo que lleva a mayores costos injustificados para los usuarios del servicio. Es bajo esta óptica que debemos mirar las mejoras propuestas.

Foco 1 – Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

Comentarios:

1. MERCADO INTRADIARIO Y MEJORAS EN EL DISEÑO DE CONTRATOS Y MERCADOS BILATERALES

Respecto al tema de los mercados intra-diarios, consideramos que su implementación, aunque tiene muchos adeptos actualmente, debe analizarse desde la óptica de la conveniencia frente a los problemas que pretende resolver, ya que puede complicar la operación y liquidación del mercado. Por un lado se deben analizar los costos de la implantación y operación del mercado. Por otro lado se debe valorar la reducción del costo final al usuario, resultante de los costos que representan los re-despachos actuales y la mejora que supondría establecer un mercado para reducirlos, con el objetivo de que dicha reducción pague con creces los costos que supone la entrada del nuevo mercado, con sus costos administrativos, logísticos y operativos, en un ambiente de mercado donde enfrentamos un oligopolio que desarrolla estrategias de maximización de ingresos, y cuyo resultado final puede ser perfectamente un incremento de costos al usuarios final (¿qué garantiza que este nuevo mercado no caiga en los mismos vicios que hoy nos tienen tan alejados del costo incremental operativo que arrojan los modelos de optimización de costos de producción?). A nuestro juicio el problema de las restricciones operativas se puede enfrentar mejor desde la óptica de romper el oligopolio.

Pasar de un esquema en el cual los re-despachos se basan en despachar las plantas inmediatamente más costosas en orden de mérito (bajo el análisis de riesgo operativo), a la que sancionó el precio de bolsa (considerando costos de arranque y parada por supuesto), supone ya "per se" una optimización, a menos claro está, que hubiera un acuerdo bajo colusión de agentes que tuvieran previamente la información sobre la planta que saldría de servicio y hubiesen tenido la previsión de ofertar precios muy por encima del de bolsa. Este comportamiento no solo sería anticompetitivo y punible, sino que sería muy evidente para el operador del sistema. Pensar que un mercado para el cierre de

Medellín
Calle 88 No. 65-191 / C.E. Puerto Seco OF 331
☎ +57 (4) 604 32 72 ✉ ieb.presidente@ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





diferencias puede optimizar el esquema actual debe estar acompañado de demostraciones y simulaciones que permitan establecer que se lograría una mayor optimización y no que resultemos creando una nueva fuente de especulación de precios en un mercado ya de por sí bastante oligopólico.

Los nuevos precios de dicho mercado suponen que el agente incumplido recibirá sanciones (aparte de las actualmente establecidas), por lo que deberá considerar mecanismos de cubrimiento de riesgos que le significarán mayores costos variables y por ende se afectará el precio promedio de bolsa, llegando sin duda al usuario final (recuérdese que todos los costos del esquema deben y son pagados por los usuarios).

¿Será que alguien ha demostrado que dichos costos son altos y que pueden ser optimizados por un esquema de mercado intradiario?, ¿o será que solo estamos deseosos de copiar lo que suponemos exitosos mecanismos de otros países?

De otro lado debemos valorar las complicaciones adicionales que traeremos a un mercado ya de por sí complejo y lleno de reglas. ¿Cómo se puede simular el comportamiento de la bolsa para buscar atraer inversiones futuras el sistema con otros dos mercados subyacentes a la bolsa como son el AGC y este nuevo mercado? Como consultores hemos asesorado empresas que tenían intenciones de inversión en el mercado colombiano, y que han desistido al observar la complejidad de las reglas de juego. ¿Vamos a seguir complicando un esquema que ya tiene más de 3000 resoluciones? ¿De verdad este mercado es una necesidad sentida del esquema? La verdad es que ante el desconocimiento de la magnitud de los problemas de fondo que se quieren resolver con este mercado (tema al que nos referiremos luego desde el punto de vista de la información que requiere el sistema), no nos queda más que sugerir cuidado antes de decidir tomar ese camino.

En relación con el tema de contratos, el esquema no se pudo desarrollar hasta hoy para introducir mecanismos de cubrimiento de riesgos de la volatilidad de los precios de bolsa, con orientación hacia mercados de derivados financieros (estandarizados, informados, anónimos y líquidos). Sugerimos darle mucha relevancia a este tema porque de lo contrario vamos a terminar en un mercado de contratos bilaterales de largo plazo, como han terminado nuestros vecinos, donde se ha hecho obligatoria la contratación de la demanda regulada, perdiendo ahora sí, la oportunidad de introducir agentes reguladores del riesgo bajo el paradigma capitalista de un mercado anónimo y diversificado.

El servicio universal, entendido como la posibilidad de que todos los usuarios puedan de comercializador, es también un sueño perpetuo. Desde el inicio del esquema, el tamaño de los usuarios No Regulados bajó rápidamente desde 2 MW hasta 100 kW, quedándose ahí desde hace más de 20 años, con unas razones discutibles, como que se requería medición horaria en los usuarios pequeños con esquemas de comunicación al operador del mercado, a costos prohibitivos para los usuarios regulados. Este argumento puede resolverse con la utilización de curvas de carga típicas para los OR, pero ¿será deberemos esperar a que la tecnología arrase con cualquier excusa para hacer más participativo al usuario desde el mismo medidor o desde las redes sociales?

Un servicio universal permite negociar la energía libremente a los usuarios de todo tipo sin restricciones, es decir quitar la restricción de ser Usuario No Regulado para negociar la energía.

Medellín
Calle 98 No. 65-191 / CE Puerto Seco OF 333
+57 (4) 604 32 72 | web.prensajaviebo.com

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





De otro lado, vale la pena reconsiderar lo que ha venido ocurriendo con los costos de comercialización, que inicialmente fueron diseñados para ser compensados por toda la demanda, pero que posteriormente se cargaron solamente a los usuarios regulados. La lógica de la variabilización de los costos de comercialización con la demanda completa de los agentes, permitía recuperar dichos costos en función del consumo, por lo cual suponían que los agentes comercializadores deberían establecer su estrategia para recuperar parte de este costo en los Usuarios no Regulados. Como están las cosas actualmente, todo el costo de comercialización se pretende hacer por usuario, al punto de que se diseñó un cargo fijo, con lo cual dicho costo es ahora significativo dentro de la tarifa. La lógica técnica de que la atención no depende del consumo, debe ser analizada bajo la óptica de la solidaridad del sistema. Todos debemos pagar el servicio completo y es esperable que los que más consumen, aporten más, como resulta ser la lógica del resto de los componentes de la tarifa del C.U. Con esta misma lógica deberían entonces replantearse las tarifas del R y del P así como las tarifas estampillas del T y del D, que actualmente tienen un criterio marcado de solidaridad.

Bajo estas circunstancias el tope del C es muy alto para las empresas que atienden usuarios regulados porque toda la infraestructura de atención de los usuarios está siendo atendida por instalación y no por consumo. Obviamente esto va en contra del principio de solidaridad de la ley 143 de 1994 que ordena que las tarifas de los usuarios de estratos 1, 2 y 3 deberán tener la misma tarifa independientemente de su ubicación dentro del país o de la empresa que atienda al usuario.

2. PRECIOS NODALES

La adopción de tarifas nodales basadas en precios marginales localizados (LMP) en el Sistema Interconectado Nacional también va en dirección no favorable al principio de solidaridad de la ley 143, ya que resulta en diferentes costos para los estratos 1, 2 y 3 dependiendo de su ubicación geográfica. Puede argumentarse que los precios trasladados a los usuarios por parte de sus comercializadores en el sistema actual también diferencia entre agentes, llevando a costos distintos para los usuarios o que esto puede atentar contra la eficiente asignación de costos de generación, porque si todo el mercado ve el mismo costo, esto resulta en un desincentivo para la compra eficiente de energía por parte de los agentes (cosa que puede remediarse con otros mecanismos de asignación de costos), pero no puede olvidarse el mandato de la ley ("dura en la ley, pero es la ley")

Si bien es cierto que la actual metodología para el traslado de costos de generación por parte de los comercializadores a los usuarios finales regulados no cumple a cabalidad el principio de solidaridad de la ley 143, es un mecanismo mucho más cercano en términos de solidaridad, porque no incluye señales diferenciales de transporte en la generación como lo hacen las metodologías de precios marginales localizados.

Además, cabe resaltar que dentro de la historia del mercado eléctrico colombiano, ya se tuvo implementado un modelo de precios nodales en el STN, el cual fue descartado por el modelo de precio unificado actual, separando los costos de la transmisión en la letra T del C.U., ya que terminó dando señales inestables en el tiempo, como fue la sobre-instalación de generación a gas en el Magdalena Medio, donde varios inversionistas reclamaron que las señales de precios que inicialmente daban incentivos para instalarse en esa zona,

Medellín
Calle 88 No. 65-199 / C.E. Puerta Seca. DE 331
+57 (4) 604 32 72 | ieb.prensata@ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





rápidamente se invirtieron convirtiéndose en elevados costos debidos a la congestión que produjeron tantos agentes en la misma zona, impidiendo que la recuperación del capital invertido pudiera hacerse dentro de términos razonablemente estables. Esto ocurrió en una región donde se tenían buenos recursos de gas.

Actualmente la UPME y los transportadores son los encargados de analizar la conveniencia y posibilidad de acceso a la red, observando el principio de libre acceso y analizando las restricciones operativas que se producen cuando entran nuevos proyectos, y la conveniencia de que el sistema eléctrico haga las modificaciones que se justifiquen económicamente para permitir el acceso de nuevos generadores o usuarios, lo cual considera que las condiciones de transporte por la red no son las principales restricciones que condicionan los proyectos de generación o demanda, sino que resultan ser de capital importancia las razones técnicas del proyecto, de disponibilidad energética, de restricciones ambientales o sociales, económicas, etc. Si bien la red resulta ser definitiva para la viabilidad de un proyecto, en un sistema todavía tan radial como el nuestro, son los recursos de generación los que deben dar señales de crecimiento de la red y no al contrario. En ese sentido, es correcto, por ejemplo, llevar por parte del sistema, redes potentes hacia la Guajira, porque es allí donde se encuentran los recursos renovables más apetecidos por el país. Seguramente en un esquema de precios nodales no se justificaría hacer esas inversiones, las cuales fueron analizadas por la UPME desde el punto de vista país, independientemente de precios marginales localizados.

3. SERVICIOS AUXILIARES Y MECANISMO DE MERCADO.

En este aspecto resulta conveniente considerar la remuneración de la capacidad de aporte en la regulación primaria, asociada o no (eso dependerá de los estudios), con la inercia de las plantas actuales; es decir se podría considerar remunerar masas rodantes, baterías de uso en cortos periodos y resistencias de freno, e implementar los mecanismos regulatorios que permitan un servicio complementario independiente de suministro de potencia reactiva para control de tensiones en regiones donde la misma se requiera (condensadores sincrónicos, SVC, Statcom, bancos de condensadores, etc.).

De otro lado, podría retomarse el estudio del incentivo de remuneración para los servicios de arranque en negro (Black Start).

4. MITIGACIÓN DEL PODER DE MERCADO

En la mitigación de poder de mercado es interesante analizar la implementación de un mecanismo de Separación Administrativa de Ofertas para las plantas grandes (dígase por ejemplo, mayores de 300 MW, o las que hagan que el porcentaje de participación de la empresa en el mercado supere un determinado valor), de los agentes que hagan parte del oligopolio del mercado (medido con indicadores como C1, C2, C3, C4, HH, u otros), que consiste en obligar a estos agentes a entregar a terceros, mediante mecanismos regulados de convocatorias, la oferta de generación de sus plantas más grandes en el mercado Spot, sin recibir instrucciones centralizadas por parte del dueño de la planta.

Medellín

Calle 88 No. 65-191 / C.E. Puerta Seca OF 331

+57 (4) 604 3272 ieb@repositorio.ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





5. MECANISMO DE SUFICIENCIA DE RECURSOS A LARGO PLAZO

En el tema de los Contratos es importante mencionar que aunque el sistema colombiano se diseñó para tener múltiples opciones de cubrimiento del riesgo de la volatilidad de los precios de bolsa, resultamos manejando solo los contratos bilaterales, lo cual condujo a un acaparamiento de los generadores como comercializadores, prácticamente eliminando a los comercializadores no asociados con generación, de tal forma que el índice de energía contratada/generada se acerca cada día más a la unidad, lo que significa que el esquema es cada día más cercano a un mercado físico y no financiero.

En esas circunstancias, la idea de obligar a que se haga contratación de largo plazo por parte de los comercializadores que atienden mercado regulado (como han hecho otros países vecinos en mercados claramente menos desarrollados que el nuestro), no solo elimina de tajo la sana especulación de precios bajo competencia, sino que muda la filosofía original de mercado moderno flexible, líquido y transparente que se pretendió instaurar desde la ley 143 y su orientación a mercados financieros, para irnos a la visión de un mercado hecho para los generadores.

Los contratos de largo plazo son deseables para los usuarios regulados, los comercializadores de última instancia (**incumbentes** o asociados con el OR), deben propender por conseguirlos, pero la obligatoriedad regulatoria para este tipo de contratos resulta claramente inconveniente si se desea la participación equitativa y transparente de múltiples actores en el mercado de riesgo de la volatilidad del precio. Esto en razón de que a través de la implementación de los contratos a largo plazo, si bien se logran señales estables para los usuarios no regulados, se pueden perder las ventajas de las dinámicas propias de los mercados de energía y la optimización de los precios cuando se tiene multiplicidad de ofertas.

Finalmente, el pretender vincular generación física con contratos obligatorios es una señal inequívoca de llevarnos hacia mercados físicos, por lo que debe hacerse todo el esfuerzo para eliminar esas propuestas de cualquier modificación del régimen actual.

5.1 CARGO POR CONFIABILIDAD

La ruta más adecuada a seguir para la suficiencia energética en el largo plazo en Colombia consiste en modificar el esquema actual del Cargo por Confiabilidad. Las modificaciones podrían orientarse a diferenciar la estacionalidad en la cual se determinen los valores a pagar según las condiciones hidrológicas del momento.

Algunos de los ajustes necesarios al Cargo por Confiabilidad son:

Las ofertas de Cargo por Confiabilidad podrían separarse dependiendo del tipo de tecnología de generación. Lo anterior es debido a que el costo de generación varía para cada tecnología, por lo que el cargo podría ser diferente por tecnología (un precio de escasez diferencial, con cargo diferencial).

El Cargo por Confiabilidad es necesario para ciertas épocas del año, y no para todos los

Medellín
Calle 88 No. 65-191 / CE Puerto Seco OF 331
☎ +57 (4) 604 3272 | ✉ ieb.prens@ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co



meses. En este sentido, lo que puede analizarse es considerar el pago para los meses de sequía únicamente. Estos meses serían determinados por el Operador del Mercado y podrían extenderse en los años del Niño.

Así mismo, uno de los ajustes sugeridos para el Cargo por Confiabilidad es la necesidad de establecer una metodología que permita determinar la demanda que está en riesgo de no abastecerse, es decir la demanda real que se debe cubrir con el Cargo por Confiabilidad y pagar por este cubrimiento, ya que la metodología actual del Cargo por Confiabilidad considera el cubrimiento de toda la demanda, como si toda esta demanda estuviera en riesgo en una sequía o fenómeno climático (existe una demanda que no tiene riesgo de desabastecimiento por las características de la matriz energética del país, independientemente de las ofertas que hagan los generadores en épocas de sequía).

5.2 CARGO POR CONFIABILIDAD PARA LAS PLANTAS MENORES A 20 MW CON ENERGÍA EN FIRME IGUAL A LA ENERGÍA GENERADA.

El Cargo por Capacidad Resolución CREG 116 de 1998 fue el inicio de la regulación en el primer esquema de cargo para el asegurar el abastecimiento de la demanda de energía, a través de un mecanismo no garantizado de remuneración de la inversión por kW instalado de los generadores que contribuyeran a la confiabilidad del Sistema bajo criterios de eficiencia y de hidrología crítica.

Esta Resolución vinculó directamente al Cargo a los generadores con capacidad mayor a 20MW en sus definiciones, así "*Capacidad Remunerable Teórica - CRT. Es la capacidad de generación que cada planta hidráulica o unidad térmica despachada centralmente, aporta en un Despacho Ideal al abastecimiento de la demanda en condiciones hidrológicas críticas*", "*El Cargo por Capacidad se recaudará a través de los generadores con base en su energía despachada.*"

Así mismo, en el actual esquema regulatorio para asegurar abastecimiento de la demanda llamado Cargo por Confiabilidad, fundamentado en la resolución CREG 071 de 2008, se estipula que las plantas no despachadas centralmente no participan en el proceso de subasta, sin embargo, dio la exigencia de que, ante una condición crítica donde el Precio de Bolsa supera el Precio de Escasez, las plantas No Despachadas centralmente deberán producir Energía en Firme.

En este sentido, para las plantas menores, la CREG dio los incentivos para este tipo de proyectos de generación ya que en la Resolución 071 de 2008 (Cargo por Confiabilidad), se determinó explícitamente que las plantas No Despachadas Centralmente recaudan el Cargo por Confiabilidad por sus ventas en Bolsa de energía, es decir, quedan exentas de liquidación por este concepto, tal y como lo estipula la resolución en mención:

Conciliación, Liquidación y Facturación del Cargo por Confiabilidad:

(...)

"las plantas no despachadas centralmente solo recaudan Cargo por Confiabilidad por

Medellín
Calle 58 No. 65-191 / C.E. Puerto Seco Of. 311
+57 (4) 604 32 72 | ieb@puertoaseco.gov.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





*sus ventas de energía en bolsa**

Cálculo del Costo Equivalente Real en Energía del Cargo por Confiabilidad (CERE)

(...)

"Para las Plantas no Despachadas Centralmente se considera exclusivamente sus ventas de energía en bolsa."

Lo anterior, significa que las plantas no despachadas centralmente, si no venden la energía en bolsa, recibirán con el objeto de tener los incentivos adecuados, una retribución correspondiente al CEE o CERE (Valores que son incluidos dentro de los costos variables con los que se forma la oferta de todos los generadores), lo cual, se encuentra ratificado en el Documento CREG-085 de respuesta a comentarios al proyecto de Resolución CREG 043 de 2006:

"Aquellas plantas y/o unidades de generación no despachadas centralmente a las que se les calcule Energía Firme de conformidad con la metodología aprobada para tal efecto, recibirán una remuneración equivalente al CEE vigente, si no vende en bolsa. La energía firme aportada por estos recursos será descontada de la demanda a subastar anualmente."

Producto de lo anterior, se han desarrollado proyectos de generación con capacidad menor a 20MW, con los cuales se ha garantizado y complementado el abastecimiento de la demanda de energía en corto, mediano y largo plazo, como beneficio para el sistema en general.

Por tanto, no aludiendo a neutralidad tecnológica, sino a la condición inferior de economía de escala de las plantas menores, es crucial mantener un Cargo por Confiabilidad igual a la energía generada de las plantas menores a 20MW, por las siguientes razones:

1. La matriz energética colombiana tiene una marcada ventaja en las generaciones de energía renovables y en el sector eléctrico se tienen economías de escala; sin embargo, estas economías de escala no aplican para las plantas de menor tamaño, las cuales tienen un costo de inversión por ~~kWh~~ generado, superior al que tienen los grandes proyectos de generación.
2. Dado que los grandes proyectos hidráulicos de generación en la era moderna tienen tal oposición social y ambiental, el crecimiento en fuentes renovables ocurrirá con pequeñas centrales de generación renovables, por tanto, se deberían dar y mantener los incentivos adecuados para el desarrollo de este tipo de proyectos.
3. Mantener un Cargo por Confiabilidad igual a la energía generada de las plantas menores a 20 MW garantiza los ingresos que han permitido el apalancamiento necesario para lograr el cierre financiero y la construcción de este tipo de proyectos, los cuales han respondido a las necesidades del país.

Medellín
Calle 43 No. 45-191 / C.E. Puerto Seco OF 331
☎ +57 (4) 604 32 72 | www.ieb.gov.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





4. La viabilidad financiera y económica de las plantas no despachadas centralmente dependen en gran medida de los beneficios del CXC o CERE, lo cual ha sido motivado por el Regulador en los incentivos dados para estas plantas en la Resolución 071 de 2006; y debe tenerse en cuenta que en caso de no contar con estos beneficios, los inversionistas de este tipo de proyectos tendrían menores retornos y por tanto, el desarrollo de los mismos se reduciría o cesarían, lo cual desincentiva el crecimiento y el desarrollo del portafolio de generación complementaria.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA Y MODERNIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA: HOJA DE RUTA PARA LA ENERGÍA DEL FUTURO.

Foco N°2: El gas natural en la transformación energética. Abastecimiento, suministro y demanda.

Propuesta: A las plantas existentes se le reconocerían los costos fijos de suministro y transporte de gas natural de una manera exógena.

Comentario: El alto costo del suministro y transporte de gas no se resuelve sacando exógenamente dichos costos, sino permitiendo que las plantas puedan transar los precios de suministro con mecanismos de adjudicación más transparentes y competitivos y de otro lado los costos de transporte con mayor flexibilidad. En este caso sería conveniente revisar el mecanismo de asignación de costos fijos y variables en el transporte. Sacar los costos de suministros y transporte significa renunciar al mercado, lo cual termina siendo pagado por el usuario a un costo mayor. Dependiendo siempre de fórmulas tarifarias no es una solución óptima en donde los mecanismos de mercado pueden ser una mejor opción.

En especial se sugiere corregir prontamente la señal actual de remunerar el transporte a través de contratos bilaterales con un elevado porcentaje de costo fijo, impuesto por el regulador. Esta señal está llevando a costos no competitivos de los térmicos a gas, dando al traste con una tecnología de generación de energía importante en los períodos de sequía del país. Los generadores actuales han debido refugiarse en los combustibles líquidos buscando sobrevivir con el Cargo por Confiabilidad, mientras los proyectos nuevos se ven supeditados a ubicarse en cercanías de las bocas de pozo. La idea podría ser flexibilizar la contratación del transporte de gas durante períodos de invierno (bajos costos fijos y variables) para dar posibilidades competitivas al gas en los períodos normales, y establecer un mecanismo que pase a costos de transporte más onerosos para los térmicos a gas (costos variables fijos y variables altos), durante los períodos de escasez hidrológica, que serían definidos por el Operador del Sistema. Así los generadores térmicos a gas podrían competir con mejores opciones durante los períodos menos restrictivos hidráulicos (sin congestionar el tubo), mientras deben considerar su funcionamiento con líquidos durante los períodos de verano intenso, probablemente sin contratos de transporte durante el Niño, pero con cubrimientos de OEF a partir de combustibles líquidos. Actualmente la señal es no tener nunca contratos de transporte por el elevado cargo fijo.

Propuesta: Con relación a las convocatorias públicas que llegue a realizar la UPME, se recomienda que la adjudicación se sujete a minimizar un CAPEX y un OPEX Anual que ofrecerían los proponentes, implícitos en el ofrecimiento de un Ingreso Anual con un horizonte de diez (10).

Comentario: En los criterios de selección para los desarrolladores de proyectos, los 10 años que proponen es un período muy corto para analizar el desempeño del negocio, se sugiere considerar los mecanismos de convocatorias del sector eléctrico eligiendo un orden de 20 a 25 años para la evaluación completa; esto garantiza estabilidad en las reglas del

Medellín
C.E. 88 No. 65-191 C.E. Puerto Seco. Of. 111
+57 (4) 604 32 72 | ieb@ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





juego para aquellos que entren, dado que son activos de uso que tienen una vida útil y una recuperación muy larga. Igualmente se deberían dejar claras las reglas de cómo se seguiría remunerando la inversión luego de alcanzar el horizonte de la convocatoria.

Propuesta: Desregulación de los procesos de comercialización del gas.

Comentario: En cuanto a la comercialización de la producción se tiene que ser muy cuidadoso cuando se hacen propuestas de liberar el esquema de comercialización de gas, ya que dicha liberación debe obedecer a un estudio muy contundente sobre las condiciones de poder de mercado. La protección del usuario tiene que ser la prioridad de la regulación ante dicha eventualidad.

Propuesta: Se propone tener un plan de expansión centralizado donde la entidad que está a cargo, en este caso la UPME, garantice un Sistema Nacional de Transporte con infraestructura suficiente para los siguientes 10 años. Donde habrían dos tipos de proyectos:

- Estratégicos
- Indicativos

Donde se propone que los proyectos estratégicos se sometan a convocatorias públicas y los indicativos simplemente través de consultas públicas.

Comentario: Referente al plan de expansión del Sistema Nacional de Transporte – SNT, es recomendable que todos los proyectos adelantados por la UPME obedezcan las reglas de convocatoria pública de la misma forma que se hace en la transmisión eléctrica. Esto no solo garantiza transparencia, sino fundamentalmente precios competitivos a la hora de adjudicar.

Medellín

Cl. 88 No. 65-191 C.E Puerto Seco, Of. 331
+57 (4) 604 32 72 | ieb@ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





MISIÓN DE TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA Y MODERNIZACIÓN DE LA INDUSTRIA ELECTRICA: HOJA DE RUTA PARA LA ENERGIA DEL FUTURO.

Foco N°3: (Fase I) Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda.

Propuesta: Despliegue de AMI.

- Etapa 1: Priorización en los mercados con pérdidas e indicadores de calidad por encima del promedio nacional (primeros 3 años) - Quick Wins. El objetivo será desplegar AMI en las cabeceras municipales de dichos mercados, priorizadas por tamaño hasta completar el 75% de la energía distribuida con especial foco en barrios subnormales.
- Etapa 2: Simultáneamente, desplegar AMI en todo el restante mercado del país hasta acumular el 75% de la energía vendida (en 5 años) en cascos urbanos, empezando por capitales departamentales y permeando por tamaños de las cabeceras municipales.
- Etapa 3: El mercado residencial rural (con un plazo de 6 a 8 años) al menos en un 50% de la energía vendida ya que primero se tienen que dar las condiciones de modernización de la red y la habilitación de los sistemas de comunicación asociados con AMI, que son de elevado precio.
- Etapa 4 (opcional): Se recomienda que pueda existir la opción en la que todas las etapas se completen al 100% del despliegue AMI (que implica toda la demanda) siempre y cuando para las colas nunca se le cobre al usuario el costo del medidor ni de su plataforma de integración en comunicaciones o software.

Comentario: Se sugiere coordinar a los ministerios de las TIC y el Minas y Energía, para abordar conjuntamente los temas de las tecnologías de Comunicaciones en las zonas rurales. Lo anterior permitirá resolver no solo un problema puntual de la información que requiere el Sistema del AMI (que no tiene requerimientos grandes en cuanto al volumen de datos en zonas rurales para AMI como se conciben actualmente), y las necesidades de energía, interconexión de internet, televisión y otros servicios que requieren las comunidades Rurales. La idea es coordinar los cubrimientos de ambas necesidades, a través de institucionalidades transversales.

Propuesta: La implementación, operación y mantenimiento de la infraestructura AMI debe estar bajo la responsabilidad de los operadores de red, teniendo en cuenta su experiencia sobre sus zonas de operación y conocimiento en general del funcionamiento del sector eléctrico.

Comentario: De acuerdo con la ley 142 la responsabilidad del medidor de energía es del usuario, pero se colige que el regulador puede establecer si la gestión de las medidas se puede entregar a un tercero, que ojalá sea el Operador de Red, dado su conocimiento directo sobre los usuarios. Esto dependerá mucho del cambio actitudinal que puedan tener los OR frente al tema, ya que actualmente se muestran reticentes al AMI porque no lo

Medellín

Cll. 80 No. 45-391 C.E. Puerto Seco, Of. 331

+57 (4) 604 32 72 | ieb@ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena

USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





consideran necesario, les preocupa el costo y quién lo pagará, y no son conscientes del valor agregado de la información sobre el usuario que tendrá quien gestione el AMI. En estas circunstancias podría ocurrir que terceros interesados se les puedan anticipar y que el regulador decida abrir esta actividad a nuevos agentes, complicando innecesariamente la operación.

Propuesta: Establecer un Comité Permanente de Expertos interdisciplinario conformado por los diferentes interesados para la definición y actualización de los mecanismos de interoperabilidad y ciberseguridad en busca de tener un marco técnico y regulatorio claro y neutro y que además se haga cargo de:

- Desarrollar la adecuada fórmula para asignar costos y beneficios entre el comercializador, operador y cliente final (cerca del 45% del mercado ya está en el eficiente de pérdidas)
- Considerar ahorros de funciones presenciales actuales (suspensión, reconexión, lectura, facturación, entre otros) para compartir ahorros con el usuario.
- Basado en las experiencias en otros países, se requiere una cuidadosa socialización con los consumidores para lograr la aceptación de esta tecnología
- Resolver problema de confidencialidad de la información
- Definir la organización de la administración de la información AMI

Comentario: Consideramos que la propuesta puede ser más ambiciosa en relación con este Comité, ya que el mercado no solo tiene problemas técnicos relacionados con la información y la ciberseguridad, sino que tiene falencias sobre la información pública que requieren los interesados del sistema (agentes, empresas, consultores, universidades, etc.) Debido a esto se propone que dicho Comité inicie estableciendo la información que debe ser pública dentro del sector eléctrico y que sirva de cuerpo consultivo para el Ministerio y para la CREG, quienes deben dar las pautas a las instituciones y agentes para que efectivamente la información que haga mercados completos y transparentes, sea pública.

Propuesta: mejorar los programas existentes (DDV y ofertas de RD en el mercado diario). La mejora debe estar asociada con evitar las prácticas identificadas como barreras, en donde se realice una apertura del mecanismo a diferentes agentes (e.g., que la DDV no sea exclusiva de generadores con OEF). En general, se propone que tanto la DDV como la oferta de RD tenga una apertura para los agentes del sistema y que no tenga como único objetivo la cobertura del cargo por confiabilidad.

Comentario: Esta propuesta, aunque en principio busca ampliar el mercado de la demanda desconectable, debe ser revisada detenidamente porque podría prestarse para que ciertos agentes (como los propios OR por ejemplo), puedan abusar de sus propios usuarios, desconectándolos para cubrir su compromiso de Demanda Desconectable, en condiciones de aceptación poco claras para los usuarios.

Propuesta: se debe tener como prioridad brindar señales de precio a la demanda. Así, se

Medellín

Cl. 88 No. 65-191 C.E Puerto Seco, Of. 331

+57 (4) 6043272 iebijeb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena

USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co



deben desarrollar en el corto plazo tarifas de tiempo de uso, que no requieren la masificación de AMI ni canalizadores. Para esto, la liquidación de la energía consumida puede asociarse con la curva de carga del transformador de distribución

Formular y reglamentar en el corto plazo, el acceso de programas de RD desde el nivel del OR. En este sentido, es prioritario tener en el corto plazo un programa de interrupción de carga.

Se debe permitir y normalizar (a través de los canalizadores), las ofertas de desconexión en la operación diaria del sistema.

Se debe contratar un estudio que permita identificar cuáles son los mercados de servicios auxiliares que tendrían mayor impacto positivo en el sistema eléctrico colombiano, y cómo se deben estructurar estos mercados.

Se debe pasar progresivamente de tarifas de tiempo de uso a tarifas en tiempo real.

Comentario: La inclusión de mecanismos para mejorar la elasticidad precio de la demanda de los usuarios Regulados y su mayor participación en el mercado, no necesariamente debe esperar a la implementación del AMI. Con el medidor actual de los Usuarios Regulados, se puede utilizar la curva de carga del circuito o la agregada del Operador de Red para tener un precio horario, el cual se puede utilizar para declarar el servicio universal en quienes así lo deseen y de ofrecer la posibilidad de cambio del comercializador de última instancia (Operador de Red), o para quienes quieran asumir directamente el riesgo de la volatilidad del precio de la bolsa, incluso siendo atendidos por el Comercializador de última Instancia.

En cuanto al paso de tarifas de distribución promedio a tarifas horarias el cambio debe analizarse con detenimiento, ya que los usuarios regulados consumen más durante la demanda máxima, justamente por ser residenciales, con precios reales mayores en la distribución ya que exigen más de la red. Debe establecerse si los usuarios comerciales e industriales en Colombia, están o no subsidiando a los residenciales, durante los períodos de demanda media y baja, y la incidencia que tendrá la nueva matriz energética que se vislumbra en el país a partir de las Energías No Convencionales. De esta forma se puede establecer el impacto esperado y la conveniencia o no de pasarse a un esquema de cobro de la distribución por horas. No obstante, la señal de costos horarios en la distribución tendría un efecto beneficioso respecto del mejoramiento de la elasticidad precio de la demanda que es un efecto esperado en el largo plazo para el esquema.

Propuesta: Dado que los factores de desempeño del sistema eléctrico cambian notablemente cuando se logra poner en servicio un proyecto de STR o STN, se recomienda que se especifiquen solo dos horizontes (corto y largo plazo), con el primero de ellos hasta 5 años (para la ejecución de proyectos en redes de SDL y subestaciones existentes del SDL y STR) y el segundo del año 8 al año 15 que se considera como LP para desarrollar proyectos del STR y el SDL nuevos. El año 15 está sugerido para poder incorporar las realidades de tiempo de ejecución de proyectos de STR y conexión al STN y por supuesto darle cabida a las transformaciones de largo plazo que se deben dar en la red para habilitar las nuevas dinámicas de mercado que se han expuesto en este informe

Comentario: La denominación de planeación de corto, mediano y largo plazo se relaciona con el nivel de detalle que debe usarse para verificar el desempeño de la red en cada

Medellín
Cl. 88 No. 65-391 CE Puerto Seco, Of. 331
+57 (4) 604 32 72 | ieb@ieb.co

Colombia: Medellín | Bogotá | Barranquilla | Cartagena
USA - Houston | Perú - Lima | Chile - Santiago | Guatemala - Ciudad de Guatemala

www.ieb.co



período. Siempre y cuando la planeación de corto plazo utilice todas las herramientas que actualmente requiere, tales como los flujos AC, los criterios de confiabilidad (n-1 y n-1-1, ENS, etc.) y los estudios de estabilidad, es perfectamente aceptable eliminar el concepto de planeación de mediano plazo para el sistema.

Comentario 8

De: **Alexander Sierra Vargas** <

Fecha: lun., 17 feb. 2020 a las 9:45

Asunto: Propuestas de documentos de la Misión de la Transformación Energética

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



Bogotá D.C., 14 de febrero de 2020

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

Asunto: Comentarios a las Propuestas de documentos de la Misión de la Transformación Energética.

Respetada doctora María Fernanda,

En atención a la amable invitación para remitir comentarios a los documentos propuestos de la Misión de la Transformación Energética, queremos felicitar al Ministerio por adelantar este trabajo con tanta rigurosidad y cuidado, asimismo, manifestar todo nuestro apoyo a la hoja de ruta planteada por los expertos, y recomendamos para el foco dos, su aplicación de manera completa, puesto que un cambio en una sola dimensión no lograría con éxito la transformación deseada.

Anexamos el respectivo formulario con las observaciones y consultas por parte de TGI SA, ESP en relación con los focos uno, dos y cinco. No obstante, resaltamos lo siguiente:

Estamos de acuerdo con las políticas que coadyuvan a la participación de los generadores térmicos en el mercado mayorista de energía eléctrica. Para lo anterior, se recomienda ajustar la regulación del cargo por confiabilidad para que las plantas térmicas se les asigne una ENFICC acorde con la duración de los contratos de suministro y transporte de gas natural y un precio que cubra sus costos fijos.

Es acertado buscar las garantías del suministro de gas natural, lo que generaría una mayor confianza en una demanda que es elástica frente a otros energéticos, para ello, estamos de acuerdo con las propuestas que permiten la viabilidad de mayor oferta nacional de los desarrollos de gas convencional y no convencional, y la necesidad de la alternativa de importación de gas adicional a la ya existente, como un vínculo de Colombia al mercado mundial. Sobre el tema de suministro, manifestamos también nuestro interés por los resultados y conclusiones del estudio de reservas de Gas Natural adelantado por Poten & Partners, para la ANH del cual el sector requiere saber si será adherido a los documentos de la Misión o será expuesto públicamente.

Agradecemos su atención y confiamos en que nuestras observaciones sean de utilidad dentro del desarrollo de las importantes iniciativas de la Misión de Transformación Energética.

Cordialmente,
[Signature]
MAURICIO VERA
Presidente (E)

Elaboró: DRS Alexander Serna Vargas - 470 LAS 45
Revisó: DRS Juan Pablo Henao, DRS Luis Alfredo Serrano, Guillermo González, PRR/ Angélica Rivera
Aprobó: PRR/ Mauricio Vera Maldonado

Anexo Formulario para recepción de comentarios de la ciudadanía y partes interesadas.
Lista de distribución: Gerencia de Asesoría

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS

Sector:	Energía
Proyecto:	"Se publica para participación ciudadana de los documentos que contienen las propuestas de la Misión de la Transformación Energética: construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro"
Fecha inicio:	28/01/2019
Fecha fin:	15/02/2019
Comentario:	
Datos de contacto:	Correo electrónico: alexander.sierra@tgi.com.co
Nombre de la empresa o interesado:	TGI SA ESP

No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
2	Diagnóstico	Documento: Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. Páginas 4-10, 18-20.	Estamos de acuerdo con la flexibilización de las condiciones de la demanda térmica, ya que su participación en el mercado de gas natural mejorará las condiciones y la competitividad de los sectores de gas natural y eléctrico.
3	Propuestas De las plantas de regasificación	Documento: Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. Página 15.	Es necesario aclarar la remuneración de las plantas de regasificación. Entendemos que la intención está en recibir un ingreso regulado pagado por la demanda beneficiaria que disminuirá con los contratos de capacidad de regasificación que se firmen.
5	Mercado de gas y la comercialización de la producción - modelo de mercado	Documento: Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. Página 29.	De acuerdo con los estudios realizados por TGI, no existe una única manera de implementar un entry - exit. Para lograr el objetivo deseado de aumentar la competencia se debe buscar una implementación que ayude a su cumplimiento. En este sentido, proponemos que el esquema sea de costo marginal y suponiendo que la producción puede ser repartida entre todos los puntos de salida de manera proporcional. Esto último ayuda a mitigar la señal de distancia que se puede llegar a tener, nivelando en lo posible las tarifas en las diferentes salidas e igualmente en las entradas. Es totalmente relevante, que la metodología de remuneración sea mediante revenue cap. De otra parte, este esquema debe ser complementado con la estampilla de los gasoductos ramales, que se debería continuar cobrando como un costo adicional estampillado, en adición a las tarifas de entrada y salida.
6	Mercado de gas y la comercialización de la producción - modelo de mercado	Documento: Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. Página 30.	En el primer párrafo de la página mencionada, se trata el concepto del acceso a la red de transporte de una manera general, incluso convirtiéndolo es un esquema transaccional, sin diferenciarlo del acceso físico. En ese sentido es importante aclarar que el transportador tiene un proceso regulado para dar el acceso físico a su infraestructura, el cual entendemos no cambiaría. Sería el acceso a la capacidad de transporte, el cual, por el cambio de metodología, ya no sería por contrato y ruta sino por las reglas propias, resultante de la aplicación del modelo entry - exit.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
 Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
 Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





7	Mercado de gas y la comercialización de la producción - modelo de mercado	Documento: Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. Página 36.	Entendemos del documento que en caso de existir un proyecto estratégico o indicativo complementario a la infraestructura existente (como es el caso de una ampliación de capacidad, bidireccionalidad o adecuaciones), este debe ser desarrollado por el transportador incumbente. Nos parece conveniente que esto sea claro en el primer párrafo de esta página para los efectos del documento.
8	Mercado de gas y la comercialización de la producción - modelo de mercado	Documento: Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. Página 45.	En relación con los servicios complementarios mencionados en esta página, es importante que se aclare que estos se refieren a la comercialización de las capacidades de esos servicios y no a la definición operativa de los mismos, que deberían ser definidas por los transportadores, a través de parámetros y condiciones técnicas, de acuerdo con las condiciones del sistema. Debe existir claridad en que un aspecto es la operación y definición de capacidad del sistema (actividad a cargo de los transportadores) y otra la gestión comercial o de asignación de esas capacidades (actividad del gestor técnico). Sugerimos que esta diferencia entre gestión y operación sea aclarada para todas las funciones a cargo del gestor técnico. Siempre se debe propender por el menor riesgo del SNT. Los servicios mencionados en el estudio hoy son prestados por el transportador y son sustentados en la operación segura y confiable del sistema. Para los servicios de tarifa libre, es importante considerar que los valores a remunerar deben ser definidos por el transportador, quien es el que conoce el desgaste y los gastos asociados a dichos servicios. Nuevamente sería poco conveniente que la remuneración pueda ser definida por el gestor técnico. En pocas palabras, el gestor realizará un programa de transporte de salida y entradas, más servicios complementarios, que deberán ceñirse a las capacidades definidas previamente por el transportador y a las condiciones operativas del sistema. Por esta última condición (condiciones operativas diarias del sistema), es probable que existan servicios no firmes, que deban ser autorizados diariamente por el transportador, con unas condiciones claras establecidas previamente e informadas al gestor técnico.
9	Mercado de gas y la comercialización de la producción - modelo de mercado	Documento: Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. Página 45.	Consideramos que debe existir claridad en que un aspecto es la operación y definición de capacidad del sistema para la prestación de los diversos tipos de servicios (actividad a cargo de los transportadores) y otra la gestión consistente en la administración de los servicios que se definan. Dicha administración incluye actividades como: asignación, facturación, recaudo, manejo comercial de las inyecciones y extracciones, entre otras (actividades a cargo del Gestor Técnico). En cuanto a la función asociada con la entrega del pliego tarifario a la CREG por parte del gestor técnico, es importante considerar la posibilidad de que sean los agentes quienes entreguen directamente a la CREG para que sean establecidas las tarifas entry-exit. Lo anterior, considerando que los activos existentes ya tienen valores determinados, que cambiarán cuando terminen Vida Útil Normativa, y los nuevos proyectos, tendrán la revisión correspondiente por parte del planeador y del gestor técnico, pero será algún agente claramente identificado quien debería tener la responsabilidad de realizar el envío de dicha información directamente a la CREG.
10	Gestor Técnico	Documento: Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. Página 69.	En este punto no se considera la participación de los transportadores en este gestor técnico, lo que sí sucede en apartes anteriores del documento. Nos parece importante que dicho aspecto sea reafirmado en esta sección. En cuanto al control, propuesto por la misión con una restricción de hasta el 5% de participación societaria de cualquier agente, nos parece más adecuado que se establezca simplemente la obligación de que no exista control, sin especificar un porcentaje societario en particular. De la anterior manera se permitiría que los transportadores existentes realmente puedan conformar dicho gestor técnico.
11	Separación de actividades	Documento: Consultoría en apoyo a la misión de transformación energética en los temas de abastecimiento, comercialización, transporte, almacenamiento, regasificación, demanda, aspectos institucionales y regulación de gas natural. Página 69.	Estamos de acuerdo con la propuesta de permitir que la actividad de transporte pueda integrarse con la de distribución. No obstante, consideramos importante que en cuanto a la participación societaria de transportadores en comercialización y producción/importación, se mantenga la regla actual de no prestar directamente la actividad, pero permitir una participación en el capital social.
13	Restricciones verticales – el caso del gas natural.	Documento: Foco 5 - Institucional y Regulatorio, página 20	El documento considera la actividad de regasificación como una actividad en competencia. Nos parece relevante que se realice la distinción en este aspecto, diferenciando la operación de una planta (actividad claramente pasiva e independiente), de la comercialización de la capacidad y la comercialización del gas natural importado que sea regasificado.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co



Comentario 9

De: **Jhon Jairo Garcia Rendon**

Fecha: martes., 18 de febrero de 2020 a las 7:38

Asunto: Comentarios: Misión transformación energética

Cordila saludo:

Como académicos estamos llamados a participar en las discusiones y a plantear soluciones dadas las tendencias y dinámicas que están enfrentando los mercados eléctricos, al cual no es ajeno el mercado eléctrico colombiano. Por tanto, los comentarios que realizamos por medio de este escrito son autoría del proyecto P06: Política, Regulación y Mercados, cuyo objetivo es: Diseñar y proponer los mecanismos complementarios a la regulación vigente o nuevos mecanismos institucionales y de procedimiento que permitan la eficiencia energética y la confiabilidad del suministro en el sector eléctrico, en un nuevo contexto de mercado en Colombia que incluya las FNCER y las nuevas tecnologías asociadas a redes inteligentes. Este proyecto es uno de los diez proyectos que conforman el ecosistema científico: “Energética 2030”, en el cual venimos trabajando desde el año 2018 y tiene una vigencia hasta 2022.

Los comentarios se enfocan en Tres temas relacionados con diseño integral del mercado incluyendo poder de mercado, diseño del mecanismo de respuesta de la demanda (incentivos) y mecanismos prepago para la utilización del servicio de electricidad, el cual es una buena alternativa para una utilización eficiente del servicio, que a pesar de que no tenemos resultados definitivos, aun si hemos avanzado en ellos y consideramos que complementan bien algunos de los resultados de los informes de los consultores.

Adjunto el archivo en Word, el cual puede ser editable, pues el formato en Excel dificulta para copiar las tablas y gráficos. Además de adjuntar dos estudios en los cuales hemos avanzado y que soportan bien los comentarios del Foco 3 y el Foco 4.

Redes inteligentes y mecanismo de respuesta de la demanda: el caso del sector eléctrico colombiano

http://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/economia/article/viewFile/12250/pdf_566



Comentarios informes de la Misión de transformación energética

Como académicos estamos llamados a participar en las discusiones y a plantear soluciones dadas las tendencias y dinámicas que están enfrentando los mercados eléctricos, al cual no es ajeno el mercado eléctrico colombiano. Por tanto, los comentarios que realizamos por medio de este escrito son autoría del proyecto P06: Política, Regulación y Mercados¹, cuyo objetivo es: Diseñar y proponer los mecanismos complementarios a la regulación vigente o nuevos mecanismos institucionales y de procedimiento que permitan la eficiencia energética y la confiabilidad del suministro en el sector eléctrico, en un nuevo contexto de mercado en Colombia que incluya las FNCER y las nuevas tecnologías asociadas a redes inteligentes. Este proyecto es uno de los diez proyectos que conforman el ecosistema científico: “Energética 2030”, en el cual venimos trabajando desde el año 2018 y tiene una vigencia hasta 2022.

Los comentarios se enfocan en Tres temas relacionados con diseño integral del mercado incluyendo poder de mercado, diseño del mecanismo de respuesta de la demanda (incentivos) y mecanismos prepago para la utilización del servicio de electricidad, el cual es una buena alternativa para una utilización eficiente del servicio, que a pesar de que no tenemos resultados definitivos, aun si hemos avanzado en ellos y consideramos que complementan bien algunos de los resultados de los informes de los consultores. Estos son:

Foco 1: Competencia, participación y estructura del mercado eléctrico

La intervención estatal en los mercados eléctricos surge de características propias del sector (equilibrio instantáneo de oferta y demanda, economías de red y de escala, limitaciones a las transacciones bilaterales por la física imposibilidad de trazar los electrones, etc.) que impiden su funcionamiento competitivo. Busca evitar las pérdidas de bienestar social que se generarían en la interacción entre oferentes y demandantes, debido a esas características y a las fallas de mercado que resultan de ellas: barreras de entrada, asimetrías de información, competencia imperfecta, etc. La intervención estatal pretende diseñar adecuadamente los mercados, de forma tal que se eviten esas fallas, o se mitiguen sus efectos, buscando replicar, en la medida de lo posible, los resultados óptimos que se alcanzarían en un mercado competitivo. En algunos casos, la intervención estatal se refiere propiamente a un diseño adecuado de mercados, en el que se determinan reglas de interacción entre los agentes y se dan señales adecuadas para una asignación eficiente de recursos; mientras que, en otros casos, se refieren a intervenciones regulatorias directas, que restringen las acciones propias de los agentes, ajustándolas a las metas competitivas que deberían alcanzarse en un funcionamiento eficiente de mercados².

¹ Con el código 58864 de la iniciativa "Colombia Científica". Esta investigación se viene desarrollando en el marco del Programa de Investigación "ENERGETICA 2030", financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria "778-2017 Ecosistemas Científicos", administrado por el Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación - COLCIENCIAS.

² La diferencia entre ambos tipos de intervención es sustancial: la primera "crea reglas de juego" que generan conductas compatibles con la competencia, de parte de los agentes. La segunda interviene directamente, ante la imposibilidad de crear mecanismos alineados en incentivos.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





La desintegración vertical, la separación de actividades, la regulación de precios en algunos segmentos del mercado, los límites al tamaño de las empresas son, entre otras, medidas que se han aplicado exitosamente en todo el mundo, pero que deben ser constantemente revisadas, por la emergencia de nuevas tendencias, nuevas tecnologías y realidades comerciales, que afectan profundamente el funcionamiento del sector. La generación distribuida, la digitalización de la economía, la descarbonización, los nuevos usos de la electricidad, y las nuevas formas de almacenamiento de energía, están generando cambios disruptivos en el sector, haciendo en muchos casos obsoletos los diseños de mercado aplicados, y en otros, planteando nuevos problemas que desbordan las instituciones existentes.

La intervención estatal en diseño de mercados y en regulación no es, por lo demás, estática, y no solo por los naturales cambios que todas las instituciones humanas experimentan, sino también porque se enfrenta a la acción de agentes racionales, que están involucrados en continuos procesos de optimización, y someten por ello a duras pruebas a las instituciones en las que están inmersos.

Así, a la natural evolución de la regulación y los mercados (que genera permanentemente nuevos retos y nuevas inquietudes) hay que sumar la emergencia de nuevas realidades, de nuevos comportamientos estratégicos de los agentes, de cambios disruptivos y de nuevos modelos de negocios, que obligan a repensar muchas de las estructuras de mercado que se han implementado, obligando además a resolver nuevos problemas y retos. Pero siempre el referente final es la eficiencia de los mercados, en el sentido competitivo: que los mercados produzcan eficientemente los bienes o servicios requeridos por el consumidor, en lugar y tiempo adecuados, generando la seguridad y confiabilidad deseables, y garantizando la accesibilidad a ellos.

Las fallas de mercado típicas en el sector eléctrico tienen que ver con cuatro ejes temáticos fundamentales: la competencia imperfecta (y por consiguiente, con el posible ejercicio de poder de mercado), los mercados incompletos (especialmente aquellos que garantizan inversiones futuras eficientes), las externalidades de red que no son convenientemente internalizadas, y las asimetrías de información, que afectan por ejemplo el conocimiento en tiempo real que los consumidores tienen de su consumo, y su capacidad de responder adecuadamente a señales de precios.

Los problemas asociados a esas fallas se han abordado con diversos mecanismos: medidas de separación de actividades, para evitar que las características no competitivas de alguna de ellas afecte a otras, susceptibles de competencia; diseño eficiente de mercados (generalmente a través de subastas), bien sea para forzar a que la participación de los agentes en el mercado esté alineada con los principios de asignación eficiente, o para garantizar que se suplan mercados incompletos (como los que deben garantizar la confiabilidad futura); restricciones a la integración vertical u horizontal de los agentes, para evitar un poder excesivo de mercados; o regulación directa de precios, cuando las asimetrías de información impiden decisiones óptimas de los consumidores.

Los problemas de internalización de externalidades y de asimetrías de información han tenido soluciones estables en los últimos años (a través de cargos por uso de las redes y garantías

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





de acceso, los primeros; y a través de precios regulados, los segundos), pero las nuevas transformaciones están poniendo en cuestión esas soluciones: la “espiral de la muerte” (el problema de pagar una red central cuyos usuarios empiezan a ser disputados por sistemas alternativos de abastecimiento o microrredes, en un ambiente de generación distribuida) no sólo pone en cuestión la sostenibilidad de esas redes, sino que también obliga a las empresas propietarias a buscar nuevos modelos de negocio, que garanticen su sostenibilidad futura. La digitalización y los nuevos sistemas transaccionales, por su parte, transformarán la relación entre oferentes y demandantes, de manera todavía impredecible, pero alterando la inflexibilidad de la demanda que había sido característica del sector.

Los problemas de poder de mercado y de mercados incompletos, por su parte, han sido resueltos mediante esquemas de subastas, que organizan la participación de los agentes en el sistema y limitan sus acciones, evitando el poder de mercado cuando existe, o creando los incentivos adecuados de participación, cuando ellos no existen o son débiles.

Pero ello ha generado un problema adicional, que tiene que ver con la compleja interacción entre los mercados que se han constituido: los sistemas de subastas de mercado exigen un tiempo de planeación, en el cual los oferentes remitan sus ofertas a quien administre la subasta. Ello ha dado lugar a lo que se denomina el mercado del día anterior, sobre el que se liquida en principio la solución de equilibrio del sistema. Pero entre el momento de ajuste del mercado, y su ejecución, pueden darse desvíos, que deben ser atendidos, bien mediante mecanismos administrativos (reconciliaciones) o mediante mercados adicionales, como los mercados intradiarios o los mercados en tiempo real. Además, hay temas de estabilidad del sistema, que deben a su vez ser resueltos, para garantizar un abastecimiento regular y seguro, y de flexibilidad, ante variaciones imprevistas de algunas fuentes de generación, que configuran el espacio para mercados auxiliares. Los mercados de seguridad futuros (que buscan garantizar la inversión necesaria para atender las necesidades futuras de la demanda) son una pieza adicional del sistema, de extrema importancia, porque parece claro en todo el mundo que la operación del mercado de “solo energía” no garantiza las inversiones futuras necesarias, en un entorno de lenta maduración de proyectos, limitaciones a los movimientos de precios, e incertidumbre regulatoria.

En ese entramado de mercados, los agentes racionales operan con el criterio de la co-optimización: buscan maximizar sus ganancias, interactuando en todos los mercados, y por supuesto, aprovechan todas las oportunidades de esa co-optimización, aunque ello genere asignaciones ineficientes en algunos de los mercados considerados.

Así, los retos de los diseñadores de mercados son formidables: diseñar un entramado de mercados que produzca una asignación eficiente, confiable, segura y asequible de energía eléctrica, a través de la acción de agentes optimizadores, que buscan sus propios objetivos y que ostentan probablemente poder de mercado en alguno o todos los mercados en los que intervienen.

En un mercado establecido, como el colombiano, las preguntas fundamentales que debe presidir todo análisis son las siguientes: ¿están dadas las condiciones para la provisión eficiente del bien o servicio, tanto en el presente como en el futuro? ¿Se generan las señales y los incentivos adecuados para que los agentes tomen decisiones consistentes con la



eficiencia competitiva? ¿Si no están dadas esas condiciones, qué mecanismos o mercados debemos diseñar, para buscar una provisión eficiente? Y, por último, ¿qué efectos colaterales tendrán los mecanismos o mercados que diseñemos, sobre el conjunto del mercado?

El equipo encargado del Focol resume los problemas del sector, en Colombia, así:

- Corto plazo:
 - El mercado del día anterior no es vinculante.
 - Sólo existe un servicio auxiliar de regulación secundaria, que no está integrado en el proceso de optimización con el mercado de energía.
 - Existe poder de mercado en áreas congestionadas.
 - No hay señal de precio local.
 - No hay mecanismos para corregir eficientemente las posiciones de los agentes el día de la operación.
 - Falta de participación de la demanda.
- Mediano y largo plazo:
 - Mejora el incentivo para que los grandes proveedores ejerzan poder de mercado en el corto plazo, cuando surgen condiciones críticas del sistema.
 - Ha generado mayores costos a los consumidores en el mercado de corto plazo, por el manejo de las reservas de agua en épocas críticas.
 - Reduce el incentivo para participar en el mercado de contratos a largo plazo.

Dicho de otra manera: en el corto plazo, hay problemas de diseño en el mercado spot (despachos no vinculantes, falta de señales de precios locales, insuficiente respuesta de la demanda) y mercados incompletos (no hay mercados para la corrección de posiciones en el día de operación, ni mercados auxiliares optimizados), lo que genera ejercicio del poder de mercado y ausencia de señales de precios locales; y en el largo plazo, hay también problemas de diseño del mercado (caso cargo por confiabilidad), que posibilitan conductas estratégicas de los agentes, en el ejercicio de su poder de mercado. Ello genera sobrecostos, y afecta el funcionamiento óptimo de otros mercados.

Se refieren pues, fundamentalmente a dos de los ejes temáticos mencionados: poder de mercado y mercados incompletos. El Foco 3 se ocupa, por su parte, de las externalidades de red y de las asimetrías de información.

Lo primero que hay que observar es que sería deseable que el análisis de los temas competitivos y de estructura de mercado, partiera de una revisión integral de los temas de poder de mercado y de un inventario cuidadoso de los mercados que deberían conformar el sistema eléctrico, a fin de fundamentar la propuesta del “estado final” de las reformas que requiere el sector.

Los problemas de poder de mercado se generan, como lo anota el documento, en las deficiencias de diseño del mercado de corto plazo, en las posibilidades de gestionar rentas en áreas congestionadas cuando el diseño del mercado de corto plazo deja espacio para ello, en los incentivos que algunos mercados (como el cargo por capacidad) generan para comportarse estratégicamente en otros mercados. Pero hay otros problemas, igualmente importantes, que es necesario abordar: la co-optimización que los agentes hacen entre mercados spot, mercados de servicios complementarios y mercados de capacidad; la

4



integración vertical en un entorno de contratos no estandarizados; la cogestión de plantas de generación de diversas tecnologías, que le permitiría a un agente estratégico utilizar alguna planta para incidir en el precio de corte del sistema, todo ello en un entorno de un juego repetido más de 8.000 veces al año, que posibilita el ejercicio de poder de mercado.

Lo ideal sería contar con una evaluación integral del problema del poder de mercado en Colombia, que permitiera escoger además entre diversas alternativas de diseño, evaluando su impacto sobre el poder de mercado que puede ejercerse en ellas.

Y sería así mismo deseable, un análisis integral de la arquitectura del sistema, pero esta vez, desde el punto de vista de los agentes, para ver cómo pueden ellos diseñar conductas estratégicas interactuando entre mercados, con el rigor con el que un artículo como el de [McRae and Wolak \(2019\)](#) lo hace, para determinar en qué condiciones le es posible y conveniente a un agente activar la condición de ejercicio de las Obligaciones de Energía Firme. Dos referencias adicionales son también ejemplos de ese tipo de análisis: [Ito and Reguant \(2016\)](#), que analizan mercados secuenciales y el impacto de los mercados forward en presencia de competencia imperfecta; y [Acemoglu, Kakhbod and Ozdaglar \(2017\)](#), que muestra cómo los generadores incumbentes pueden compensar las reducciones de precio asociadas al “efecto de orden de mérito” de las energías renovables no convencionales, en el proceso de oferta.

Ese tipo de análisis permitiría dirimir cuestiones relativas a la pertinencia de cambios como el propuesto a precios nodales. Ese sistema, sin duda, genera señales eficientes para localización de la generación distribuida, pero podrían incrementar el poder de mercado de los agentes en áreas delimitadas, en las que haya poca competencia. La propuesta supone que los mecanismos automáticos de mitigación de poder de mercado serían suficientemente efectivos para eliminar esas preocupaciones, como deberían serlo también en el caso de precios zonales o uni-zonales. Pero sería mejor hacer expresa cuenta del nuevo problema de optimización que los agentes enfrentarían, para entender sus posibilidades de comportamiento estratégico y las consecuencias que ello tendría en el ejercicio del poder de mercado.

En cuanto al tema de mecanismo de capacidad, cabe una observación. Los problemas de diseño del sector pueden ser de dos tipos: aquellos que pudieran llamarse estructurales, y que tienen que ver con la inadecuación del diseño de mercado adoptado para lograr resultados eficientes, bien sea porque las estructuras diseñadas han sido desbordadas por el funcionamiento mismo de los mercados, o porque han surgido nuevas realidades y modelos de negocio que las han vuelto obsoletas; y aquellos que pudieran llamarse coyunturales, y que tienen que ver con adecuaciones en la implementación de los mecanismos y mercados adoptados, en el proceso inevitable de ajustes que todo esquema de intervención pública debe tener, para adaptarse al cambio.

Hay que definir si los problemas del caso del “cargo por confiabilidad” son del primer tipo o del segundo, para definir si debe ser abandonado y reemplazado, o revisado cuidadosamente. Cambios estructurales profundos pueden ser deseables, pero entrañan costos importantes, especialmente en circunstancias disruptivas, como las que vive ahora el mercado eléctrico.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



Foco 3: fase I: Descentralización de la industria y la gestión eficiente de la demanda

En el numeral VII. Fomento de la gestión de la demanda, respecto al mecanismo de la respuesta de la demanda (RD), aún queda la duda si es posible, para el caso colombiano, hablar de que actualmente existe un “mecanismo de respuesta de la demanda”. A pesar de que la Ley 1715 establece la definición bastante bien: “Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos.” (pag. 5); se trata de programas puntuales y no sistemáticos de respuesta de la demanda. Como lo dicen los consultores, en su informe, se han implementado programas de Demanda Desconectable Voluntaria (Resoluciones CREG 203 de 2013, 063 de 2010 y 071 de 2006), el programa de “respuesta de la demanda” para el mercado diario en condición crítica (Resolución CREG 011 de 2015) y el Ministerio de Minas y Energía le encomendó a la GREG el diseño de los mecanismos necesarios para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al SIN (Decreto 2492 de 2014), es decir, solo se ha desplegado algunos mecanismos para “proveer coberturas de confiabilidad ante situaciones complejas como el fenómeno de El Niño o atrasos en la construcción de plantas con OEF, pero su uso en la formación de precios es incipiente.”

En este sentido consideramos que para que los consumidores del mercado no regulado, específicamente consumidores industriales, participen de un mecanismo de RD debe tener en cuenta dos tipos de incentivos: i) remuneración por el evento y ii) remuneración por disponibilidad, que justifique la disponibilidad del usuario final para reducir su consumo cuando el sistema eléctrico lo requiera, como se ha realizado en el mercado en PJM (Cappers, Goldman y Kathan, 2010; García, Gutiérrez, Vargas y Velasquez, 2019):

- Remuneración por evento

Corresponde a la remuneración que se le paga al consumidor por desconectarse del sistema eléctrico cuando se requiera. Esta corresponde al costo de oportunidad del servicio; en general, es el precio de corto plazo del mercado del periodo correspondiente en el cual actuó la respuesta de la demanda.

- Remuneración permanente

La cual corresponde a un ingreso periódico. Con estos últimos se garantiza el incentivo a la entrada y el de permanencia en el esquema, ya que permite que el consumidor pueda percibir una estabilidad y un flujo de ingresos fijo por un tiempo determinado para que de esta forma recupere las inversiones hechas en su proceso productivo por participar en el programa y mantenga su disponibilidad para prestar sus servicios al sistema a través del agregador.

En la Resolución CREG 011 de 2015, la cual regula la RD para el mercado diario en condición crítica, solo se contemplan pagos por evento y estos están limitados tanto por restricciones en la verificación como por la diferencia entre el Precio de Bolsa y el Precio de

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



Escasez, lo cual no resulta atractivo para los consumidores ni para los inversionistas interesados en participar en un programa de RD. Por esta razón se sugiere incluir, además de la remuneración por evento, una remuneración permanente para los consumidores que hagan parte de este mecanismo.

Los recursos para esta remuneración permanente pueden calcularse a partir de los ahorros esperados por la aplicación del mecanismo, principalmente por reducción del precio de bolsa en horas pico y, por tanto, en compra de energía por parte de la demanda en Colombia. En la tabla 1 pueden evidenciarse los ahorros que se hubiesen tenido en Colombia entre los años 2014 a 2018 con la implementación de un RD similar al que funciona en PJM. Estos ahorros van desde \$27'749.479.215,54 en 2017, uno de los años con mayor utilización del recurso hídrico para la generación de energía, y \$96'311.570.428,29 para un año como 2015, en el cual se presentó uno de los fenómenos de El Niño más fuertes en toda la historia del MEM.

Así, para hallar la remuneración permanente pudiera considerarse tomar como base un intervalo, omitiendo los valores extremos (periodos con bastante recurso hídrico y periodos muy secos) de los ahorros derivados de la implementación del RD el cual puede quedar sujeto a revisiones periódicas. Así, pueden considerarse los ahorros por reducción del precio del mercado en el intervalo entre \$50.000 y \$70.000 millones de pesos colombianos; a partir de este monto se definiría un porcentaje para la remuneración de los recursos de RD y otro para ser apropiado por la demanda.

Al respecto de los ahorros mencionados por la aplicación del mecanismo de RD a la optimización del costo de la energía, a continuación explicamos cómo fueron obtenidos:

Para encontrar la disminución del precio de bolsa, previamente utilizamos un modelo de series de tiempo ARIMAX – ARCH aplicado al mercado colombiano, en el cual consideramos variables económicas y de funcionamiento del mercado eléctrico (ver tabla 2), además de controlar por el alto nivel de volatilidad condicional que presenta el precio de bolsa de la generación eléctrica (Gráfico 1), encontramos *la elasticidad precio para el mercado spot de electricidad* y, a partir de ésta, cuantificamos los beneficios en el mercado eléctrico (ver documento adjunto: García, Gutiérrez, Vargas & Velasquez, 2019).

Tabla 1. Ahorros en Colombia con la implementación de un programa de Respuesta de la Demanda

Años	Demanda promedio horas Pico (19, 20, 21)	Precio de bolsa promedio horas Pico (19, 20, 21)	Diminución precio de bolsa horas Pico (19, 20, 21)	Ahorros en Colombia \$RD Con modelo ARIMAX-ARCH
2014	8515669,67	253,31	84,45	57533528343,40
2015	8777323,67	411,40	137,16	96311570428,29
2016	8656624,33	327,76	109,28	75677106979,12
2017	8751169,67	118,89	39,64	27749479215,54
2018	8991801,00	128,90	42,98	30914798298,52

Fuente: Elaboración propia.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



La tabla 2 presenta los resultados de la estimación del modelo de series de tiempo. Todas las variables consideradas resultan estadísticamente significativas a un nivel de confianza del 99% y con los signos acordes con la teoría económica y el funcionamiento de este mercado³. El coeficiente estimado para la demanda (Dda) que representa un efecto marginal promedio, y cuyo valor es $0.000205 \text{ \$/MWh} = 0.205 \text{ \$/kWh}$ nos indica que por una disminución en 1 MWh de la demanda se reduce el precio de bolsa en 0.205 \\$/kWh, que en términos de la elasticidad precio promedio de la demanda se encuentra un coeficiente de 0.3334, lo cual indica que una disminución del 1% de la demanda hace que el precio de bolsa disminuya en promedio en 0.33%.

Tabla 2. Variables y resultados del modelo estimado

Variables	Coefficiente (Desviación estándar)
<i>Recio de bolsa rezagado (Pbo_{t-1})</i>	0.8819897 (0.0005433)*
<i>Demanda comercial (Dda)</i>	0.000205 (6.93e-06)*
<i>Aportes ($Apor$)</i>	-0.0000453 (1.83e-06)*
<i>Niño Fuerte (DNi)</i>	1.84571 (0.3355604)*
<i>Dummy precio de bolsa > 400\\$/kWh ($Dpi$)</i>	55.40545 (0.4363729)*
<i>constante</i>	-13.84249 (1.052932)*
<i>Arca</i>	1.349167 (0.0204848)*
<i>constante</i>	124.4547 (1.621868)*

*Estadísticamente significativo al 99% de confianza

Nota: La elasticidad precio de la demanda (Dda) es: 0.3337344, el cual se obtiene a partir del efecto marginal para la cantidad demandada.

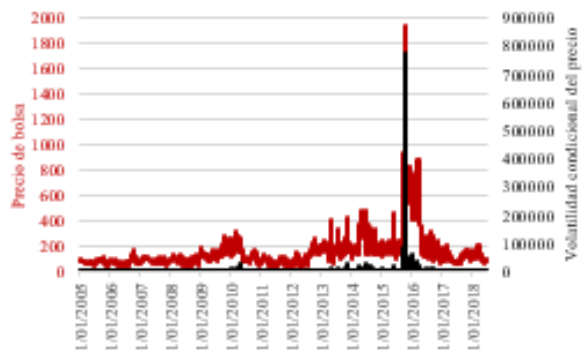
Fuente: Elaboración propia.

³ Es importante anotar que el modelo incorpora el precio promedio para todo el periodo de estudio, mientras que de acuerdo al funcionamiento del mercado el precio tiene variaciones discretas de acuerdo a la disponibilidad de los recursos marginales.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



Gráfico 1. Volatilidad condicional del precio de bolsa estimada



Fuente: Elaboración propia.

Una información adicional que se requiere para la implementación del mecanismo RD es hallar la línea base para la demanda ~~desconectable~~.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co



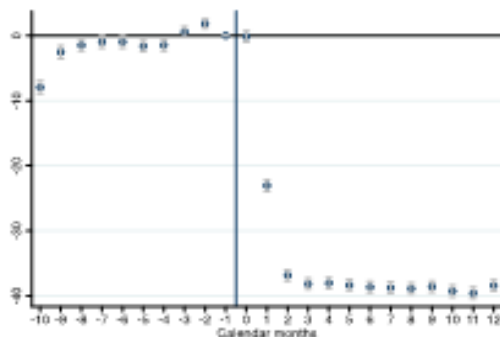


Foco 4: Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios

Un mecanismo alternativo (o complementario) a los subsidios que puede ayudar a la equidad y a una utilización más eficiente del servicio de electricidad, es *el mecanismo prepago*, pues este esquema de prestación de servicio de energía eléctrica permite, acorde a las características socio económicas de los individuos, no solo adaptarse a sus condiciones, sino a hacer un uso más racional de la utilización del servicio. Así lo demuestra el programa implementado por Empresas Públicas de Medellín, EPM, en cual empezó en 2007 y, que ha logrado la vinculación de más de 230 mil usuarios, algunos de los cuales habían entrado en estado de desconexión. Para el caso colombiano, para los usuarios que cambiaron del mecanismo postpago al prepago redujo el consumo, en promedio, en 25% entre 2010 y 2017, Gráfico 2 (Cardona et al., 2019).

Además, de que ha mejorado los indicadores en la recuperación de cartera vencida para EPM, ya que cuando se considera la cartera de los consumidores prepago al mes de agosto de 2017, esta eran aproximadamente de sesenta y ocho mil millones de pesos colombianos y, si se aplica, como está establecido en la ley, el 10% de las cargas de energía al pago de esta deuda; esto representó un recaudo de cuatro mil seiscientos millones de pesos. Por tanto, debería pensarse en utilizar este mecanismo para la utilización y el pago en el servicio de electricidad de manera general para que cualquier usuario pueda utilizarlo; al mismo tiempo que daría cabida a la utilización de infraestructura en medición avanzada en el sector residencial. No es gratuito que el 80% de los usuarios de telefonía móvil en Colombia, estén bajo el mecanismo prepago.

Gráfico 2. Caída en el consumo con el cambio de esquema de pago



Fuente: Cardona et al. (2019).

Este mecanismo ha sido utilizado con gran éxito en Reino Unido, Estados Unidos, Sudáfrica, Brasil y Argentina, entre otros mercados. Como se muestra en la tabla 2, la motivación y los objetivos de la implementación de este tipo de mecanismo ha sido diferente en cada uno de estos mercados. Por ejemplo, en Reino Unido, Estados Unidos, Colombia y Argentina la principal motivación estuvo asociada con la reducción de la cartera y las facturas no pagadas.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





Mientras que, en Sudáfrica y Brasil el incremento de la tasa de electrificación, la reducción de pérdidas y el fraude fueron las principales motivaciones. No obstante, en todos los casos ha propiciado un mejor uso del servicio, mostrando una caída en el consumo cuando se pasa del esquema ~~postpago~~ al prepago.

Tabla: 2 resumen experiencias con sistemas prepago.

Pais	Motivación	Año	Grupo Objetivo	Numero de personas	Principales características
Sudafrica	-Incrementar tasa de electrificación. -Reducir atrasos. -Reducir pérdidas no técnicas y fraudes	1988	-Población de bajos ingresos. -Areas rurales remotas.	2011: mas de 5 millones de consumidores.	-Desarrollo bajo programa, energía para todos. -Campañas promocionales para el uso del prepago. -Al comienzo enfrente problemas entre la población. -Migración desde el sistema offline al online.
Reino Unido	-Garantizar el pago de deudas. -Reducir tasas de morosidad y no pago. -Reducir pérdidas no técnicas.	1970	-Consumidores con historial de problemas de pago o deudas.	-27 millones de consumidores.	-La carga prepago puede ser realizada en zonas de pago y puntos de pago. -Crédito de emergencia durante horas no comerciales.
Estados Unidos	-Reducir los niveles de incumplimientos de pago y desconexiones.	1993	-Todos los consumidores, pero principalmente de bajos ingresos e Hispanos. -Consumidores que enfrentaban desconexión por no pago.	-100 mil consumidores en el programa Salt River Project. -Programa de la cooperativa de Oklahoma 5 mil. -Detroit 1.5 mil.	-En 18 estados opera el programa. -La mayoría de las cooperativas de servicios públicos usan el sistema prepago. -Los medidores prepago enfrentan oposición desde los reguladores, políticos y grupos de consumidores. -El consumidor no recibe desconexión horas no laborables o eventos climáticos extremos.
Argentina	-La crisis del 2001 causo altos niveles de atrasos y facturas vencidas.	1992	-Areas rurales.	-154 mil medidores prepago instalados.	-Inicio en 1992 con 20 cooperativas. - Actualmente 150 cooperativas usan el sistema prepago.
Colombia	-Incrementar la tasa de electrificación. -Reducir el hurto de energía y atrasos. -Inducir a la población a usar la energía de manera más eficiente.	2004	-Consumidores con problemas de pago o deudas.	-121.185 consumidores en Antioquia y la ciudad de Medellin.	-Los consumidores pueden cambiar entre el sistema prepago y post- pago. -Créditos validos por 3 meses.

Fuente: Telles Esteves, Cyrino Oliveira, Henggeler Antunes y Castro Souza (2015).

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



Referencias

- Acemoglu, Kakhbod and Ozdaglar (2017). Competition in electricity markets with renewable energy sources. *The Energy Journal*. 38, S11. 137-155. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.S11.dace>
- Cappers, P. Goldman, C. and Kathan, D. (2010). Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence. *Energy*. 35(4), 1526-1535, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.06.029>
- Cardona, M. Franco, J. Gallego, J. y García, J. (2019). Prepaid electricity and in-home displays: an alternative for the most vulnerable households in Colombia. 4th Annual APEEN Conference 2019. Energy demand-side management and electricity markets. University of Beira interior. Portugal, APEEN – IAEE. Octubre, 17-18 de 2019.
- García, J. Gutierrez, A. Vargars, L. y Velasquez, H. (2019). Redes inteligentes y mecanismo de respuesta de la demanda: el caso del sector eléctrico colombiano. *Revista de Economía del Caribe*. 23, 35-45. http://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/economia/article/viewFile/12250/pdf_566
- Ito and Reguant (2016). Sequential markets, market power, and arbitrage. *American Economic Review*. 106(7). 1921-1957. DOI: 10.1257/aer.20141529
- McRae and Wolak (2019). Market power and incentive-based capacity payment mechanisms. <https://web.stanford.edu/group/fvolak/cgi-bin/sites/default/files/2019-03-mcrae-wolak-capacity.pdf>
- Telles Esteves, G., Cyrino Oliveira, F., Henggeler Antunes C. y Castro Souza, R. (2015). An over view of electricity prepayment experiences and the Brazilian new regulatory framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 54, 704-722.

Cordialmente,

John Garcia Rendón, PhD.
Director Proyecto: Política, Regulación y Mercados, Energética 2030
Director Grupo de Estudios en Economía y Empresa
Investigador Senior - Colciencias
Departamento de Economía
Escuela de Economía y Finanzas
Teléfono (57 4) 261 9500, extensión 9009
jgarcia@eafit.edu.co

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



**PREPAID ELECTRICITY AND IN-HOME DISPLAYS: AN ALTERNATIVE FOR THE MOST VULNERABLE HOUSEHOLDS IN COLOMBIA**Mateo Cardona^{1*}, Jamer Arturo Franco
Juan Miguel Gallego² and John Jairo García³¹ Department of Economics, Universidad Del Rosario, Bogotá, Colombia.² Department of Economics, Universidad Del Rosario, Bogotá, Colombia. E-mail: juan.gallego@urosario.edu.co³ Department of Economics, Universidad EAFIT, Director Research Group on the Economics of the Firm, Medellín, Colombia. E-mail: jgarcia@eafit.edu.co* Corresponding author: mateo.cardona@urosario.edu.co**ABSTRACT**

Throughout the world, there is a growing awareness of the need to invest in clean energy sources, expand infrastructure, and improve technology to provide energy, mainly in developing countries, given the increasingly rapid evolution of electricity consumption. Furthermore, numerous studies have documented the influence of electricity prepayment schemes on household energy consumption behavior and its possible use as a solution to the non-payment problem among low-income households. In this order of ideas, we use a Difference-In-Differences design with staggered adoption to assess the effects of the Prepaid Electricity Program of *Empresas Públicas de Medellín* and we find that the switching to the prepaid scheme have a positive and strongly significant impact on electricity consumption, this is, a reduction in electricity consumption of 31.32 Kwh, which, compared to the average user consumption in the sample prior to the change, represents a reduction of 24.73%.

KEYWORDS

Prepaid schemes, in-home displays, electricity consumption, smart meters, energy efficiency.

INTRODUCTION

Throughout the world, there is a growing awareness of the need to invest in clean energy sources, expand infrastructure, and improve technology to provide energy, mainly in developing countries, given the increasingly rapid evolution of electricity consumption. Since the beginning of the 21st century, global electricity consumption has experienced faster growth, evidenced by an average annual increase of 3.4% [1]. Furthermore, emerging economies in Asia and Central and South America have witnessed a far more significant growth of electric power consumption compared to the developed regions, in particular, South America presented a level of electricity consumption of 710 TWh (One terawatt hour is equivalent to 1 billion Watts hour or one thousand million kilowatts hour) in 2013, 2.3 times that of 1980 [1]. For the Colombian case, the country doubled its electricity consumption of 1998 in 20 years, reaching 69 TWh (According to *Empresas Públicas de Medellín*, one person consumes on average 38 kWh each month) the last year, according to the Global Energy Statistical Yearbook of 2019.

Numerous studies have documented the influence of electricity prepayment schemes on household energy consumption behavior and its possible use as a solution to the non-payment problem among low-income households [2], [3], [4], [5], [6] and [7]. These types of programs have been used in countries such as South Africa, India, Bangladesh, Argentina, Perú, United Kingdom, Ireland, Australia, New Zealand, West African countries, South and Southwest Africa, among others (see [8] for an overview of electricity prepayment experiences). These schemes, in general, consists of four components: the electricity meter, vending points, a communication unit and a central server ([8] and, in most cases, an in-home display usually accompanies the prepaid meter [6], which provide direct feedback as real-time information on energy consumption and credit availability.

Although these types of prepaid electricity schemes have been implemented throughout the world during several years, and there is some evidence about its positive effects on energy consumption, in the literature lack more reliable causal estimates of the effect of these prepaid schemes on household energy consumption behavior, except for the work done by [6], and, what is even more critical, the effect on the wellbeing of low-income households. In this paper, we exploit the implementation that *Empresas Públicas de Medellín* (EPM henceforth, by its acronym in Spanish) has been carrying out of a prepaid electricity program since 2005 to date, to estimate the causal impact of being part of the program on electricity consumption and some household's welfare measures.



4th Annual APEEN Conference 2019 Energy Demand-Side Management and Electricity Markets

University of Beira Interior - Covilhã, Portugal | October 17-18



EPM's prepaid electricity program is a social innovation initiative in the Colombian context that seeks that the provision of electric service adapts to the dynamics of household income. In order to do so, this program offers the provision of electricity service under a prepaid scheme to those families who, due to adverse conditions, are liquidity constrained and have limited electricity access, mainly for disconnection problems. Moreover, using double part meters with in-home displays technology that provides direct feedback as real-time information on the total electricity accumulated to date, the available credit and more, much more information is being given to the consumer, which could help him to manage better his electricity usage [4] and generate energy savings that benefit both consumers and utility [9].

This initiative is particularly relevant in the Colombian context as since the Colombian State developed, at the end of the last century, redistributive transfer schemes that seek, in a certain way, to guarantee access to essential public services by vulnerable families. In short, the Colombian utilities pricing system uses a cross-subsidy scheme between households and rests on a strata based system, which allows households with better incomes economically assist the most vulnerable population, intending to achieve universal coverage [10].

There is an obstacle to identify reliable causal estimates of the effect of the prepaid program: the application to the program is entirely voluntary and households wishing to have prepaid electricity must file a format requesting the service, which generates a self-selection problem. However, households must meet some socioeconomic requirements to be part of the program's target market. Since the timing of the switch is not correlated with levels or trends in household consumption, electricity infrastructure or other observables (conditional on being eligible for being part of the target market), but the eligibility criteria are correlated with households socioeconomic characteristics, we decided to restrict all estimates to the set of households that are part of the program and that are available in the data provided by EPM.

Within this strand, we propose to use a Difference-In-Differences setting with staggered adoption to assess the effects of the program on energy consumption. We use two different data sources from the prepaid electricity program provided by EPM: a database with information on monthly electricity consumption, billing and certain variables that allow me to characterize the household in geographical and socioeconomic terms between January 1, 2010, and December 31, 2017. Additionally, I have a subsample of that first database that contains information on additional variables for the period between January 1, 2013, and December 31, 2017. Among these new variables of interest are the amount of outstanding debt with EPM, the value charged in each carriage and the payment of other services such as trash collection and sewer.

SECTIONS: MAJOR HEADINGS

CONTEXT OF THE PROGRAM

According to the National Competitiveness Report for 2018-2019, the Mining-Energy Planning Unit (UPME, by its acronym in Spanish) points out that the projection of Colombia's electricity demand to 2032 could be 58.5% higher than the current one. Moreover, between 2023 and 2032, it is necessary to incorporate new electricity generation projects, since the supply would be insufficient in 2026.

In 2008, 4.16%, 3.03% and 1.9% of the households of stratum 1, 2 and 3, respectively, in Medellín had a suspension (temporary loss of service keeping the contract of uniform conditions with the utility, generated by a delay in the payment of invoices between 2 and 7 months) in at least one of the domiciliary public services, and 2.22%, 0.74%, and 0.26%, respectively, of these households, were disconnected (permanent loss of service and cancellation of the contract with the utility, generated by a delay in the payment of invoices of more than 7 months) [11]. Furthermore, in communes such as Manrique, Popular, Santa Cruz and Doce Apostoles, neighborhoods located on the outskirts of the city, was concentrated the largest number of households with arrearage debts, according to the 2008 Quality of Life Survey for Medellín [11].

These patterns, prevailing even before 2008, motivated EPM to extend to vulnerable households an initiative that, in alliance with the government of Medellín, sought to improve the relationship between the utility and commercial electricity users in the center of Medellín, mainly informal sellers. After a feasibility study and a pilot test between 2005 and 2006, with the participation of 94 residential dwellings, EPM decided to roll out in 2007 the *Prepaid Electricity Program* with defined coverage (the program henceforth). This program sought that the users of electric energy self-manage their consumption and, also, enable them to consume according to their payment possibilities, without affecting their budget.

In its first stage, the program was designed for residential users of strata 1, 2 or 3 that were located only in the municipality of Medellín and that, as of June 13, 2017, had the public electricity service suspended or cut due to non-payment. Besides, residential users that were paying debts that include electricity consumption, through some financing programs offered by EPM, could request the change to the program, like those users who participated in the pilot. The objectives of the program were to provide users with more significant benefits and, at the same time, to improve and facilitate the management of non-technical losses of the utility due to late payment or illegal connection (Decree 1633 of 2007).

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





4th Annual APEEN Conference 2019 Energy Demand-Side Management and Electricity Markets

University of Beira Interior - Covilhã, Portugal | October 17-18



Although initially, this program was thought of as a program that would last only one year, in November of 2007, the coverage was extended to all the municipalities of Antioquia that belonged to the EPM area of influence (Decree 1643 of 2007), and, in September of 2008, the EPM Board of Directors authorizes the enlargement of the program (this extension is authorized by linking the prepaid energy program to the *Antioquia Iluminada* program, which had a financing of 96,000 million pesos), in order to include 195,000 new clients and the affiliation of these new users was established until December 31, 2011 (Decree 1767 of 2010). Furthermore, since July 26, 2010, until December 31, 2011, the target market changed and users who, on the first calendar day of each month, submitted more than two service suspensions or four continuous months of suspension during the last twelve months, were added.

To date, four additional modifications have been made to the characterization of the program: in 2011, the affiliation of new users was extended until December 31, 2012, and the target users were redefined to users who, at the time of requesting the service, presented at least 5 months, consecutive or not, of suspension or cut (Decree 1857 of 2011). In 2013, the length of the program expanded until the end of the *Antioquia Iluminada* program and, among the characteristics of the target market, was included a SISBEN score of less than 33 and a high-risk rating in the payment behavior with the utility (Decree 1939 of 2013). In 2014, all the prerequisites for being part of the target market were maintained, and the condition that the dwelling must be of stratum 1 and two is included (Decree 2046 of 2014). Finally, in 2018, the goal of covering 18,550 vulnerable households or those in extreme poverty was met and, therefore, the additional conditions to be part of the target market of decrees 1939 and 2046 regarding the SISBEN score, housing stratum, and risk classification was excluded (Lineament 27 of 2018).

The affiliation to the program is subject to economic and technical feasibility.¹For example, EMP takes some precautions when approving the prepaid scheme to a new user such as verifying that there is no person with a special medical condition that requires energy permanently, due to dependence on some medical equipment.) defined by EPM and users had to request the transfer to the prepaid service by themselves. When a user requests the switch to the prepaid scheme and complies with the characteristics to be part of the target market, he receives a prepaid double part meter with an in-home display in bailment, and the installation of the new meter and the disassembly of the post-payment meter is completely free. The prepaid meter consist of a keypad meter in which users types an alphanumeric pin code, which is generated every time a user makes a recharge at a certified point of sale, and an in-home display, which allows the user to visualize the identification number of the meter, the total electricity accumulated to date, the available credit and the consumed credit.

Users in the prepaid scheme have the possibility of recharging from 1500 or 3000 pesos onwards if they are of stratum 1, 2 or 3, and, 10% of each charge refuses to pay outstanding debts with EPM if they have any. The fee per Kwh that users pay is the same as in the postpaid scheme and the subsidies apply according to the CREG (CREG resolutions 096 of 2004 and 042 of 2012. CREG, by its acronym in Spanish, means Energy and Gas Regulation Commission) regulation. In December 2017, there were 230,917 users linked to the EPM prepaid energy program, distributed in the 128 municipalities of Antioquia and Córdoba that configure the area of influence of this utility. Currently, the program has also been implemented in the Santander and Norte de Santander departments, whose electrification utilities are part of the EPM business group.

DATA

We use two different data sources from the prepaid electricity program provided by EPM: a database with information on monthly electricity consumption, billing and certain variables that allow us to characterize the household in geographical and socioeconomic terms between January 1, 2010, and December 31, 2017. Additionally, we have a subsample that contains information on additional variables for the period between January 1, 2013, and December 31, 2017. Among these new variables of interest are the amount of outstanding debt with EPM, the value charged in each carriage and the payment of other services such as trash collection and sewer.

Since the rollout of the program was in 2007, but we only have information about users since January 1, 2010, we restrict our sample to those users who made the switch to prepaid scheme in the observation period 2010- 2017, considering that we require information on the behavior of their consumption prior to the switch. Therefore, we cover 136,534 dwellings and 128 different municipalities. The dynamic of the monthly switching's is represented in figure 1. Of these dwellings, 69,523 are of stratum 1, 54,438 of stratum 2 and 11,786 of stratum 3. 787 dwellings, 0.57% of the sample, are of stratum 4, 5 and 6. The smoothed distributions of the electrical consumption for strata 1, 2 and 3 in the postpaid and prepaid schemes show a greater accumulation of users who consume a lower level of Kwh/month in the prepaid scheme than in the postpaid scheme. Moreover, in figure are the number of switched dwellings between 2010 and 2017. As we can see, Medellín concentrates the largest number of switching's and users in the prepaid scheme: to 2017, 55,514 new users switched to the prepaid scheme.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co



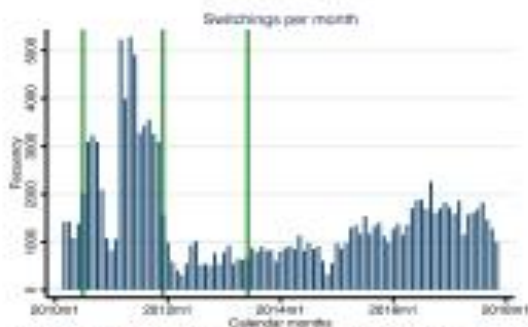


Figure 1: This figure represents the number of switching's per month in all municipalities. The green lines represent the months in which new regulations were issued by EPM. Time period: 01/2010 - 12/2017.



Figure 2: This figure represents the number of switching's between 2010 and 2017.

METHODOLOGY

In this study, we estimate the causal impact on electricity consumption of switching to the prepaid electricity program. However, the application to the program is entirely voluntary and users wishing to have prepaid electricity must file a format requesting the service, which generates a self-selection problem. To address this self-selection problem, we use the fact that households must meet some requirements, described in section 2, to be part of the program's target market. Since the timing of the switch is not correlated with levels or trends in household consumption, electricity infrastructure or other observables (conditional on being eligible for being part of the target market), but the eligibility criteria are correlated with households socioeconomic characteristics, we decided to restrict all estimates to the set of households that are part of the program and that are available in the data provided by EPM.

Because households request the switching at different points in time, our main estimation equation for the results in this paper is the Difference-in-Differences with staggered adoption design, as specified in equation 1, which accommodates the varying of treatment and dynamic treatment effects over time.

$$c_{dt} = \alpha_d + \alpha_t + \sum_{j=-12}^{j=-2} \delta_j + \sum_{j=0}^{j=12} \delta_j + \varepsilon_{dt} \quad (1)$$

The main outcome of interest is the consumption of electric energy measured in kwh c_{dt} , where d and t stand for dwelling and month, respectively. δ_j , in equation 1 capture the relative event time indicators, i.e., δ_j is an indicator variable taking value 1 if it is the month j relative to the switching month, either before or after. The estimation equation includes dwelling fixed effects α_d to capture arbitrary time-invariant heterogeneity across dwellings and time fixed effects α_t to capture overall time trends. ε_{dt} are standard errors clustered at the level of dwellings [12].

We create a set of treated and never treated residencies at different points in time. Then, within the same calendar months, we compare the electricity consumption of residencies that switched in month t to those who decided to switch in month $t + \delta$. This fully dynamic specification allows us to capture the dynamics of the electricity consumption relative to the month of the switching. We include 10 months prior to the switching and 12 months after the switching. Furthermore, taking into account what was raised in [13] and, as in most event study specifications [14], [15], we do not drop observations that are further than 10 months prior to or 12 months after the shock, but rather bin these by setting $\delta_{-12} = 1$ if $j \leq -10$ and $\delta_{12} = 1$ if $j \geq 12$.

In addition, the parametric specification allows us to analyze the statistical significance and magnitude of the estimates. We estimate the following specification:

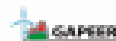
$$c_{dt} = \alpha_d + \alpha_t + \beta \text{PostPrepaid} + \varepsilon_{dt} \quad (2)$$

where d and t stand for dwelling and month, respectively, and **PostPrepaid** is an indicator variable taking the value 1 for all months after the switching and 0 for all the observed months in which the user was in prepaid scheme. The

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





parameter β measures the changes in electricity consumption of the switched dwellings compared to the yet-to-be switched dwellings, conditional on the set of dwelling and month fixed effects.

RESULTS

We begin by studying the impact of switching to the prepaid scheme on electricity consumption. We first explore the dynamics of the effects around the month of switching by estimating equation 1. We estimate this specification for both the complete sample and for two sub-groups: those users who presented suspension or cut before switching to the prepaid scheme and those users who presented regular consumption. Figure 3 displays the point estimates of the non-parametric difference-in-differences with staggered adoption over the window of 10 months before and 12 months after the switching.

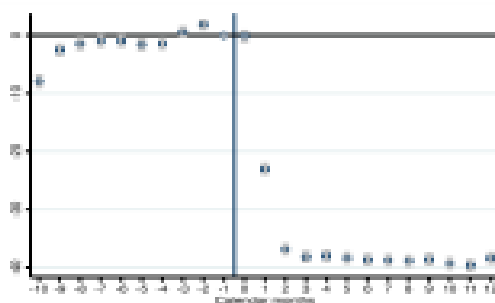


Figure 1 This figure shows the coefficients from equation 1, where the outcome variable is the electricity consumption of dwelling j . The estimation method is Difference-in-Differences with staggered adoption.

We interpret the magnitude of the findings by estimating equation 2 and we report the results of the parametric specification in table 1. We see that the switching to the prepaid scheme have a positive and strongly significant impact on electricity consumption. Column (2) show a reduction in electricity consumption of 31.32 Kwh, which, compared to the average user consumption in the sample prior to the change, represents a reduction of 24.73%. Furthermore, columns (4) and (5) shows that the effect is similar for both sub-groups, however it is stronger for those users who presented some type of suspension or cut prior to the switching to the prepaid scheme.

CONCLUSIONS AND POLICY

In this paper, we analyze the impact that switching to a prepaid electricity program has on the behavior of household's energy consumption, mainly on those that are more vulnerable from a socioeconomic point of view. The paper is guided by one main question: how is the behavior of the energy consumption of a household, which may or may not have the electric power service discounted or cut off, affected when it is passed to a prepaid scheme, where he can self-manage his consumption and consume according to his payment possibilities? We find that the switching to the prepaid scheme have a positive and strongly significant impact on electricity consumption, this is, a reduction of 24.73% compared to the consumption under a prepaid scheme. In addition, analyzing the dynamics, we observe that this effect is persistent over time, even 12 months after the switch. This kind of energy efficiency is quite relevant both for the Colombian context and its energy sufficiency in the medium and long term, and for the global context, since the European Commission has listed improved energy efficiency among its top objectives for 2020, and most countries that have ratified the recent Paris Agreement plan to improve energy efficiency in order to meet their goals [16] [17].

Table 1: The impact of prepaid schemes in electricity consumption.

Variable	Dependent variable: electricity consumption in kwh					
	Full sample		Group with disconnection or cut		Group without disconnection or cut	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
PostPrepaid	-24.61*** (0.412)	-31.32*** (0.274)	-27.28*** (0.694)	-34.45*** (0.476)	-25.72*** (0.481)	-28.74*** (0.310)





4th Annual APEEN Conference 2019
**Energy Demand-Side Management
and Electricity Markets**

University of Beira Interior - Covilhã, Portugal | October 17-18



Stratum 1	-100.8*** (25.61)		-157.2*** (30.82)		-73.05*** (26.13)
Stratum 2	-85.61*** (25.61)		-139.4*** (30.82)		-59.95** (26.13)
Stratum 3	-69.37*** (25.62)		-120.6*** (30.86)		-43.82* (26.15)
Stratum 4	-32.60 (26.17)		-81.21** (31.60)		-1.915 (27.45)
Stratum 5	7.188 (34.04)		-34.59 (41.74)		25.40 (46.67)
Commune	-0.0259*** (0.00285)		-0.0337*** (0.00470)		-0.0317*** (0.00357)
Neighborhood	-0.000322 (0.000447)		0.00288*** (0.000740)		-0.00250*** (0.000554)
Constant	236.8*** (25.61)	147.7*** (0.178)	280.8*** (30.83)	140.0*** (0.296)	220.7*** (26.14)
Observations	8,367,503	10,006,889	3,277,714	3,945,513	5,021,833
Clusters	114355	138432	49397	59995	63340
R-squared	0.025	0.502	0.030	0.488	0.026
Dwelling FE		✓		✓	✓
Month FE	✓	✓	✓	✓	✓

Notes: Clustered standard errors in parenthesis. Significance level: *** 1% ** 5% * 10%. Estimation method: Difference-in-Differences with staggered adoption.

ACKNOWLEDGEMENTS

Mateo Cardona and Jhon Jairo Garcia would like to thank Universidad EAFIT to support this research through the Research Assistantship grant from project 828-000134. This research has also been developed in the framework of the "ENERGETICA 2030" Research Program, with code 58864 in the "Scientific Colombia" initiative, funded by The World Bank through the call "778-2017 Scientific Ecosystems", managed by the Colombian Administrative Department of Science, Technology and Innovation (COLCIENCIAS). Juan Miguel Gallego would like to thank financial support from the program Colombia Científica-Alianza EFI # 60185 contract # FP44842-220-2018, funded by The World Bank through the call Scientific Ecosystems, managed by the Colombian Administrative Department of Science, Technology and Innovation (COLCIENCIAS).

REFERENCES

- [1] Z. Liu, "Global energy development: The reality and challenges," in *Global Energy Interconnection*, Elsevier Inc., 2016, pp. 1-64.
- [2] D. Tewari and T. Shah, "An assessment of South African prepaid electricity experiment, lessons learned, and their policy implications for developing countries," *Energy Policy*, pp. 911-927, 2003.
- [3] K. C. O'Sullivan, H. E. Viggers and P. L. Howden-Chapman, "The influence of electricity prepayment meter use on household energy behaviour," *Sustainable Cities and Society*, vol. 13, p. 182-191, 2014.
- [4] G. Smith and K. Jack, "Pay as You Go: Prepaid Metering and Electricity Expenditures in South Africa," *American Economic Review: Papers & Proceedings*, vol. 105, no. 5, p. 237-241, 2015.
- [5] E. M. Azila-Gbator, E. Ayewo-Atasi and F. Deyna, "An exploratory study of effects of prepaid metering and energy related behaviour among ghanaians household," *International Journal of Sustainable Energy and Environmental Research*, vol. 4, no. 1, pp. 8-21, 2015.
- [6] Y. Qiu, B. Xing and Y. D. Wang, "Prepaid electricity plan and electricity consumption behavior," *Contemporary Economic Policy*, vol. 35, no. 1, pp. 125-142, 2016.
- [7] S. Nugroho, E. Zamana, R. Nakama, K. Takahashi, K. Koike, R. Kawantoh, N. Arifin, A. Murundah, H. Arifin, M. Muchtar, K. Gornal and T. Fujita, "The Effect of Prepaid Electricity System on Household Energy Consumption - the Case of Bogor, Indonesia," *Procedia Engineering*, vol. 198, p. 642-653, 2017.
- [8] G. R. Talles Esteves, F. L. Cyrino Oliveira, C. Henggeler Antunes and R. Castro Souza, "An overview of electricity prepayment experiences and the Brazilian new regulatory framework," *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 54, p. 704-722, 2016.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





4th Annual APEEN Conference 2019
**Energy Demand-Side Management
and Electricity Markets**
University of Beira Interior - Covilhã, Portugal | October 17-18



- [9] A. Faruqi, S. Sergici and A. Sharif, "The impact of informational feedback on energy consumption: A survey of the experimental evidence," *Energy*, vol. 35, p. 1598–1608, 2010.
- [10] J. Bonilla, D. López and C. Sepúlveda, "Estratificación socioeconómica en Colombia Contexto general y diagnóstico," in *Los límites de la extracción en banca de alternanzas*, Universidad del Rosario, Secretaría de Planeación Distrital de Bogotá, 2014, pp. 23–40.
- [11] M. Bertrand, E. Duflo and S. Mullainathan, "How much should we trust in differences-in-differences estimates?," *The Quarterly Journal of Economics*, 2004.
- [12] K. Borusyak and X. Jaravel, "Revisiting Event Study Designs, with an Application to the Estimation of the Marginal Propensity to Consume," *Working paper*, 2017.
- [13] S. Higgins, "Financial technology adoption," *Working paper*, 2019.
- [14] J. McCrary, "The Effect of Court-Ordered Hiring Quotas on the Composition and Quality of Police," *The American Economic Review*, no. 97, pp. 318–353, 2007.
- [15] J. Núñez, A. Bateman, C. Catañoda, S. Cortés, L. Echeverry, P. Franco, I. Durán, R. Guerrero and D. Restrepo, "Estudio de usuarios sin servicio por morosidad de los negocios de aguas, energía eléctrica y gas natural para identificar estrategias y políticas públicas de orden nacional, regional y local," *Desarrollo*.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergía.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergía.gov.co





Comentario 10

De: **Iván Barcas Osorio**

Fecha: vie., 21 feb. 2020 a las 12:59

Asunto: Comentarios Foco 2_ Misión de la Transformación Energética

Comentarios al documento 2. El Rol del Gas en la Transformación Energética presentación

1.2. PROPUESTA

De las plantas de regasificación

Texto Original:

"Sería exigible y deberá supervisarse que cada comercializador que sirve a usuarios finales del servicio, o que intermedie con comercializadores que atiendan usuarios finales del servicio, así como los usuarios no regulados que actúen directamente en el mercado, cuenten el 1 de diciembre de cada año con contratos de suministro de gas doméstico y/o contratos de servicios de regasificación que les permitan atender su demanda durante los siguientes diez (10) años. La demanda de referencia sería la correspondiente a la registrada en los doce (12) meses previos al 1 de diciembre de cada año."

Comentario:

Esta exigencia podría generar restricciones en la participación de agentes y restringiría la contratación de usuarios No Regulados. Ante escenarios de escases como en el que vivimos en la actualidad los agentes se contratarían a precios elevados los cuales podrían disminuir en caso de nuevos hallazgos ocasionando desventajas competitivas.

Esta exigencia no debe ser una obligación para quienes atendemos usuarios No regulados ni para los mismos usuarios No regulados, debido a que cualquier disminución del precio, después de establecidos los compromisos, dejaría en condiciones no competitiva las diferentes industrias. Adicionalmente hay industrias como el GNV que son elásticas dependiendo de la competitividad ante los sustitutos y podría ocasionar que quienes atienden esos mercados queden sobre contratados ante disminuciones del consumo.

Así mismo, se toma como demanda referencia, la demanda del año previa al inicio. En la realidad en algunos mercados la demanda no se mantiene, por el contrario, tienen a decrecer al ser reemplazados por otros combustibles sustitutos. Están obligando a contratar un servicio que puede ir en contra de la eficiencia o resultados de las ~~compañías~~.

Texto Original:

"Con relación al precio de gas importado y otra vez con fines ilustrativos, en la gráfica de la derecha se presentan los precios de GNL para la exportación de USA durante los últimos tres (3) años. Se registró durante este trienio un precio promedio de 4,84 USD/MBTU,



con un máximo de 6,84 USD/MBTU y un mínimo de 3,65 USD/MBTU. Se recalca que entre mayor es la extensión del contrato de importación, mejores precios se obtienen.”

Comentario:

Sería bueno que el documento estimara el precio de venta de gas natural importado (~~regasificado~~) para así estimar la demanda de los diferentes mercados. Ya que si este precio no es competitivo y además se encuentra muy por encima del precio del gas doméstico podría influenciar el alza del precio de este último llevando a varias industrias a adoptar combustibles sustitutos disminuyendo la demanda.

Una solución para que el país no sufra una tendencia alcista por causa del gas importado podría ser asignar este gas solo a algunos mercados específicos, destinando el gas doméstico para mercados que no sean competitivos con el costo del gas importado.

Texto original:

“Los costos de la infraestructura de regasificación serían asumidos por la demanda que se beneficia de la misma y serían cubiertos a través de los contratos de reserva de capacidad de regasificación que suscriban agentes y/o usuarios con el horizonte de diez (10) años exigido. Los resultados de la estimación arrojan durante el periodo de análisis una tarifa promedio por servicios de regasificación de 1,43 USD/MMBTU, con un máximo de 2,35 USD/MMBTU en los primeros dos (2) años del periodo de análisis (que supone la venta de la totalidad de la producción doméstica) y un mínimo de 0,97 USD/MMBTU al final del periodo de análisis.

Comentario:

En la práctica toda la demanda tendrá que financiar el proyecto, tarde que temprano se tendrán que renovar contratos y pasar a la figura obligatoria de pagar por contratos de reserva de capacidad de regasificación.

La demanda total que financie el proyecto debería tener un beneficio donde el costo por la capacidad de regasificación sea lo más cercana posible a 0.1 USD/MMBTU. Así mismo debería ser dueño de la capacidad que contrató hasta el punto de poder comercializarla a terceros.

2. RÉGIMEN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

2.2. PROPUESTA

Texto Original:



"i- Realizar la convocatoria pública para la contratación del desarrollo del proyecto de la planta de regasificación de la Costa Pacífica, a más tardar en el primer trimestre de 2020, proyecto que debe incluir, conjunta o separadamente, la construcción del gasoducto que conecte la Terminal con el SNT. "

Comentario:

Ambos proyectos deberían estar operativos de manera simultánea, de lo contrario se generarían ineficiencias que no están consideradas en las inversiones ni en los gastos de operación presupuestados. Cabe aclarar que en el estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural emitido como documento de consulta por la UPME el 10 de enero de 2020 establece que la planta de regasificación del pacífico estará operativa para el año 2024 y el gasoducto Buenaventura - Yumbo estará para 2 años después.

Texto Original:

"iii- De decidirse la ejecución de los dos (2) proyectos, la UPME debería replantear el plan de expansión indicativo de la red de transporte, en la medida en que probablemente no se requerirían todas las inversiones de contraflujo consideradas actualmente. Mientras las termoeléctricas instaladas en el suroccidente del país podrían abastecerse físicamente de la planta de la Costa Pacífica, las termoeléctricas del Magdalena Medio podrían abastecerse físicamente de la planta de La Guajira. "

Comentario:

De no ejecutar las inversiones para los contraflujos considerados actualmente mantendríamos un sistema de transporte incapaz de atender las necesidades del país ante situaciones de contingencia.

De los desarrolladores de los proyectos

Texto Original

"Sobre los desarrolladores de tales proyectos, la regulación actual impide que productores-comercializadores participen en la ejecución o explotación de este tipo de proyectos, salvo que realicen importaciones de gas para su uso como materia prima. Esta regla resulta razonable en la medida en que permite la desconcentración del mercado y evita acaparamientos."

Comentario:

No se prohíbe que los transportadores participen en la ejecución o explotación de este tipo de proyectos. En mi opinión la explotación de este tipo de proyectos debe ser realizada por un agente independiente que de transparencia en la asignación y despacho del gas.



3. MERCADO DE GAS Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

3.3. PROPUESTA – MODELO DE MERCADO Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Texto Original:

“Las transacciones del mercado secundario también deben ser libres. Los esquemas de “úselo o véndalo” no serían aplicables en el caso de suministro y debe ser el comprador quien tome la decisión de nominar las cantidades mínimas exigibles en los contratos, o postergar su consumo en el caso de los take or pay. Al existir flexibilidad contractual en modalidades contractuales y en la proporción de pagos fijos en los contratos, la venta al secundario debe ser potestativa del comprador inicial en función de sus requerimientos de consumo y las condiciones económicas del mercado.”

Comentario:

Estamos de acuerdo con el enunciado, sin embargo deben existir una metodología para evitar el acaparamiento de gas por parte de algunos agentes, lo cual podría restar liquidez al mercado.

4.1. DIAGNOSTICO – EXPANSION DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE

Texto Original:

“En adición a lo anterior, la regulación de la CREG es ambigua al definir o interpretar cuándo un gasoducto debe considerarse como ducto de transporte, cuándo de distribución y cuándo de conexión, lo que puede conducir a la desnaturalización de lo que hasta hoy se ha denominado Sistema Nacional de Transporte”.

Comentario:

Adicionalmente, se debe flexibilizar el trámite en el cual, si el usuario por cercanía tiene la opción de conectarse directamente al ducto de transporte, no tenga que pedir autorización o aprobación al distribuidor más cercano al predio.

4.2. PROPUESTA – EXPANSIÓN DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE

Texto Original:

“La proyección del crecimiento de la demanda ha de ser el elemento que dirige la planeación de la infraestructura. La proyección de crecimiento de la oferta nacional será complementada con importaciones vía ducto o por GNL”.

Comentario:



En la proyección de la demanda, se debe considerar la demanda que saldrá del mercado en vista que los precios futuros del gas y otros costos asociados hacen imposible continuar usando dicho producto y abre la puerta a otros sustitutos.

5. COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN E INFORMACIÓN

De la asignación de capacidad

Imagen del texto Original:

Con relación a la Asignación de Capacidad de Transporte, si bien es posible realizar esta asignación con base en subastas, se recomienda que dicha Asignación se realice por directivas, a través de reglas y a prorrata. La diferencia entre ambas opciones es la siguiente:

	Basado en el Mercado	Basado en reglas
Preocupación por la congestión	Subastas de capacidad	(Dificultad para diseñar reglas sin preferencias sobre congestión)
Exceso de capacidad esperada	(Los mercados no funcionan bien sin escasez)	Primero en llegar, primero en servir Pro-rata

Comentario:

Cualquiera que sea el mecanismo que se use para asignar las capacidades debe estar soportada con demanda real. Cuando se asigna solo por orden de llegada se favorece el acaparamiento de capacidades y se restringe el acceso a este bien esencial a algunos usuarios. Posteriormente, la demanda debe comprar las capacidades con sobre costo en vista que solo unos cuantos contratan las capacidad si tener demanda asociada.

De la contratación de servicios de equilibrio

Texto Original:

"El nuevo agente institucional, que se ha denominado Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento, compañía que estaría conformada por los transportadores que realicen operaciones en el Sistema Nacional de Transporte,"

Comentario:

El gestor técnico debe ser independiente a los actores del mercado, especialmente si este es un transportador con intereses en empresas distribuidor-comercializador, esto generaría conflictos de intereses.

Pareciera que este texto se contradice con el enunciado expuesto en el numeral 8,1, literal i donde dice: "El Gestor Técnico del Sistema



En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

Reporte cualquier irregularidad en el correo electrónico lineaetica@minenergia.gov.co
Calle 43 No. 57 - 31 CAN Bogotá, Colombia - Código Postal 111321
Conmutador (57 1) 2200300 - Línea gratuita nacional 01 8000 910180
www.minenergia.gov.co





de Transporte y Almacenamiento deberá ser independiente y no controlado por ningún transportador o ningún remitente en particular. Se deberá limitar la participación societaria de cualquier agente sectorial a un máximo del 5%; "

De los precios de la oferta de suministro

Texto Original:

"Virtual: Los hubs virtuales representan una zona de balance y pueden funcionar casi independientemente de las instalaciones físicas, aunque en determinados momentos es posible que usen dichas infraestructuras para incrementar sus operaciones y servicios. Estos hubs virtuales facilitan la formalización de acuerdos de transporte desde las zonas de suministro hasta los puntos de entrega especificados por los clientes. Estos hubs también proporcionan una localización, o "mercado", donde los transportistas de gas y traders pueden comprar y vender capacidad de transporte y el propio gas. Un ejemplo de hub virtual es el existente en Reino Unido, en el National Balancing Point (NBP)."

(Negritillas fuera del texto original)

Comentario:

Esto abriría las puertas a que un transportador pudiera actuar como comercializador, creando inequidades en el sistema y conflicto de intereses.

De las funciones del Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento

Texto Original:

▪ Presentar ante la CREG los Pliegos Tarifarios para establecer las Tarifas Entry-Exit en nombre de todos los transportadores;

Comentario:

Si el Gestor Técnico que estaría conformada por los transportadores que realicen operaciones en el Sistema Nacional de Transporte, estaríamos expuestos a manejos de tarifas discrecionales por parte de los transportadores.

Texto Original:

▪ Gestionar diariamente las inyecciones y extracciones del sistema integrado para que este funcione de la manera más segura, confiable y eficiente posible;

Comentario:



Existen transportadores que tienen intereses en distribuidores-comercializadores, ¿cómo garantizamos que el gestor al estar conformado por los transportadores no le de prioridad a sus distribuidoras?

Texto Original:

▪ Se recomienda que el Gestor Técnico del Sistema de Transporte y Almacenamiento entre a operar, en la medida de lo posible, antes del mes de diciembre de 2022. La entidad deberá ser creada a través de ley, estableciendo su gobernanza y demás condiciones societarias.

Comentario:

Esto debe salir de un análisis donde se concluya si esta propuesta es la mejor. El mercado estaría quedando en manos de unos pocos agentes que controlan el mercado.

7.2. PROPUESTAS

ii) Incentivar el desarrollo de proyectos de generación distribuida a gas, proyectos de cogeneración y distritos térmicos en las ciudades, así como incentivar el consumo de gas a nivel industrial

Texto Original:

El distribuidor – comercializador deberá publicar las tarifas que aplica como distribuidor y las tarifas que aplica como comercializador de manera separada.

Comentario:

Las distribuidoras deben publicar tarifas antes del periodo de consumo. En algunos casos publican durante el mes de consumo, exponiendo a los usuarios a posibles pérdidas por no considerar un incremento dentro de sus costos.

Texto Original:

Igual sucede con las Estaciones de GNCV afectando las condiciones de competencia. Las Estaciones de GNCV conectadas a la Red de Transporte, pueden ofrecer el gas a menores precios que aquellas que se encuentran embebidas en Redes de Distribución.

Comentario:

Conectar estaciones de GNVC debería ser de fácil trámite antes distribuidores y transportadores en vista que se estaría impulsando el desarrollo de proyectos que uso de gas para consumo vehicular, los cuales causan un menor impacto ambiental vs otros combustibles.

iii) Incentivar proyectos de movilidad a gas natural

Texto Original:

El ritmo de avance de la tecnología eléctrica es acelerado. Los costos han disminuido sustancialmente y su penetración en el mercado irá sin duda aumentando. La penetración en transporte masivo es aún incipiente y las tecnologías de transporte pesado de carga aún no están disponibles. El gas natural, por su parte, cuenta con una tecnología consolidada a precios competitivos. Este combustible, además, es altamente eficiente en la reducción de material particulado, como se verá adelante.

Comentario:

Las tecnologías eléctricas para el transporte pesado de carga se están desarrollando en el mundo más rápido de lo esperado y deben estar disponible para 2021 tal y como lo han anunciado fabricantes como Nikola, Bosch Daimler Truck. Aunque todavía hay temas por resolver tales como la infraestructura debido al peso de estos camiones.

Comentario 11

De: **NORMATIVIDAD ENERGIA Y GAS**

Fecha: lun., 9 mar. 2020 a las 11:51

Asunto: Comentarios ISAGEN - Propuestas Misión de Transformación Energética (Radicado E2020-002644)

FORMULARIO PARA RECEPCIÓN DE COMENTARIOS DE LA CIUDADANÍA Y PARTES INTERESADAS			
Sector:		Energía	
Proyecto:	"Se pública para participación ciudadana de los documentos que contienen las propuestas de la Misión de la Transformación Energética: construyendo la hoja de ruta para la energía del futuro"		

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





Fecha inicio:		28/1/2019	
Fecha fin:		10/3/2019	
Fecha Comentario:			
Datos de contacto:	Correo electrónico:	nomatividadenergiaygas@isagen.com.co	
Nombre de la empresa o interesado:		ISAGEN S.A. E.S.P.	
No	Tema de observación	Referente del Acto Administrativo (artículo, numeral y/o página)	Comentario detallado
1	Foco I - General	Resumen	De manera general creemos que las hojas de ruta para realizar cambios de la magnitud planteada deben considerar que se está bajo una coyuntura de mediano plazo por la incertidumbre a 2020 de la entrada real de Ituango y de las centrales de generación con energía renovable no convencional supeditadas a la construcción de ampliaciones del sistema de transmisión, aunada con la situación de Electricaribe, cuyo funcionamiento con los nuevos operadores no es claro. El caso de Electricaribe es de cuidado porque representa alrededor del 25% de la demanda y atiende la región que muestra los mayores crecimientos de demanda del país. En nuestra opinión se debe tener cuidado con las transiciones y que las hojas de ruta

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



			<p>consideren los impactos por demoras en estas entradas y la afectación para la demanda .</p> <p>La Misión es una oportunidad valiosa para abrir discusiones interesantes y mejorar el mercado de energía eléctrica a la luz de los cambios tecnológicos, pero no se puede desconocer la coyuntura actual, por lo que decisiones que impacten a inversionistas que se han instalado en el país con una estabilidad jurídica deberían tomarse con todos los análisis de beneficio costo asociados. Es claro que se busca el beneficio para la demanda, pero no se puede desconocer que la demanda es atendida por agentes que requieren unas reglas claras, bajo una óptica de mercado en las actividades que no son reguladas y teniendo en cuenta la suficiencia financiera de los agentes.</p>
2	Foco I - Competencia, participación y estructura del mercado	Informe Foco I - A. Diseño Mercados a corto plazo. Pag. 11	Sería oportuno ampliar el concepto del mercado de ajuste para proponer la cantidad de subastas en tiempo real, considerando que el documento habla de "una (segunda) liquidación", pudiendose interpretar como sólo una subasta en tiempo real.
3	Foco I - Competencia, participación y estructura del mercado	Informe Foco I - A. Diseño Mercados a corto plazo. Pag. 12	Sugerimos definir concretamente el concepto de "oferta de tres partes" tanto para recursos de generación, demanda y almacenamiento. Una de sus partes es "curva de oferta de energía". Solicitamos a los consultores indicar el alcance de este parámetro, puesto que actualmente solo se tiene un par precio-cantidad y podría interpretarse que el concepto de "curva" significaría la posibilidad de ofertar más



			pares precio-cantidad.
4	Foco I - Competencia, participación y estructura del mercado	Informe Foco I - A. Diseño Mercados a corto plazo. Pag. 14	Se propone "precios por debajo del horario (Por ejemplo, 5 minutos)", Creemos adecuado plantear el objetivo de esta fragmentación de precios y cual sería la consecuencia tanto para la demanda, como para los generadores y comercializadores de energía. Ante las condiciones del mercado, no se observan claramente los beneficios de tener señales menores de una hora.
5	Foco I - Competencia, participación y estructura del mercado	Informe Foco I - A. Diseño Mercados a corto plazo. Pag. 22 (Servicios Auxiliares y mecanismo de mercado)	Sugerimos ampliar una explicación de cuales mecanismos de asignación de largo plazo se pueden aplicar bajo el nuevo esquema de mercado para servicios auxiliares y su prioridad de implementación.
6	Foco I - Precios Nodales	Informe Foco I - A. Diseño Mercados a corto plazo	Debido al cambio que proponen del mercado uninodal al multinodal, creemos que sería conveniente que se ampliara la explicación sobre la transición que debería establecerse para migrar a ese esquema. Actualmente se tienen contratos en el MEM con plazos superiores a 10 años (e.g. contratos que surgieron de la pasada subasta CLPE del MME-UPME) que tienen como referente de valoración (activo subyacente) al Precio de Bolsa definido sobre el esquema uninodal, así como las mismas OEF que tienen primas asociadas un Precio de Escasez vinculado al Precio de Bolsa actual.



7	Foco I - Precios Nodales	Informe Foco I - A. Diseño Mercados a corto plazo	Solicitamos a los consultores evaluar la posibilidad de implantar el esquema multinodal, pero sin efectos en la liquidación inicialmente. Es decir, conviviendo una liquidación uninodal con otra multinodal sin efectos económicos, con el fin de tener un periodo de evaluación (e.g. un año) para todos los agentes del mercado.
8	Foco I - Precios Nodales	Informe Foco I - A. Diseño Mercados a corto plazo	Actualmente, en la fórmula tarifaria de usuarios finales, se establece tanto una componente G como una componente R. En esta última se incluyen los sobrecostos operativos por congestión de la red. Con la propuesta de los consultores, entenderíamos que el nuevo referente de precio spot contendría ambos conceptos. La pregunta es si es posible mantener dos referentes de Precio spot (el actual Precio de Bolsa y el nuevo Precio de Referencia MEM) para efectos de permitir que se puedan seguir liquidando diferentes instrumentos que se valoraron contra el Precio de Bolsa y no con el nuevo Precio de Referencia MEM. Entenderíamos también que sería preferible definir un solo valor de referencia horario para mantener un principio de solidaridad en el sistema y evitar cobros diferenciales a los usuarios conectados en diferentes partes del país.
9	Foco I - Contratos a plazo	Informe Foco I - B. Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales	Bajo los principios de la Resolución CREG 114 de 2018, son posibles las transacciones OTC sin pasar por una Cámara de Compensación (e.g. propuesta Bolsa Mercantil de Colombia). Favor aclararnos si la propuesta de los Consultores solo considera transacciones con derivados financieros con



			cámara de compensación.
10	Foco I - Contratos a plazo	Informe Foco I - B. Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales. Pag 28	<p>Sobre las mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales, es importante controlar el tema de riesgo financiero, se debe evaluar esquemas de transición para no afectar contratos firmados ni tener grandes asimetrías respecto a las características de los nuevos contratos versus los ya firmados. Se sugiere también analizar las razones por las cuales los precios son diferentes para usuarios regulados y no regulados, ya que las características de los contratos entre los mercados son diferentes (plazos y duración, curvas de carga, momento de negociación y firma de los contratos) que pueden generar diferencias en los precios.</p> <p>Por otro lado, en relación con el mercado de contratos, se sugiere que al analizar el tipo de agentes y los comportamientos en el mercado, se analice la situación particular de los agentes que transan en cada mercado. Para el caso particular de ISAGEN, por ejemplo, la energía que comercializa proviene del generador y solo tiene un precio de referencia en el contrato registrado ante XM porque la reglamentación así lo establece al separar las actividades, la situación no obedece a prácticas de abuso o discriminación. El precio de venta a los usuarios está en los contratos bilaterales que se tienen firmados con cada uno de ellos y que el operador también conoce y es el precio que se debe usar como referencia para los análisis y no el precio</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			<p>artificial del contrato "yo-con-yo". La calidad crediticia de algunos agentes y la forma en que se cubren han generado riesgos y exposición de los usuarios a la bolsa durante toda la historia del mercado de energía. La energía eléctrica es un servicio público que debe ser prestado por agentes que tengan suficiencia y eficiencia financiera.</p>
11	Foco I - Contratos a plazo	Informe Foco I - B. Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales. Pag 28	<p>Sugerimos tener en cuenta Servicios Complementarios que pueden ser vendidos a través de procesos de adquisición de contratos de largo plazo, tales como la Regulación de Tensión y la Recuperación de Servicio, sin limitarse únicamente al AGC. Este es un tema que debe ser considerado con cuidado, porque en las ideas presentadas en los informes y la misma iniciativa del Regulador, la asignación de los SSCC se realiza en un proceso de co-optimización día a día, sin considerar la posibilidad de compras a plazo de estos servicios.</p>



	12 Foco I - Contratos a plazo	Informe Foco I - B. Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales . Pag 31	En el informe se establece que "la demanda no regulada debería poder negociar de manera independiente y directa con los generadores". Favor aclararnos el alcance de esta propuesta, dado que actualmente los generadores, bajo la figura de comercializador atendemos directamente a Grandes Consumidores. Consideramos que no se lograría eficiencia para la demanda obligando a agentes como ISAGEN a que tengan que vender toda su energía en bloque y luego volverla a conseguir para atender sus usuarios no regulados, dado que implicaría un aumento en costos financieros, de garantías y transaccionales donde el usuario saldría perjudicado. La diferencia en precios no se da por la integración de este tipo de agentes. Dentro del espíritu de la Ley Eléctrica siempre estuvo presente la posibilidad a que los Grandes Consumidores pudieran acceder directamente a comprar energía sin intermediarios, a "precio de fábrica". Otra interpretación que se podría obtener es que se desea que los Grandes Consumidores accedan directamente al MEM, pero debe recordarse que la participación en el MEM implica también costos y responsabilidades (Pagos CND, ASIC, CREG, SSPD, reportes SUI, Atención SSPD, lectura y reporte de medidores, costos y garantías del mercado, garantías del STN, garantías a los OR, entre otros), además de cambios de fondo en la Ley Eléctrica.
--	-------------------------------	---	--

	<p>13 Foco I - Contratos a plazo</p>	<p>Informe Foco I - B. Mejoras en el diseño de contratos y mercados bilaterales . Pag 31</p>	<p>Encontramos en las propuestas, la posibilidad de que un UNR sea atendido por mas de un comercializador. De todas formas, es necesario advertir que este esquema requeriría establecer un Acuerdo entre Comercializadores para compartir una Frontera Comercial (análogo al proceso de Activos de Conexión Compartidos), puesto que sería necesario definir las reglas para asignar cantidades y liquidación a cada uno de los comercializadores en el MEM. De todas formas, este esquema compartido tendría que ser admitido por todas las partes involucradas antes del registro del contrato o contratos respectivos. Solicitamos también justificar por qué se ve como necesario desde el 2020.</p> <p>En nuestro criterio, no creemos que sea necesaria tanta premura para este asunto, teniendo en consideración otras problemáticas de mayor fondo a las cuales se enfrenta el Mercado de Energía en este momento. Realmente, lo importante ahora es tratar de madurar los mecanismos de contratación mayorista bajo el SICEP o la Resolución CREG 114/2018, antes que ajustes de este tipo. El fraccionamiento de la demanda No Regulada puede aumentar el número equivalente de Grandes Consumidores, pero es preferible simplemente hacer un reducción del umbral para que realmente los usuarios que hoy están cercanos a convertirse en UNR así lo hagan y mejoren sus opciones de compra de energía.</p>
--	--------------------------------------	--	---

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





	14 Foco I - Suficiencia de Recursos a LP	Informe Foco I - C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Pag 33.	<p>Compartimos la tesis en que los contratos permiten mitigar el poder de mercado en el mercado de corto plazo. No obstante, en la forma en que está presentada la Ineficiencia No.1 del actual mecanismo de cargo por confiabilidad, daría a entender que el solo hecho de tener un mecanismo de remuneración de confiabilidad o capacidad (CRM por sus siglas en inglés Capacity Remuneration Mechanism) da lugar a más incentivos para ejercer el poder de mercado. No compartimos esa interpretación, considerando que uno de los objetivos del CxConf es tener un incentivo para que se realicen las inversiones necesarias en generación con anticipación y evitar racionamientos y que los generadores que esten en el mercado esten disponibles con su energía firme. En ningún caso, el mecanismo del Cargo por Confiabilidad imposibilita el cubrimiento mediante contratos a plazo. De hecho, la mayor parte de la demanda en Colombia está cubierta en forma primaria por contratos a plazo que abarcan periodos de mediano plazo. Para un comportamiento tan incierto como el mercado Colombiano, creemos que es necesario que el MEM cuente con instrumentos especializados para cubrimiento de Largo Plazo (e.g. un CRM), instrumentos para el Mediano Plazo (contratos a plazo) y tambien instrumentos para Corto Plazo (e.g. mercados electrónicos).</p>
--	--	---	---





15	Foco I - Suficiencia de Recursos a LP	Informe Foco I - C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Pag 33.	Con respecto a la ineficiencia No.2, consideramos que esta situación es producto de un efecto coyuntural presentado a raíz de la situación de escasez de abastecimiento de gas, el cambio de combustible de muchas centrales térmicas con un Precio de Escasez muy bajo (~ 300 COP/kWh), que condujo a que se presentara en el 2015 un uso temprano de los embalses pese a un incremento sistemático en el Precio de Bolsa que buscaba que la generación térmica entrara en mérito, pero no lo hacía, porque había pérdidas financieras para las plantas con costos variables superiores al precio de escasez. Esta situación quedó resuelta con la creación del Precio de Escasez de Activación (Resolución CREG 140 de 2017). Solicitamos a los consultores reevaluar sus hipótesis, teniendo en cuenta los cambios regulatorios y avances que ya se han implantado para el MEM.
16	Foco I - Suficiencia de Recursos a LP	Informe Foco I - C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Pag 33.	Con respecto a la ineficiencia No.3, no compartimos esa conclusión. Es una afirmación que generaliza una situación particular de algunos agentes térmicos, que poseen plantas de costo variable muy alto, pero de bajos costos de inversión y pueden prestar un servicio de respaldo para las situaciones de escasez que pueden presentarse en el SIN. Cualquier esquema de garantice la suficiencia energética de largo plazo, sujeta a fuertes incentivos financieros para honrar los compromisos, conducirá a que los agentes generadores tengan exposiciones controladas de su oferta comercializable en contratos. Incluso en un esquema EOM (del inglés Energy-Only-

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

			Markets) como el propuesto en el informe del Foco I, la cantidad comercializable será limitada, en vista de los riesgos de mercado que enfrenta cada generador en particular o con precios mayores a los que se tendrían en condiciones de contratación de menor plazo, por cuanto deben considerar las altas incertidumbres que un generador enfrenta en un mercado como el colombiano, sujeto a condiciones ENSO (El Niño South Oscillation) imposibles de predecir en frecuencia, intensidad y momento de aparición.
17	Foco I - Suficiencia de Recursos a LP	Informe Foco I - C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Pag 32 -33.	La transformación energética viene con fuerza, más fuentes intermitentes, una demanda neta más volátil a raíz de la introducción de recursos distribuidos, perfiles de carga más flexibles, mejor información del mercado para el usuario final y una economía cada vez más electrificada. Pareciera que contar con un seguro de confiabilidad será aun más necesario. El desafío será establecer un diseño de ese mecanismo que entregue la mejor solución a mínimo costo. De todas formas, creemos que la discusión de si debe ser un mecanismo tipo CRM o uno tipo EOM (Energy-Only-Market) como el propuesto por los consultores en este informe, no está agotada. Los CRMs tienen la gran ventaja en que reducen la percepción de riesgo de los inversionistas y también tienden a mitigar o eliminar el famoso "missing-money problem", que se acentúa con la penetración de más generación proveniente de energía renovable (muy bajos costos variables). No obstante, un diseño de mercado que incentive la

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.

			<p>contratación y se tengan las plataformas y reglas adecuadas para que exista liquidez, es obviamente un complemento excelente para un mercado sano y competitivo. No tenemos clara la forma en que operaría el mercado de contratos propuesto para la suficiencia de largo plazo y la restricción de la energía firme a vender en contratos. Adicionalmente no es clara la transición pues ya se tienen Asignaciones de Obligaciones de Energía Firme más allá de 2032, demanda contratada por 10 años o más y los agentes tenemos firmados contratos con Usuarios No Regulados y comercializadores por más de 5 años, y agentes como ISAGEN que atienden Usuarios No Regulados no tienen un pronóstico de demanda futura predecible. Consideramos que la transición propuesta por los consultores es insuficiente y, a nuestro modo de ver, es preferible ajustar el CRM actual del MEM, de tal forma que a la par en que se desarrolle el mercado de contratos (bajo criterios de la Resolución CREG 114/2018), el mismo mercado dará la señal para prescindir de un CRM y hacer una transición más natural y de mínimo impacto social y financiero.</p>
18	Foco I - Suficiencia de Recursos a LP	Informe Foco I - C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Pag 32.	<p>Se propone validar si la implementación de contratación estandarizada a largo plazo para reemplazar el Cargo por Confiabilidad podría llevar a una sobre instalación e incremento en los precios, dado que se requeriría mucha más capacidad para atender condiciones medias, además que los generadores solo podrían vender su ENFICC.</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



19	Foco I - Suficiencia de Recursos a LP	Informe Foco I - C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Pag 32.	Consideramos que la implementación de contratación estandarizada a largo plazo para reemplazar el Cargo por Confiabilidad reemplazaría el mercado de contratos y elimina la liquidez de productos que se estructuran bajo los principios de la Resolución CREG 114/18.
20	Foco I - Suficiencia de Recursos a LP	Informe Foco I - C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Pag 36.38	Es importante aclarar sobre los contratos propuestos si son de entrega física o que penalidad existe para incentivar a los comercializadores y generadores a cumplir con la entrega de estos contratos. Tampoco es clara la forma o el incentivo a desarrollar otro tipo de contratos.
21	Foco I - Suficiencia de Recursos a LP	Informe Foco I - C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Pag 41.	Las condiciones de confiabilidad se deben garantizar en condiciones críticas del sistema, las cuales no se presentan solamente en temporada seca. La experiencia muestra que los efectos se sienten todo el año (niño 2015-2016 experimentó los mayores precios entre sep-nov) o por salidas de plantas en cualquier época. Por lo tanto sugerimos revisar la conveniencia de establecer una confiabilidad por estaciones.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



	<p>22 Foco I - Suficiencia de Recursos a LP</p>	<p>Informe Foco I - C. Mecanismo de suficiencia de recursos a largo plazo. Pag 43. Recuadro 3.</p>	<p>En nuestra interpretación, veríamos que la propuesta presentada en el Recuadro 3 se asemeja a un Mercado Organizado Regulado "MOR" como se presentó en otras propuestas de la CREG para hacer compras centralizadas de contratos para el mercado regulado. Las dificultades que se identificaron en ese entonces pasaban por el ámbito financiero (manejo de garantías). La actividad en Derivex, también es muy limitada a raíz de los altos costos de los colaterales. En ese sentido, la pregunta para los consultores es qué diferencia perciben con su propuesta como para no enfrentarse con esos mismos escollos antes señalados. Adicionalmente no es clara la sostenibilidad del mecanismo de contratos trimestrales para garantizar suficiencia de largo plazo y no es posible asumir que las centrales si no tienen ingresos asociados siempre estarán disponibles cuando la demanda los requiera. El éxito de un CRM como el Cargo por Confiabilidad radica en la estabilidad de ingresos que supone la asignación de OEF para los nuevos entrantes y el aporte que el CRM hace a los generadores existentes para soportar financieramente nuevas inversiones o modernización. No sería claro el aporte de un EOM como el propuesto por los consultores en ese sentido. De otro lado, se sugiere modelar la transición donde se incorpore el funcionamiento del mecanismo de contratos vs la Confiabilidad Asignada a las plantas desde el 2008 vs los contratos de largo plazo asignados en la subasta contratada de largo plazo, así como la demanda no regulada</p>
--	---	--	---

			<p>contratada en los diferentes periodos. También es necesario revisar la transición de la componente CERE y el impacto en los contratos ya firmados, y qué se siguen firmando.</p>
23	Foco I - Suficiencia de Recursos a LP	Informe Foco I - D. Mejoras a transmisión, planeamiento y expansión. Pag. 44	<p>Sobre el tema de precios nodales, entendemos que tendría un impacto directo en las restricciones, especialmente en términos de facilitar la valoración del costo de congestión y, por ende, ayudar a mejorar la planeación en la reducción de las congestiones, pero igual tendría una serie de externalidades que deberían ser consideradas en detalle para no afectar las economías de las diferentes regiones del país. Por otro lado se entiende que los Derechos Financieros de Transmisión para cubrir las congestiones son asumidos por los generadores. No obstante, falta detalle en explicar como sería la transición de estos esquemas con los contratos ya firmados que tenían como referencia otro precio sin las restricciones dentro de la componente de Generación. ISAGEN considera que no sería equitativo asignar más riesgos financieros a los agentes existentes, sobre una</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			incertidumbre en el valor las rentas de congestión que difícilmente va a compaginarse con la valoración de Precio de Bolsa que se hizo para cobrar los contratos actualmente vigentes.
24	Foco I - Transmisión, planeamiento y expansión	Informe Foco I - D. Mejoras a transmisión, planeamiento y expansión. Pag. 45	Consideramos necesario que el Consultor complemente la explicación de por qué recomiendan "ampliar la definición del Sistema de Transmisión Nacional (STN) incluyendo el STR". En su parte final, se indica que si la clasificación regional y nacional no se modifica, dicha clasificación seguirá siendo una barrera de entrada considerable (... para nuevos entrantes). Hoy en día, la conexión a STR o a nivel de STN es una cuestión de costos, no de acceso. No obstante, posiblemente sea más simple un proceso con el STN que con un OR propietario del STR respectivo. Debe tenerse presente que una unificación STN+STR implica la solidarización de los costos de pérdidas y remuneración de activos que supone el nivel de tensión IV entre todos los agentes del mercado mayorista, puesto que los factores de perdidas para referir cantidades al STN cambian, así como las pérdidas globales del STN que serían distribuidas entre toda la Demanda Real (Demanda Comercial = Demanda Real + Pérdidas STN).
25	Foco I - Participación	Informe Foco I - E. participación de	Los consultores proponen profundizar la comercialización a través de una mayor

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





	clientes, redes de distribución	clientes comercializadores, planificación de redes de distribución, ubicación y operaciones. Pag 49	desregulación (bajar el umbral a 50 kW en una primera fase) y permitir la agregación de usuarios regulados (rol de agregador). No obstante, encontramos que no es completamente consistente con los procesos de implementación de AMI y reformas institucionales que se discuten en los informes de los Focos III y V. En especial, solicitamos al Consultor que explique con más profundidad la conveniencia de implantar tales cambios en tan corto tiempo.
26	Foco I - Participación clientes, redes de distribución	Informe Foco I - E. participación de clientes comercializadores, planificación de redes de distribución, ubicación y operaciones. Pag 50	Los consultores proponen implantar para 2020 un esquema de tarifas binomias (energía y potencia) y tarifas de energía a nivel horario. En primer lugar, se solicita aclarar a los consultores la necesidad de tarifas binomias y si es del caso, como sería la propuesta para el caso del componente de potencia, teniendo en cuenta que el impacto más alto que tienen los usuarios es por el uso de infraestructura de transporte, que se dimensiona en función de la capacidad instalada a conectar. Otra inquietud que surge, es el por qué de la celeridad que se quiere tener con una tarifación binomia, cuando todavía ni siquiera el mercado en estos momentos cuenta con un valor horario de los cargos de distribución. Consideramos que la señal horaria es importante introducirla en la tarifa, acorde con lo que se presenta en el informe de los consultores para el Foco III, pero es necesario contar con la definición horaria de los costos de transporte (transmisión y distribución), los cuales apenas se están actualizando con las resoluciones de cargos aprobados que se están emitiendo en este

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			año. También la tarificación horaria o en función de la hora del día, será útil para el usuario, cuando éste disponga de los equipos de medida y la información que le permitan tomar decisiones y cambios en sus hábitos de consumo. Para ello, es necesario que el usuario cuente con AMI o sea un UNR que tenga una frontera comercial con medidores que cumplen el Código de Medida.
27	Foco II Gas Natural	Informe Foco II - 1. ESQUEMA DE ABASTECIMIENTO 1.2. PROPUESTA De las plantas de regasificación De las termoeléctricas	El mecanismo propuesto para garantizar el abastecimiento involucra un esquema donde la demanda a partir de diciembre de 2022 deberá contratarse con gas doméstico y/o gas de regasificación por 10 años, de acuerdo al documento se viabiliza el abastecimiento a largo plazo y se eliminan distorsiones de mercado. Sugerimos aclarar por qué es adecuado incentivar el pago de toda la demanda a un servicio que podría ser sustituido en algunos sectores por su sustituto natural: la energía eléctrica. Existe una tendencia muy marcada a nivel mundial a la "electrificación de todo". Los equipos de uso final para los hogares basados en electricidad son cada vez más eficientes y las fuentes primarias que proveen la electricidad serán renovables. Encontramos como contradictorio que haya una propuesta tan insistente en sostener un mercado de gas en grandes dimensiones.
28	Foco II Gas Natural	Informe Foco II - 1. ESQUEMA DE	Se plantea que a partir del 1o de diciembre de 2022 los comercializadores y usuarios no

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





		<p>ABASTECIMIENTO</p> <p>1.2. PROPUESTA</p> <p>De las plantas de regasificación</p> <p>De las termoeléctricas</p>	<p>regulados deberán contratar su demanda para los próximos 10 años con base en los registros de demanda de los últimos 12 meses. Este esquema podría ser conveniente para los comercializadores que atienden demanda regulada; sin embargo, para el caso de las plantas térmicas en particular no es razonable contratar las cantidades futuras con base en los promedios del último año de consumo, por ejemplo, si el último año hubo presencia de fenómeno El Niño o un verano intenso la cantidad a contratar para el siguiente período de 10 años podría resultar innecesariamente alta y costosa, para el agente y el sistema.</p>
29	Foco II Gas Natural	<p>Informe Foco II - 1.</p> <p>ESQUEMA DE ABASTECIMIENTO</p> <p>1.2. PROPUESTA</p> <p>De las plantas de regasificación</p> <p>De las termoeléctricas</p>	<p>En línea con lo anterior, la propuesta no reconoce la característica de demanda intermitente de los generadores térmicos, especialmente los del interior del país. Esto puede resultar en un sobredimensionamiento del sistema de abastecimiento de gas (plantas de regasificación y sistemas de transporte) con base en la demanda pico de estos agentes. Una solución que ha resultado relativamente eficiente en el pasado consiste en resolver esta condición vía contratos flexibles (opciones de gas y combustibles/energéticos sustitutos) que permita a los térmicos utilizar el gas cuando el mercado <i>spot</i> de energía eléctrica lo remunere, no únicamente en condición de escasez como ocurre hoy, y que otros sectores de la demanda de gas utilicen sus combustibles sustitutos.</p>
30	Foco II	<p>Informe Foco II - 1.</p> <p>ESQUEMA DE</p>	<p>El estudio plantea que la remuneración de los costos fijos de suministro y transporte de</p>



	Gas Natural	ABASTECIMIENTO 1.2. PROPUESTA De las plantas de regasificación De las termoeléctricas	gas de las plantas térmicas se realice de manera exógena, para que estos costos no hagan parte de la formación de precios en el mercado spot de energía eléctrica y sirva de mecanismo de reincorporación de las térmicas a la demanda sectorial. No es claro cómo se reconoce el costo sin afectar el mercado eléctrico o otros agentes de la cadena y a la misma demanda. Vemos necesario aclarar por qué es beneficiosa esta propuesta y en caso de plantear un esquema de reconocimiento de costos por parte de toda la demanda, indicar qué porcentaje será aplicado a cada sector. Es cierto que las centrales de gas aportan firmeza, y es con un combustible de transición, pero no se entiende la relación con lo establecido en el Foco1 y con la idea de que la demanda de electricidad remunere en su totalidad los costos fijos de unos contratos firmes, que no necesariamente se requieran por muchos años ya que la matriz de generación es dinámica y están entrando nuevas tecnologías o que ya tiene tecnologías eficientes y que también aportan firmeza. No está justificada ni valorada la necesidad de aumentar infraestructura de transporte de gas para la demanda térmica y no térmica de todo el país. Es claro que los costos son altos y se generarán impactos que pagaría la demanda o iría en detrimento de la suficiencia financiera de otros agentes que han demostrados ser confiables con precios eficientes, es necesario en este tema valorar si se requiere garantizar suministro a todo el país o solo a algunas regiones.
--	-------------	--	--

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





31	Foco II Gas Natural	Informe Foco II - 1. ESQUEMA DE ABASTECIMIENTO 1.2. PROPUESTA. De las termoeléctricas i) Beneficios para usuarios del sector eléctrico (Pag 19)	Consideramos conveniente que se den a conocer las fuentes de información y los análisis realizados por los expertos para llegar a los beneficios que se mencionan en este numeral. Suponiendo que es cierto que los usuarios verían una reducción de los precios del mercado <i>spot</i> , al remunerar de manera exógena el costo fijo del abastecimiento de gas de las térmicas, el consumidor de energía debería ver afectado (incrementado) su precio final en algún componente de la fórmula tarifaria.
32	Foco II Gas Natural	Informe Foco II - 3. MERCADO DE GAS Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN 3.3. PROPUESTA – MODELO DE MERCADO Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN <i>“Opción de Compra de Gas” debe ser sometida a vigilancia especial...”</i>	Se sugiere desarrollar con mayor detalle la idea sobre la vigilancia especial de las Opciones Compra de Gas (OCG) en temas como su alcance, encargado, mecanismos sancionatorios y/o correctivos. Esta modalidad contractual ha sido adecuada para los generadores térmicos, gracias a la flexibilidad con costos fijos razonables. El esquema contractual ha funcionado, incluso durante el Niño 2015-2016.
33	Foco II Gas Natural	Informe Foco II - 3. MERCADO DE GAS Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN 3.3. PROPUESTA – MODELO DE MERCADO Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	Los procesos Úselo o Véndalo – UoV de corto (diarios), mediano (mensuales) y largo plazo (anuales) de suministro y transporte de gas natural son mecanismos de última instancia en el mercado secundario. Si bien estamos de acuerdo que bajo el nuevo esquema el UoV no tendría obligatoriedad, consideramos prudente mantenerlo como esquema de última instancia voluntario.

34	Foco II Gas Natural	Informe Foco II - 3. MERCADO DE GAS Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN 3.3. PROPUESTA – MODELO DE MERCADO Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	Consideramos que se deben realizar mejoras en estandarización de contratos, llegar a realizar toda la transacción de manera virtual, gestión de garantías de manera que sea única por agente, mejor definición de precios de reserva, analizar la viabilidad de una posible creación de la cámara de compensación, además de que el Gestor del Mercado sea quien liquide las transacciones.
35	Foco II Gas Natural	Informe Foco II - 3. MERCADO DE GAS Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN 3.3. PROPUESTA – MODELO DE MERCADO Y COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	En línea con la liberalización propuesta, creemos que se debe liberar la negociación de los contratos con interrupciones en cuanto a plazos y fecha de negociación, la cual es la modalidad contractual natural para gestionar excedentes y/o faltantes.
36	Foco II Gas Natural	Informe Foco II - 5. COORDINACIÓN DE LA OPERACIÓN E INFORMACIÓN De la asignación de capacidad de Transporte	El documento recomienda realizar la Asignación de Capacidad de Transporte por directivas, a través de reglas y a prorrata. Al respecto creemos que se debe aclarar cual sería el manejo de los contratos que ya se encuentran firmados, el manejo estable de las reglas cuando en condición normal hay exceso pero en condición crítica hay déficit (por la entrada en operación de las térmicas). Consideramos que la opción de “Primero en llegar, primero en servirse” no es adecuada y contraproducente para un mercado en desarrollo o con déficit. El tiempo no es un inductor para la asignación de capacidad de transporte. Además, esto podría incentivar el acaparamiento. Finalmente, debería hacerse una propuesta



			de transición.
37	Foco II Gas Natural	Informe Foco II - 6 ALMACENAMIENTO Y CONFIABILIDAD. De la relación con el sistema eléctrico (Pag 52)	<p>En relación con la coordinación gas electricidad el documento menciona brevemente que existen dos posibilidades para hacerlo:</p> <p>i) unidireccionalmente a través de contratos del sector eléctrico, que se asimila a la situación actual del mercado colombiano, y</p> <p>ii) coordinando las regulaciones de los dos sectores.</p> <p>Sin embargo, los expertos no hacen ninguna recomendación específica acerca de cuál sería la alternativa más conveniente para el mercado colombiano y cuáles los beneficios que se derivarán de su implementación. También consideramos conveniente que en su propuesta los expertos incluyan las alternativas para remunerar a los agentes encargados de garantizar esta coordinación entre los dos sectores y los costos adicionales que ello implica para cada sector.</p>
38	Foco II Gas Natural	Informe Foco II - 7 DEMANDA Y ENERGY SYSTEMS INTEGRATION i) Reincorporación de la demanda termoeléctrica a gas (Pag 58)	<p>Con la implementación de esta propuesta se considera que habría un aumento en la demanda de suministro de 817,6 GBTUD. Es decir, con esta sola decisión prácticamente se estaría duplicando la demanda sectorial.</p> <p>Sin embargo, en línea con lo expresado arriba, se asume que el consumo de las plantas termoeléctricas es constante durante</p>

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





			todos los días del año y durante todos los años, este supuesto desconoce la intermitencia de este tipo de generación en un sistema predominantemente hidráulico como el caso colombiano.
39	Foco III - Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda	Informe Foco III - Fase 1, página 36	La propuesta de implementar pilotos de tarifas de tiempos de uso que no requieren medidor horario en los usuarios para incentivar y probar la respuesta de los mismos usuarios en los primeros pasos hacia la gestión horaria de la demanda, se debería hacer en paralelo a una campaña de sensibilización de beneficios de la AMI, dado que si el piloto es exitoso se podría llegar a pensar que la AMI no es necesaria y desacelerar su implementación.
40	Foco III - Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda	Informe Foco III - Fase 1, página 37	En la propuesta se indica que los programas de RD que deberían implementarse en Colombia deberían tener como objetivo (además de vincular al lado de la demanda en el mercado eléctrico) la disminución del pico con la consecuente reducción en costos de expansión y operación del sistema, y la reducción de eventos en donde la operación del sistema pueda verse amenazada por la falta de capacidad de éste. De todas formas, consideramos que el diseño de la remuneración de la Confiabilidad (CRM - Capacity Remuneration Mechanism) debe contemplar adecuadamente la RD, su "firmeza" y sus comportamientos contingentes (falla de la RD e impacto en la suficiencia energética).





41	Foco III - Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda	Informe Foco III - Fase 1, página 44	En la propuesta se indica que el agregador debe evolucionar en el mediano plazo, de tal forma que represente a los usuarios que tengan recursos distribuidos en sus interacciones con el OR y que es una tarea que podría ser desarrollada por el DSO. Considerando que la figura de "Agregador" no ha sido introducida en el Sistema colombiano, es conveniente que tanto en el Foco III como en el Foco V se de una mayor profundidad a las funciones operativas y administrativas que tendría este agente, sus diferencias reales con la figura de Comercializador actual y la gobernabilidad que debe tener, para evitar conflictos de interés al interactuar con diferentes agentes.
42	Foco III - Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda	Informe Foco III - Fase 1, página 64	En el último numeral del documento se habla de la perspectiva del cliente final, sin embargo es muy posible que los usuarios finales estén reacios al cambio, por lo tanto se debería diseñar una estrategia pedagógica de sensibilización de los principales factores donde se verán afectados y beneficiados, durante todas las etapas del proyecto.
43	Foco III - Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda	Informe Foco III - Fase 2, página 4	En esta propuesta se habla de trasladar la señal marginal del precio de bolsa 100% al consumidor, sin embargo, pareciera ser contradictorio con lo que se propone en el Foco I de contratación a largo plazo. Se solicita a los consultores explicar la aparente diferencia de criterio y la justificación de por qué consideran beneficioso para la demanda estar totalmente expuesto a Precio de Bolsa.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



44	Foco III - Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos	Informe Foco III - 0.1 Diseño de tarifas reguladas para usuarios finales.	Se sugiere al Consultor tratar de hacer un equivalente de componentes entre el esquema tarifario actual (G + T + D + R + OCR + P + C) y el esquema sugerido (G + Garantía de suministro + Uso de Red + Costes residuales + C) con el fin de facilitar el entendimiento de la propuesta. Adicionalmente, se debe profundizar cómo funcionaría y cómo se integra con el FOCO1 y FOCO2 el cargo de garantía de suministro, el costo del cargo por confiabilidad (CxC), es decir, cómo se asignaría a la demanda esa prorrata mencionada y en un momento de escasez, cómo se garantiza que la demanda no consuma más de lo que contrató para esos periodos de escasez?.
45	Foco III - Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos	Informe Foco III - 0.1 Diseño de tarifas reguladas para usuarios finales. Pag 8.	En el informe se indica que el Cargo de Energía para usuarios regulados que decidan instalar un medidor horario sería el valor precio de bolsa horario. Por favor explicar su fundamentación, porque se entendería que representaría un "castigo" a los usuarios que tengan estos dispositivos, en la medida en que no pueden optar por productos de cubrimiento financiero, pero basados en esquemas TOU. Ejemplo, podrían tener un precio fijo mensual o estacional, definido en función de la hora del día en que se consumió energía.
46	Foco III - Hoja de ruta regulatoria para un desarrollo más eficiente de los recursos distribuidos	Informe Foco III - 0.1 Diseño de tarifas reguladas para usuarios finales. Pag 8.	En caso de migrar hacia un esquema multinodal como lo proponen en el Foco I, se solicita al Consultor explicar cómo sería el esquema tarifario en esa condición.



47	Foco IV - Cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios	Informe Foco IV - General	Resaltamos el trabajo realizado en este Foco IV, porque consideramos de primordial importancia, resolver estos asuntos de universalización del servicio y que la cobertura llegue a todos los colombianos. Si el sector eléctrico no resuelve el problema de subsidios y sostenibilidad con el Fondo de Solidaridad, muchas de las tareas propuestas en los demás Focos no serán sostenibles. Consideramos que la focalización de subsidios es imprescindible para que el sector pueda crecer y cambiar.
48	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Nuevos agentes, pagina 9	La inclusión de nuevos agentes en el mercado, trae consigo la separación de varias actividades, con ello, surge la inquietud de si la creación de esta cantidad de agentes de verdad hace mas eficiente un mercado de energía cómo el colombiano. En un mercado deberían aparecer los agentes según las necesidades y no necesariamente por regulación. Se sugiere sustentar estas recomendaciones. Surge la preocupación, por ejemplo, de los costos que significará para el usuario final la creación de estos agentes y la forma de remunerar esos servicios.
49	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Nuevos agentes, pagina 9	Es adecuado analizar cómo se articularía con el mercado de energía el cobro por concepto de las labores realizadas de los nuevos actores del mercado, y la liquidación de estos servicios cómo afectarían la demanda y los demás actores del mercado. Es decir, quien asumiría el pago de dichos servicios prestados.





50	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Nuevos agentes, pagina 9	Despues de creados los nuevos agentes, cómo se dará la conformación de las nuevas instituciones, y cuando haya separación de roles en empresas que no puedan ser integradas, cuál es la sugerencia para hacer efectiva dicha separación y quién pagaría las nuevas instituciones, cómo se garantiza su eficiencia y utilidad?. Sugerimos fortalecer las instituciones que ya existen, focalizar las funciones, que la SSPD tenga indicadores conocidos por los agentes, que se tengan claras las funciones de la UPME, CREG, MME, MINHACIENDA, SIC, SSPD, Planeación Nacional y demás entidades que tienen relación con el mercado de energía y gas.
51	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Nuevos agentes, pagina 10	Con la creación del OSD, sería importante definir y precisar si se presentarían cambios en la responsabilidad y obligaciones de los comercializadores de energía de Mercado No Regulado, dado que se propone que el OSD se encargue de la medición. También convendría saber si el Comercializador, que es quien factura la energía a los usuarios con base en la energía registrada en los medidores, conservaría algún grado de gestión y/o control sobre las medidas de un tercero.
52	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Separacion Actividades, Pag 14	Se propone revisar los limites de integración horizontal. Sin embargo es necesario matizar las recomendaciones a la luz de la protección de inversionistas y la intervención sobre la propiedad privada.
53	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Separacion Actividades, Pag 16	Sugerimos enfatizar que algunas de las propuestas de eliminación de límites horizontales se sujetan a las limitaciones

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



			verticales, como en distribución, de manera que no se afecte la competencia.
54	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Separacion Actividades, Pag 19	Las propuestas para los mercados de contratos deben articularse con los focos 1 y 3
55	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Separacion Actividades, Pag 20	Se propone revisar los limites de integración vertical. Sin embargo es necesario matizar las recomendaciones a la luz de la protección de inversionistas y la intervención sobre la propiedad privada y el beneficio que eso le representaría a la demanda.
56	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Politica y Planeación, Pag 26	Se propone un papel de planeación con alcance de metas específicas en confiabilidad. Se sugiere matizar este comentario y el alcance de la planeación de la UPME, dado que la forma en que está planteado da la impresión de que se sugiere migrar a esquemas de planeación centralizada en generación, que podrían incluir cuotas de tecnología
57	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Politica y Planeación, Pag 27	Respecto a las propuestas institucionales, si bien es importante fortalecer y presentar mejoras a las diversas instituciones, lo que se propone con la UPME de tener un departamento ambiental que pueda llevar los proyectos hasta un nivel que contenga el DAA, puede eventualmente ocasionar un conflicto de competencia con la autoridad ambiental a la luz de las normas legales y constitucionales. Esto puede estar en contravía de lo que se busca con la propuesta que es reducir los tiempos de aprobación, construcción y ejecución de proyectos.

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.



58	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	Informe Foco V - Operador del Sistema. Pag 32	Se propone un cambio en la estructura societaria de XM. Si bien se está de acuerdo en la escision del administrador y operador de ISA, no creemos que pueda obligarse a los agentes a ser accionistas. Se sugiere por ejemplo que sea 100% del Estado, pero que su Junta Directiva funcione con un mecanismo colegiado de decisión compuesto por representantes de los agentes de la cadena (e.g. caso PJM)
59	Foco V - Revisión institucional y regulatoria	General	Se consideran positivas las propuestas de: (i) simplificar la regulación, la cual se encuentra dispersa y puede crear barreras de entrada a otros agentes; (ii) reducir los costos de litigiosidad en el sector por medio de la creación de un Panel de Expertos para la resolución de disputas entre agentes; (iii) mejorar la coordinación interinstitucional del sector por medio de la creación de una instancia de coordinación y seguimiento del mercado; entre otras propuestas que buscan fortalecer la instituciones como la UPME, CREG, SSPD, XM . En este punto, es importante tener claridad de las competencias de cada una de las instancias y su relacionamiento con otros órganos y entidades del estado

En Minenergía todos los trámites son gratuitos.





Los cometarios se enviaron a la Oficina Asesora jurídica, área de su competencia, para ser tenido en cuenta a la hora de expedir el Acto Administrativo.


Luisa Fernanda Hurtado Bernal

Copia: Doctor.: Diego Mesa Puyo, Viceministro de Energía-Ingeniero

Proyectó: Martha Isabel Jaime Galvis

Revisó y Aprobó: Luisa Fernanda Hurtado Bernal