



---

**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**AGENDA REGULATORIA INDICATIVA  
2019**

**DOCUMENTO CREG-109  
14-12-2018**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN DE  
REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

## AGENDA REGULATORIA PARA LA VIGENCIA 2019

Mediante Circular CREG 084 de 2018, se sometió a consulta el proyecto de agenda regulatoria indicativa 2019, una vez la CREG aprobó su publicación. Dentro del plazo establecido para la consulta, se recibieron 181 comentarios sobre el proyecto de agenda regulatoria indicativa de 26 entidades. En el anexo de esta circular se presentan los comentarios recibidos y las correspondientes respuestas por parte de la CREG.

A continuación, se presenta la versión definitiva de la agenda regulatoria indicativa para el año 2019:

AGENDA REGULATORIA INDICATIVA 2019				METAS 2019				METAS 2020
N°	SECTOR	AREA DE REGULACIÓN	TEMA DE AGENDA	trím 1	trím 2	trím 3	trím 4	trím 1
1	Energía Eléctrica							
1.1.			<b>Mercado Mayorista</b>					
1.1.1			Despacho vinculante y mercado intradiario		Consulta		Dec.Def.	
1.1.1.2			Servicios complementarios		Consulta		Dec.Def.	
1.1.1.5			Respuesta de la demanda	Consulta		Dec.Def.		
1.1.1.6			Adecuación del código de redes			Consulta		Dec.Def.
1.1.1.7			Actualización CROM a normas NIF		Dec.Def.			
1.1.1.8			Revisión de las reglas de despacho de seguridad	Consulta		Dec.Def.		
1.1.1.9			Revisión Resolución 034 de 2001 y Restricciones		Consulta			
1.1.1.10			Implementación Resolución 40791 de 2018 del MME - Subastas de FNCER	Dec.Def. Sujeta a diseño definitivo del mecanismo por parte del MME				
1.1.2			<b>Cargo por Confiabilidad</b>					
1.1.2.1			Subasta de expansión del CxC	Ejecución				
1.1.2.2			Otros mecanismos de asignación de OEF		Dec.Def.			
1.1.3			<b>Autogeneración y Generación Distribuida</b>					
1.1.3.1			Revisión de las reglas de autogeneración		Consulta		Dec.Def.	
1.1.3.2			Generación distribuida, generación aislada y microrredes			Doc. CREG		
1.1.4			<b>Costo Unitario en la prestación del servicio</b>					
1.1.4.1			Metodología tarifaria del G	Consulta		Dec.Def.		
1.1.4.2			Metodología tarifaria del CU	Consulta		Dec.Def.		
1.1.5			<b>Interconexión Internacional</b>					
1.1.5.1			Relación bilateral con Ecuador	X	X	X	X	
1.1.5.2			Reglamentación de la Decisión CAN 816	X	X	X	X	
1.1.5.3			Relación bilateral con Panamá	X	X	X	X	
1.2			<b>Transmisión</b>					
1.2.1			Metodología tarifaria de remuneración de Transmisión		Consulta		Dec.Def.	
1.2.2			Baterías para alivio de restricciones	Dec.Def.				
1.2.3			Convocatorias en el STN y STR.			Consulta		
1.2.4			Asignaciones de capacidad de transporte	Consulta		Dec.Def.		
1.3			<b>Distribución</b>					
1.3.1			Aprobación de ingresos de distribución	X	X	X	X	
1.3.2			Revisión del reglamento de distribución			Consulta		
1.3.3			Metodología para la remuneración del CND, ASIC, LAC		Consulta		Dec.Def.	
1.3.4			Reglas para auditorías de calidad del servicio	Consulta		Dec.Def.		
1.4			<b>Comercialización</b>					
1.4.1			Metodología tarifaria de C	Dec.Def.				
1.4.2			Mecanismos de comercialización para mercado regulado		Consulta	Dec.Def.		
1.4.3			Revisión del Código de Medida			Doc. CREG		
1.4.4			Implementación de la medición inteligente		Consulta		Dec.Def.	
1.5			<b>Zonas No Interconectadas</b>					
1.5.1			Metodología fórmula tarifaria en ZNI		Consulta		Dec.Def.	
1.6			<b>Trnasversales de energía eléctrica</b>					
1.6.1			Regulación para incentivar la Ciberseguridad en el sector eléctrico	Consulta	Dec.Def.			

Nº	SECTOR	AREA DE REGULACIÓN	TEMA DE AGENDA	trim 1	trim 2	trim 3	trim 4
<b>2</b>	<b>Gas Natural</b>						
2.1			<b>Comercialización mayorista</b>				
2.1.1			Ajustes a la comercialización mayorista de transporte de gas	Consulta	Dec.Def.		
2.1.2			Ajuste a la comercialización mayorista de suministro de gas natural		Consulta	Dec.Def.	
2.1.3			Selección del gestor del mercado de gas	Dec.Def.	Selección		
2.1.4			Funciones del gestor de gas	Consulta	Dec.Def.		
2.2			<b>Transporte e Infraestructura</b>				
2.2.1			Metodología de remuneración de transporte de gas	Consulta	Dec.Def.		
2.2.2			Desarrollos regulatorios asociados al Plan de Abastecimiento de Gas		Consulta		Dec.Def.
2.2.3			Comercialización de los servicios de la Planta de Regasificación del Pacífico		Consulta		Dec.Def.
2.2.4			Metodología de remuneración de transporte de GNC				Consulta
2.3			<b>Distribución y Comercialización</b>				
2.3.1			Metodología de remuneración de comercialización de gas	Consulta	Dec.Def.		
2.3.2			Aprobación de cargos del D de gas	X	X	X	X
2.3.3			Metodología del CU de gas	Bases			
2.3.4			Confiablez en distribución				Consulta
Nº	SECTOR	AREA DE REGULACIÓN	TEMA DE AGENDA	trim 1	trim 2	trim 3	trim 4
<b>3</b>	<b>Gas Licuado de Petróleo</b>						
3.1			<b>Comercialización Mayorista</b>				
3.1.1			Reglas de comercialización del productor nacional	Consulta		Dec.Def.	
3.1.2			Reglas para la comercialización de GLP importado	Dec.Def.			
3.1.3			Actualización de la regulación de precios de suministro de GLP de comercializadores mayoristas a distribuidores			Consulta	
3.2			<b>Distribución y Comercialización</b>				
3.2.1			Metodología de remuneración de distribución y comercialización de GLP		Consulta		
3.2.2			Código de medida de GLP		Dec.Def.		
3.3			<b>GLP San Andrés</b>				
3.3.1			Revisión de la estampilla de San Andrés		Consulta		
3.3.2			Metodología de Distribución y Comercialización	Consulta	Dec.Def.		
<b>4</b>	<b>Temas transversales a los servicios públicos domiciliarios</b>						
4.1			Coordinación Gas - Electricidad			Doc.CREG	
4.2			Revisión de las fuentes de información en la metodología general del WACC		Consulta		Dec.Def.
4.3			Reglas de comportamiento del mercado		Dec.Def.		
4.4			Módulo de información financiera para control de la gestión de riesgo		Consulta	Dec.Def.	
4.5			Revisión de las reglas de integración vertical y participación de mercado	Consulta	Dec.Def.		
4.6			Adecuación de la Resolución 108 de 1997 para usuarios autogeneradores	Consulta	Dec.Def.		
Nº	SECTOR	AREA DE REGULACIÓN	TEMA DE AGENDA	trim 1	trim 2	trim 3	trim 4
<b>5</b>	<b>Combustibles Líquidos</b>						
5.1			<b>Formalización contractual</b>				
5.1.1			Reglas para la contratación entre mayoristas y minoristas	Dec.Def.			
5.2			<b>Transporte</b>				
5.2.1			Metodología tarifaria para transporte por poliducto	Consulta		Dec.Def.	
5.2.2			Reglamento único de transporte por poliducto		Dec.Def.		
5.3			<b>Comercialización</b>				
5.3.1			Márgenes mayorista y minorista de C.L	Consulta			Dec.Def.
5.3.2			Determinación del régimen a aplicar (Libertad vigilada/regulada)		Dec.Def.		
5.4			<b>Varios</b>				
5.4.1			Metodología de referencia del ingreso al productor de combustibles líquidos fósiles	Consulta	Dec.Def.		
5.4.2			Metodología de referencia del ingreso al productor de biocombustibles	Dec.Def.			
<b>6</b>	<b>Alumbrado Público</b>						
6.1			Revisión costo eficiente del alumbrado público en Colombia		Consulta		

**Convenciones utilizadas:**

**XXX:** Corresponde a las actividades permanentes y que se desarrollan de acuerdo con las solicitudes.

**Ejecución:** Corresponde a la ejecución de la actividad y no requiere la expedición de un acto administrativo.

**Consulta:** Presentación de una propuesta regulatoria

**Dec.Def:** Hace alusión a la decisión definitiva de la Comisión. Esta puede ser la de no continuar con el desarrollo regulatorio y el correspondiente archivo del tema o a la expedición de una resolución definitiva.

A handwritten signature in black ink, located in the bottom right corner of the page. The signature is stylized and appears to consist of several connected loops and lines.

ANEXO 1

RESPUESTA A COMENTARIOS AL PROYECTO DE AGENDA REGULATORIA 2019

PROYECTO AGENDA REGULATORIA 2019					
N°	SAR E EA C DE	TEMA DE AGENDA	EMPRESA	COMENTARIO	RESPUESTA
1		Energía Eléctrica			
1.1.		Mercado Mayorista			
1.1.1		Despacho vinculante y mercado intradiario	ACOLGEN E-2018-012403	Este tema debería tener mayor prioridad dada su importancia para la integración eficiente de recursos distribuidos como el almacenamiento, la respuesta de la demanda y la generación con fuentes de generación variable. Además, es un tema que tiene consenso en el sector eléctrico por la importancia para modernizar la arquitectura del mercado. En este sentido, se sugiere respetuosamente a la CREG priorizar este tema en la agenda regulatoria y expedir la propuesta a consulta en el primer trimestre para poder contar con una resolución definitiva durante el tercer trimestre.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
			ANDEG E-2018-012368	Nuestro comentario va enfocado hacia la oportunidad en la cual se plantea abordar dichos temas. Por ejemplo, se propone tener una decisión definitiva sobre el tema de baterías para alivio de restricciones durante el primer trimestre de 2019, y en cambio se prevé tener decisiones definitivas sobre los temas de despacho vinculante, mercado intradiario y servicios complementarios hasta finales del año 2019. Por lo anterior, instamos a la Comisión de Regulación de Energía y Gas a abordar estos temas con la mayor prioridad y celeridad, a fin de evitar ineficiencias económicas y operativas en el marco de la transición energética. Adicionalmente, estamos convencidos que abordando estos temas se estará atacando la raíz de los problemas que se han presentado con la generación de seguridad y las restricciones en las redes de transmisión, en vez de dar lugar a soluciones transitorias innecesariamente costosas para la demanda.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
			ANDESCO E-2018-012401	Según la agenda propuesta, en el año 2019 solo se contaría con el proyecto de resolución en consulta y no con una decisión definitiva. Sugerimos a la Comisión agilizar la definición de este aspecto considerando la necesidad de contar con dicha normativa para que queden claras las obligaciones de los generadores convencionales y de fuentes de energía renovable no convencional, frente al despacho económico de los recursos, especialmente en vista de la entrada de proyectos con compromisos a largo plazo, así como los beneficios para el mercado, como un mecanismo más que facilite la gestión de riesgos asociados a precios, la planeación y operación del sistema.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
			ASOCODIS E-2018-012300	Frente al Mercado Mayorista, consideramos que deberá darse un desarrollo articulado de las propuestas regulatorias para la inserción de nuevas fuentes de generación en el mercado de energía, en tal sentido, es necesario abordar, integralmente los ajustes del mercado planteados respecto de los temas de despacho vinculante y el mercado intradiario, entre otros. Lo anterior, a fin de que la demanda, regulada y no regulada, pueda valorar adecuadamente los riesgos en el contexto de beneficio/costo ASOCODIS considera que debe existir un equilibrio entre las señales económicas que se den a las fuentes de generación y el beneficio efectivo y la gestión de riesgos que logre la demanda al incorporar este tipo de energía en su canasta de suministro	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
			EMGESA E-2018-012384	No se prevé una decisión definitiva sobre los temas concernientes al despacho vinculante y los mercados intradiarios lo que no encontramos consistente con el alcance del estudio de consultoría que se está desarrollando el cual en parte consistía en hacer una propuesta regulatoria al respecto. Así las cosas solicitamos incluir tal hito en el cronograma del 2019 máxime cuando la decisión sobre dicho tema es necesaria para el desarrollo regulatorio de los servicios complementarios.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
			Enel Green Power E-2018-012389	Dado que este tema ha sido objeto de consultoría durante 2018 y es de vital importancia para la inclusión efectiva de las fuentes no convencionales, sugerimos que se traslade al primer trimestre. De igual manera no vemos que haya una decisión definitiva establecida en la agenda regulatoria propuesta, por lo cual también hacemos énfasis en la importancia de incluirlo en el 2019.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.

*Manuel J.*

		GECELCA E-2018-012399	Consideramos primordial que la decisión definitiva del tema Despacho vinculante y mercado intradiario esté armonizada con la de Servicios Complementarios debido al impacto que tienen en la operación del SIN y en general en el MEM, sin embargo, en el proyecto de agenda se ve la decisión definitiva de SSCC para el IV trimestre de 2019 mientras que del despacho vinculante solo se llegaría a una resolución de consulta. Por lo tanto, amablemente proponemos a la Comisión que se realice una revisión integral de las propuestas resultantes de los estudios contratados por la CREG incorporando el análisis de los comentarios de los distintos agentes e interesados y que posterior a esto se tome la decisión definitiva de los dos temas antes mencionados.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
		Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Bajo el entendido que los estudios contratados por la CREG sobre regulación del mercado intradiario y los servicios complementarios asociados a la incorporación de proyectos de generación variable serán entregados a finales de 2018 solicitamos revisar la posibilidad de publicar las resoluciones en consulta asociadas a este tema durante el primer trimestre y las resoluciones definitivas durante el segundo trimestre del 2019.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
		ISAGEN E-2018-012170	Consideramos que en el tema de mercado intradiario se puede aplicar un poco de mayor celeridad en su implementación. Es conocido que los consultores y agentes coinciden en que es importante tener esta herramienta para ajustar las posiciones de los agentes en el mercado de corto plazo, además que facilita la integración de las fuentes no convencionales cuando ingresen al sistema interconectado y puede significar medidas para el manejo de las restricciones. Así mismo, en línea con la posible implementación del mercado intradiario y el ajuste de los mercados de servicios auxiliares, consideramos necesario que la CREG incluya en la agenda la revisión de los procesos operativos del mercado de gas natural, en especial lo referente a los tiempos asociados con el ciclo de nominación y renominación del combustible. Esta armonización es fundamental para que los generadores térmicos puedan adaptarse adecuadamente a los importantes cambios que se vienen en el mercado de corto plazo de energía eléctrica.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
		SER Colombia E-2018-012391	Sugerimos incluir dentro de las actividades del año 2019 la expedición de la resolución definitiva del despacho vinculante y del mercado intradiario, ya que esto es muy importante para el funcionamiento de las plantas con fuentes variables.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
		TEBSA E-2018-012332	Es importante que se desarrollen los mecanismos operativos y normativos que permitan una coordinación gas-electricidad, de tal forma que la implementación de las diferentes herramientas y actualización del esquema de corto plazo sea viable para todas las tecnologías de generación en el SIN. Lo anterior, también cobra relevancia en la implementación y remuneración de los diferentes servicios complementarios que requiere el sistema para la adecuada atención de la demanda, donde la tecnología de generación a gas es la llamada a soportar las intermitencias derivadas de la incorporación de las FNCER al mercado.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
		TEBSA E-2018-012332	Las reglas de despacho de seguridad, entendemos que serán desarrolladas en conjunto y en sintonía con el desarrollo del mercado de servicios complementarios que está adelantando la Comisión, de manera que las soluciones que se encuentren obedezcan a mecanismos de mercado, identificando de manera adecuada los agentes encargados de gestionar el levantamiento de las restricciones bajo el principio de causalidad.	Dada la complejidad del mismo y la disponibilidad de recursos. La Comisión considera pertinente expedir la resolución definitiva en el cuarto trimestre de 2019.
1.1.1.2	Servicios complementarios	ANDEG E-2018-012368	Como se mencionó, instamos a la CREG a abordar estos temas con la mayor prioridad y celeridad a fin de evitar ineficiencias económicas y operativas en el marco de la transición energética. Estamos convencidos que abordando dichos temas se estará atacando la raíz de los problemas que se han presentado con la generación de seguridad y las restricciones en las redes de transmisión, en vez de dar lugar a soluciones transitorias innecesariamente costosas para la demanda.	El tema se encuentra dentro de la agenda regulatoria, considerado la relevancia que tiene el proyecto regulatorio y que tendrá con el ingreso de generación variable.
		Enel Green Power E-2018-012389	Este tema también fue objeto de consultoría durante el 2018 y también es crítico para una inclusión de las fuentes no convencionales sugerimos que la expedición de la regulación a consulta sea trasladada al primer trimestre, dejando la decisión definitiva tal como se indica, para dar a los agentes mayor posibilidad de analizar e interactuar con dicha propuesta regulatoria. Sugerimos que el tema de baterías sea parte integral del desarrollo regulatorio hecho para el mercado de servicios complementarios, ya que el uso de estas no solo puede aportar al alivio de las restricciones, sino que también puede ser utilizado para temas de flexibilidad en el sistema, respuesta de la demanda, balance de potencia en áreas eléctricas y para la óptima prestación de servicios complementarios.	El estudio que se adelanta en el 2018, es insumo para la propuesta que se expedirá para consulta en el segundo trimestre, teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos y la complejidad del tema. Este nuevo desarrollo regulatorio tendrá en cuenta la participación de las nuevas tecnologías.

		GECELCA E-2018-012399	Es fundamental incluir en el tema de Servicios Complementarios un ajuste al recaudo del dinero para remunerar a quienes prestan el servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia (AGC), que hoy en día genera un riesgo adicional en la recuperación de costos variables de generación debido a la estimación de la componente CuAGC que deben hacer los agentes para determinar en su precio de oferta. Por lo tanto, se sugiere implementar un mecanismo similar al del CERE para definir un costo unitario por mes que se incluya en los precios de oferta de los generadores y el cual se ajuste con su valor real en la facturación mensual.	El comentario hace parte del desarrollo del proyecto regulatorio, el considerará estos temas.	
		Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Bajo el entendido que los estudios contratados por la CREG sobre regulación del mercado intradiario y los servicios complementarios asociados a la incorporación de proyectos de generación variable serán entregados a finales de 2018 solicitamos revisar la posibilidad de publicar las resoluciones en consulta asociadas a este tema durante el primer trimestre y las resoluciones definitivas durante el segundo trimestre del 2019.	Los estudios que se adelantan en el 2018, para los servicios complementarios, son insumo para la propuesta que se expedirá para consulta en el segundo trimestre, teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos y la complejidad del tema.	
		ISAGEN E-2018-012170	Considerando que a final de 2018 deberían entregarse los resultados de las consultorias de Servicios Complementarios y Ajustes al Mercado de Corto Plazo, por lo que creemos que se puede avanzar en la implementación y desarrollo.	De acuerdo con el comentario, la agenda regulatoria propone avanzar en la definición de la norma para el 2019.	
		SER Colombia E-2018-012391	Teniendo en cuenta que a finales del 2018 la CREG tendrá resultados de los estudios contratados, solicitamos publicar las resoluciones de servicios complementarios en consulta durante el primer trimestre y las resoluciones definitivas durante el segundo trimestre del 2019.	Los estudios que se adelantan en el 2018, para los servicios complementarios, son insumo para la propuesta que se expedirá para consulta en el segundo trimestre, teniendo en cuenta la disponibilidad de recursos y la complejidad del tema.	
1.1.1.3		Evaluación de propuestas de mecanismos de comercialización			
		Información requerida por consumidores no regulados	ANDI E-2018-012380	Sin información no es posible contar con un mercado eficiente y este es un tema que definitivamente no está solucionado. Proponemos incluir un proyecto para identificar la información que requieren los consumidores no regulados y vía regulatoria, facilitar que los agentes y el operador del mercado puedan colocar la información disponible para el mercado. Los industriales no cuentan con información oportuna y de buena calidad, para tomar decisiones informadas de suministro eléctrico y de gas natural.	A la luz de la revisión de la regulación asociada a mejora de la información para lograr mercados transparentes, se revisará la necesidad de ajustar la Resolución 198 de 2015
1.1.1.4		Metodología tarifaria del G	CODENSA E-2018-012331	En la metodología tarifaria del G es necesario evaluar los efectos que tiene los tiempos de aplicación de la tarifa. Se ha podido evidenciar diferencias que no reflejan la recuperación de los costos eficientes de las compras de energía adquirida por los comercializadores mediante los mecanismos dispuestos por la Comisión para hacerlo vía tarifa es importante que refleje los criterios de eficiencia económica suficiencia financiera neutralidad solidaridad y redistribución del ingreso simplicidad y transparencia planteados por la CREG.	Dentro del desarrollo del proyecto regulatorio, se contemplarán los aspectos señalados
1.1.1.5		Respuesta de la demanda	ACOLGEN E-2018-012403	Este tema es uno de los de mayor consenso en el sector y ha estado en las últimas agendas regulatorias por sus aportes a la eficiencia, la confiabilidad y la diversificación de riesgo. En el panorama actual, donde existe una probabilidad de 80% de ocurrencia de Fenómeno de El Niño para el año 2019, es importante contar con un esquema de respuesta de la demanda acorde a la nueva condición del precio de escasez definido en la Resolución 140 de 2017, ya que la remuneración definida en la Resolución CREG 011 de 2015 parece no ser la remuneración eficiente para promover la participación de los agentes y usuarios en estos esquemas en condiciones críticas. es importante que esta propuesta corresponda a un esquema integral de participación de la demanda en los diferentes mercados: Corto Plazo, Confiabilidad y Servicios Complementarios. Consideramos necesario contar con una propuesta en consulta durante el primer trimestre, que permita materializar una Resolución definitiva durante el tercer trimestre del 2019.	En el estudio de despacho vinculante y mercado intradiario, se ha incluido la participación de la demanda en el corto plazo. En la agenda regulatoria para el año 2019 se tiene previsto el diseño de la participación de la demanda en las restricciones del SIN
			ANDI E-2018-012380	La respuesta de la demanda, su participación en el mercado spot, servicios complementarios y en el mercado de restricciones se deben priorizar durante el 2019, por su aporte a la eficiencia en la formación de precios, por su aporte a la confiabilidad y por la probabilidad de Fenómeno del Niño, cercana al 85%, durante el primer trimestre de 2019. Para los eventos de escasez, es necesaria su actualización, acorde al precio de escasez fijado por la Resolución CREG 140 de 2017.	En el estudio de los servicios complementarios no se restringirá la participación de la demanda, por tanto, en el diseño de estos servicios se exigirá unos requisitos mínimos para prestar el servicio, con el objetivo de que cualquier interesado como: recurso de generación; dispositivo tecnológico; o usuario, puedan participar
			Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Sugerimos adelantar la resolución definitiva sobre la participación integral de la respuesta de la demanda en el mercado mayorista para el segundo trimestre del 2019 más aun considerando que esto incluye el mercado de corto plazo y confiabilidad temas en los cuales se tiene un gran avance.	La Comisión ha diseñado los programas de respuesta de la demanda a medida que ha identificado la participación potencial de los usuarios. Por tanto, en el diseño del despacho vinculante, mercados intradiarios, servicios complementarios, y en la inclusión de dispositivos de almacenamiento y medición inteligente en el sistema interconectado nacional, SIN, la CREG irá implementando las reglas de participación de la demanda frente a los nuevos diseños de mercado y la inclusión de nuevas tecnologías.

			SER Colombia E-2018-012391	Solicitamos adelantar la resolución definitiva sobre la participación integral de la Respuesta de la Demanda en el Mercado Mayorista para el segundo trimestre del 2019.	La Comisión ha diseñado los programas de respuesta de la demanda a medida que ha identificado la participación potencial de los usuarios. Por tanto, en el diseño del despacho vinculante, mercados intradiarios, servicios complementarios, y en la inclusión de dispositivos de almacenamiento y medición inteligente en el sistema interconectado nacional, SIN, la CREG irá implementando las reglas de participación de la demanda frente a los nuevos diseños de mercado y la inclusión de nuevas tecnologías.
1.1.1.6		Adecuación del código de redes	ACOLGEN E-2018-012403	Si bien se pretende considerar los aspectos técnicos que supone la integración de fuentes no convencionales de energía eléctrica al sistema, consideramos que el mismo debe contemplar los aspectos técnicos de la instalación de nuevas tecnologías, como lo puede ser sistemas de monitoreo remoto, telecomunicaciones, almacenamiento, líneas de transmisión HVDC, sistemas de control y protección entre otros.	El comentario hace parte del desarrollo del proyecto regulatorio, el considerará estos temas.
			EMGESA E-2018-012384	Entendemos que al no incluirse en la agenda regulatoria de 2019 la regulación transitoria de conexión y operación para las plantas con fuentes no convencionales de energía renovable (fncer) esta se emitirá de forma definitiva en 2018. reiteramos a la comisión la urgencia de esta norma teniendo en cuenta que la conexión de proyectos de generación con estas tecnologías es una realidad en el corto plazo. En caso contrario nos preocupan los tiempos establecidos para la adecuación del código de redes (consulta en el segundo trimestre y decisión definitiva en el cuarto trimestre) ya que hay incertidumbre sobre la reglas a aplicar a proyectos renovables en construcción y se desconoce la operatividad del código de redes que además de las definiciones regulatorias requerirá de la elaboración de acuerdos y protocolos en el marco del CNO.	La Comisión expidió el proyecto de resolución 123 de 2018, con el reglamento de conexión y operación transitoria. Dado los tiempos de consulta, la resolución definitiva se expedirá en el primer trimestre de 2019
			Enel Green Power E-2018-012389	La propuesta transitoria que permitirá la inclusión de fuentes no convencionales está en consulta y la presentación se hará a mediados de Noviembre, sugerimos que además de la adecuación definitiva del código de redes, se adicione a la agenda regulatoria la expedición definitiva de la regulación transitoria que permita la inclusión de las fuentes no convencionales hasta que se haga la adecuación definitiva del código de redes.	La Comisión expidió el proyecto de resolución 123 de 2018, con el reglamento de conexión y operación transitoria. Dado los tiempos de consulta, la resolución definitiva se expedirá en el primer trimestre de 2019
			GECELCA E-2018-012399	Teniendo en cuenta la entrada de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables en el SIN, vemos importante incluir en la Adecuación del código de redes las reglas operativas que mitiguen los impactos de la variabilidad en la generación y los efectos fluctuantes que se podrían generar debido a la incorporación de estas fuentes en la matriz de generación, específicamente el costo de los ciclagos en las plantas térmicas las cuales no están diseñadas para ciclos continuos de arranques y paradas o para rampas rápidas de subida/bajada. Así mismo, sugerimos adicionar la revisión de la metodología de penalización por incumplimiento en la prestación del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, en la cual se han identificado deficiencias por la imposibilidad de prestar dicho servicio por parte de algunos recursos de generación debido a condiciones técnicas y operativas, dentro de las cuales se pueden considerar unidades en prueba y el control por temperatura entre otros.	El comentario hace parte del desarrollo del proyecto regulatorio, de servicios complementarios.
			Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	En el proyecto de agenda el tema aparece como parte del mercado mayorista es importante considerar un alcance de la actualización sin limitarse a temas asociados a generación con fuentes renovables no convencionales. en este sentido la adecuación del código de redes debería abordar temas particulares de la transmisión tales como: la conexión de equipos de nuevas tecnologías (facts almacenamiento líneas hvdc y otros) cambios tecnológicos en equipos de telecomunicaciones control y protecciones regulación de los costos de conexión a activos del STN y STR y los costos de arrendamiento de terreno en subestaciones existentes el múltiple cruce de líneas y otros que se identifiquen en la consultoria adelantada por la CREG que se encuentra en curso. Adicionalmente sugerimos aclarar si la resolución definitiva contemplada para el cuarto trimestre hace referencia a la modificación definitiva (no transitoria) del código de redes en el marco de la incorporación de las fncer, en caso de expedirse una metodología transitoria es importante dejar explícito que los proyectos fncer que se incorporen bajo esta deben cumplir con las reglas establecidas en la metodología definitiva de forma tal que se garantice la característica de transitoriedad.	El comentario hace parte del desarrollo del proyecto regulatorio.
			ISAGEN E-2018-012170	En temas relacionados con los ajustes al Código de Operación, consideramos importante que se continúe avanzando en aspectos que involucran desarrollos tecnológicos y que la transición y adaptación a las nuevas tecnologías y tendencias se hagan con el debido análisis y coordinación del tema regulatorio y operativo.	De acuerdo con el comentario, la actualización del código es para permitir la participación de las nuevas tecnologías.

			SER Colombia E-2018-012391	El tema de Adecuación del código de redes aparece en la Agenda dentro de los temas del MEM, es importante considerar un alcance de la actualización integral. En este sentido, la adecuación del código de redes debería abordar temas particulares de la transmisión, tales como: la conexión de equipos de nuevas tecnologías (FACTS, almacenamiento, líneas HVDC y otros); cambios tecnológicos en equipos de telecomunicaciones, control y protecciones, regulación de los costos de conexión a activos del STN y STR y los costos de arrendamiento de terreno en subestaciones existentes, el múltiple cruce de líneas, y otros que se identifiquen en la consultaría de CREG en curso.	El comentario hace parte del desarrollo del proyecto regulatorio.
			C.N.O E-2018-012430	Una vez más el Consejo reitera a la Comisión su preocupación por la implementación de los esquemas suplementarios de protección y las responsabilidades que se derivan de su operación, por lo que se sugiere evaluar en la revisión del Código de Redes, el análisis de este tema y la necesidad de darle límites a su aplicación para que no se oculten las señales necesarias para definir la expansión. Al respecto el 4 de abril de 2018 el Consejo reenvió a la Comisión entre otros documentos, el "Marco Conceptual de los Esquemas Suplementarios de Protección" y el "Documento de responsabilidades en los esquemas suplementarios del Sistema Interconectado Nacional".	El comentario hace parte del desarrollo del proyecto regulatorio.
1.1.1.7		Actualización CROM a normas NIF	ELECTRICARIBE E-2018-012406	Si bien la Comisión publicó una nueva resolución de consulta, solicitamos que previo a la decisión definitiva se realice un taller GREG para abordar esta propuesta con los agentes.	La Comisión evaluará la pertinencia de desarrollar dicho taller, dentro del periodo de comentarios
			TEBSA E-2018-012332	Consideramos que por su importancia y las implicaciones que tiene su resultado en las transacciones de compra y venta de energía de los agentes, es imperativa la adopción de una resolución definitiva.	La Comisión revisará y analizará los comentarios presentados por los agentes a la Resolución en consulta 124 de 2018 y prevé la expedición de la definitiva en el segundo trimestre de 2019
1.1.1.8		Revisión de las reglas de despacho de seguridad	ACOLGEN E-2018-012403	Frente a este tema, ponemos a consideración de la CREG, acelerar la Resolución definitiva para el II trimestre del 2019, esto dada la revisión pronta y profunda que requieren los costos actuales por restricciones.	La expedición de la resolución definitiva en el tercer trimestre es indicativa, dada la importancia del tema, se realizarán los análisis y desarrollos tendientes a expedir una resolución definitiva hacia finales del segundo trimestre de 2019.
			ELECTRICARIBE E-2018-012406	Apoyamos esta iniciativa, y sugerimos que sea tratada de forma integral con otros aspectos tales como los precios de reconciliaciones y un esquema de incentivos que no permita transferir precios ineficientes en la contratación de combustibles para la generación de seguridad.	En el desarrollo del proyecto regulatorio se contemplarán estos aspectos
			EPM E-2018-012390	Compartimos plenamente la inclusión en la agenda del tema, no obstante, nos permitimos sugerir que la decisión definitiva se adelante por lo menos para el segundo trimestre del 2019. El costo de las restricciones, que es asumido en su totalidad por la demanda, presenta desde hace unos meses valores bastante elevados, que exigen una revisión profunda de los fundamentales de dicho costo, tanto en lo relativo a la cantidad de generaciones de seguridad (criterios de confiabilidad, capacidad de la red, inflexibilidades de las plantas de generación), como en su remuneración (reconciliaciones positivas y negativas)	En el desarrollo del proyecto regulatorio se contemplarán estos aspectos
1.1.2		<b>Cargo por Confiabilidad</b>			
1.1.2.1		Subasta de expansión del CxC			
1.1.2.2		Otros mecanismos de asignación de OEF	ACOLGEN E-2018-012403	En este punto, consideramos necesario que la Comisión realice un taller de socialización, que permita presentar el enfoque de la propuesta, así como conocer como la CREG adoptó los comentarios que los agentes del mercado remitimos a la misma. Lo anterior, previo a la decisión definitiva que tiene planeada expedir la Comisión en el segundo trimestre del año 2019. En este punto se entiende que la Resolución CREG 104 de 2018 ya estableció un incentivo al adelanto de proyectos de expansión y, por lo tanto, no es necesario continuar con la discusión del mecanismo adicional propuesto en la Resolución CREG 066 de 2018 en caso de que la Comisión considerara que el incentivo propuesto en la Resolución CREG 104 de 2018 no es suficiente, podría hacer uso del anillo de seguridad denominado "Subasta de Reconfiguración de compra", realizando los ajustes que considere pertinente, en lugar de continuar con la discusión de un mecanismo adicional que podría llevar a la sobreinstalación y/o a la formación de precios ineficientes.	El comentario corresponde a la discusión regulatoria que se dará para la decisión sobre dicha norma.
			ANDESCO E-2018-012401	Se hace alusión a la toma de una decisión definitiva frente a otros mecanismos de asignación de OEF para el segundo trimestre del año. Dada la relevancia que supone este tema para el funcionamiento del mercado, sugerimos que se publique el documento que permita identificar la problemática a resolver por parte de la CREG y las alternativas planteadas.	El comentario corresponde al procedimiento para la expedición de la norma.
			EMGESA E-2018-012384	Con respecto al tema del cargo por confiabilidad en la agenda regulatoria se considera un aspecto relacionado con otros mecanismos de asignación de OEF sobre el cual se prevé tomar una decisión en el segundo trimestre del año sin considerar previamente la publicación de algún documento que permita identificar la problemática a resolver y la forma en que se haría. Sugerimos incluir en la agenda este soporte.	Cuando se tome la decisión sobre la norma, esta se acompañará del documento soporte.

			<p>Sugerimos revisar la pertinencia de modificar el cronograma de la subasta que se encuentra en ejecución de forma tal que se mitigue el riesgo de formación ineficiente de precios resultante de la incertidumbre actual del proyecto hidroeléctrico Ituango.</p> <p>Por otro lado solicitamos aclarar a que se refiere con "otros mecanismos de asignación de OEF". se entiende que la Resolución CREG 104 de 2018 ya estableció un incentivo al adelanto de proyectos de expansión y por lo tanto no es necesario continuar con la discusión del mecanismo adicional propuesto en la Resolución CREG 066 de 2018. de hecho en caso de que la comisión considerara que el incentivo propuesto en la Resolución CREG 104 de 2018 no es suficiente podría hacer uso del anillo de seguridad denominado "Subasta de reconfiguración de compra" realizando los ajustes que considere pertinente en lugar de continuar con la discusión de un mecanismo adicional que podría llevar a la sobre-instalación y/o a la formación de precios ineficientes.</p>	El mecanismo adicional fue planteado en la Resolución 066 de 2018 y es necesario tomar una decisión sobre este mecanismo.
			<p>En relación con el cargo por confiabilidad, solicitamos aclarar a qué se refiere con "Otros mecanismos de asignación de OEF". Se entiende que la Resolución CREG 104 de 2018 ya estableció un incentivo al adelanto de proyectos de expansión y, por lo tanto, no es necesario continuar con la discusión del mecanismo adicional propuesto en la Resolución CREG 066 de 2018. De hecho, en caso de que la Comisión considerara que el incentivo propuesto en la Resolución CREG 104 de 2018 no es suficiente, podría hacer uso del anillo de seguridad denominado "Subasta de Reconfiguración de compra", realizando los ajustes que considere pertinente, en lugar de continuar con la discusión de un mecanismo adicional que podría llevar a la sobre-instalación y/o a la formación de precios ineficientes.</p>	El mecanismo adicional fue planteado en la Resolución 066 de 2018 y es necesario tomar una decisión sobre este mecanismo.
		Esquema del Cargo por Confiabilidad	<p>Igualmente consideramos importante que dentro de la agenda regulatoria se incluya un espacio para trabajar sobre las adecuaciones que se requieran en el esquema de cargo por confiabilidad para que las plantas de generación que funcionan con gas en especial las del interior del país tengan los incentivos necesarios para que respalden la energía firme con la planta de regasificación del pacífico en el largo plazo.</p>	Este tipo de discusiones, se pueden dar en el tema de subastas de expansión.
			<p>Hacemos un llamado a la Comisión para que conceptúe sobre los proyectos de Ley que se están debatiendo en el Congreso sobre el Cargo por Confiabilidad y Límites de Participación, ya que las decisiones del legislador pueden ocasionar impactos en detrimento del servicio de la energía eléctrica en todo el territorio nacional.</p>	La Comisión realiza sus comentarios al Ministerio de Minas y Energía, entidad encargada de tener la interacción con el Congreso.
			<p>Solicitamos revisar el funcionamiento del mercado de energía firme establecido en el esquema del Cargo por Confiabilidad de tal forma que se promueva su liquidez y una cobertura natural y que se elimine los incentivos a la obtención de rentas de corto plazo.</p> <p>En este sentido, consideramos que se debe limitar el riesgo para los generadores que realizan los mantenimientos de sus unidades de acuerdo con los protocolos de los fabricantes, los cuales no deben quedar expuesto al pago de altas penalizaciones que afecten la viabilidad financiera de las empresas, tal como lo reflejan los Estados Financieros de las empresas en el Fenómeno de El Niño 2015-2016.</p>	El cargo por confiabilidad tiene definidas las reglas de participación previamente para que los agentes evalúen los riesgos que tendrían al participar en este mecanismo.
			<p>Adicionalmente, es importante que se considere la problemática que tienen los generadores que cubren permanentemente las restricciones del sistema al quedar expuestos a los riesgos asociados a la realización de mantenimientos de sus plantas y/o unidades durante la ocurrencia de eventos de escasez, en los cuales se hace más difícil gestionar los respaldos en el mercado secundario, quedando expuestos a desviaciones negativas del Cargo por Confiabilidad por incumplimiento de las OEF y a la pérdida de la remuneración por la realización de los mismos.</p>	El cargo por confiabilidad y la participación en el mercado de corto plazo tiene definidas las reglas de participación previamente para que los agentes evalúen los riesgos que tendrían al participar en estos mecanismos.
1.1.3		<b>Costo Unitario en la prestación del servicio</b>		
1.1.3.1		Metodología tarifaria del CU	<p>Es importante que se tenga en cuenta la revisión de la problemática asociada al traslado del precio de compra de energía en la fórmula tarifaria, para el mercado regulado, específicamente lo relacionado al decalaje y al factor alfa, y se considere de manera integral la articulación con los temas que se han desarrollado y/o planteados a través de las Resoluciones 068 y 114 de 2018, así como las reglamentaciones del Decreto 0570 de 2018, entre otras, tal como lo mencionamos en nuestra comunicación ACDS No. 18-182</p>	La definición de la forma de trasladar los costos de compras de energía se tratará en el desarrollo del proyecto regulatorio del componente G de la fórmula tarifaria
			<p>Existe un decalaje entre el costo de compras de energía que se causa en el mercado mayorista y la recuperación de esos costos vía tarifas esto afecta la sostenibilidad financiera de las comercializadoras de energía en el mercado regulado, y es un costo que no está remunerado en la Resolución CREG 180 de 2014. solicitamos que, en el marco del principio de suficiencia financiera, la Comisión analice alternativas que permitan la recuperación de los costos producto del decalaje.</p>	La definición de la forma de trasladar los costos de compras de energía se tratará en el desarrollo del proyecto regulatorio del componente G de la fórmula tarifaria

*Murillo*

		TEBSA E-2018-012332	La deficiencia de la red, tanto a nivel del STR y STN, dificulta el normal desarrollo del mercado de energía mayorista, lo cual se reflejará en un atraso en la inclusión de nuevas tecnologías que limitan la participación de agentes y transacciones de manera eficiente basadas en un precio de energía que no considera estas limitantes en la transmisión, reflejando señales incorrectas sobre el producto que se está transando, consideramos pertinente evaluar si la actual formación de precios es la adecuada (coyunturales o estructurales). Por lo anterior consideramos pertinente que la Comisión dé continuidad a este tema, que garantice la formación eficiente de precios, que incentive mecanismos de contratación, promueva la participación de las diferentes tecnologías e incentive la minimización de costos en la compra de energía para el usuario final.	En el desarrollo del proyecto regulatorio se contemplarán estos aspectos
<b>Otros</b>				
	Conexión de proyectos de autogeneración y generación mayores a 5M W	ASOCODIS E-2018-012300	Consideramos que en los temas a desarrollar en lo que resta del 2018 y/o el 2019 debería tenerse en cuenta la reglamentación relacionada con este tema, considerando, entre otros, las inquietudes señaladas en nuestra comunicación ACDS No. 18- 218. Por tal razón, es necesario que se actualice la Resolución CREG 106 de 2006, con el fin de tener reglas más claras para la conexión de estos proyectos.	Se revisará en conjunto con los temas asociados a la revisión del reglamento de distribución y/o código de conexión y al proyecto regulatorio de revisión general a las reglas de autogeneración
		CODENSA E-2018-012331	Se debe dar continuidad a temas críticos que ya se habían planteado en agendas anteriores como son: Ajuste a la resolución creg 106 de 2006 - implementación de normatividad específica para proyectos de autogeneración y generación distribuida mayores a 5 mw así como simplificar los procedimientos aplicables a proyectos de hasta 10 kva.	Se revisará en conjunto con los temas asociados a la revisión del reglamento de distribución y/o código de conexión y al proyecto regulatorio de revisión general a las reglas de autogeneración
		ELECTRICARIBE E-2018-012406	Actualización Resolución CREG 106 de 2006. Tal y como hemos tenido oportunidad de exponerlo ante la Comisión, la falta de una regulación específica para la conexión de proyectos de generación con potencia superior a 5 MW, principalmente proyectos de renovables que se conectan los SDL y STR, está creando un mercado indeseable de puntos de conexión que a la postre está afectando el desarrollo de ese sector. Estimamos indispensable que establecer un marco regulatorio integral, con reglas claras, que estandarice procedimientos, alcances y responsabilidades de quienes intervienen en la conexión.	Se revisará en conjunto con los temas asociados a la revisión del reglamento de distribución y/o código de conexión y al proyecto regulatorio de revisión general a las reglas de autogeneración
	Contratos Bilaterales	ELECTRICARIBE E-2018-012406	Hemos visto con preocupación conductas de algunos generadores que podrían calificarse como abuso de posición dominante en el mercado bilateral de energía. Aprovechando anuncios de posible niño, algunos generadores se escudan en exigencias injustificadas de garantías para terminar o no ejecutar contratos de venta de energía. En particular, se niegan a aceptar como garantías instrumentos constituidos por la Nación a través del Fondo Empresarial para respaldar compras de empresas intervenidas, instrumentos que son plenamente aceptables para el ASIC. Consideramos que deberían regularse las garantías en los contratos bilaterales, impidiendo que se hagan exigencias injustificadas en detrimento de la caja de empresas intervenidas.	En el desarrollo del proyecto regulatorios de mejora a la información para lograr mercados transparentes, contemplarán estos aspectos
		ISAGEN E-2018-012170	Es claro que la CCREG ha expedido normatividad buscando que el mismo mercado y los agentes, desarrollen nuevos mercados de contratación y comercialización, sin embargo, es importante que la Comisión incentive la creación de dichos mercados durante el 2019 y se armonice con los diferentes mercados que existen	En el desarrollo del proyecto regulatorio s de mejora a la información para lograr mercados transparentes, contemplarán estos aspectos
1.1.4	<b>Interconexión Internacional</b>			
1.1.4.1	Relación bilateral con Ecuador			
1.1.4.2	Reglamentación de la Decisión CAN 816			
	Aprovechamiento de mercados energéticos internacionales	ACOLGEN E-2018-012403	Considerando que el gobierno, dentro de las bases del próximo Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, ha decidido incluir este objetivo vemos necesario que la Comisión responda al interés del gobierno y evalúe la pertinencia de darle un desarrollo regulatorio durante el año 2019	La Comisión se encuentra trabajando en el marco de la CAN y la iniciativa SINEA, los cuales buscan promover la integración energética regional.
1.2	<b>Transmisión</b>			
1.2.1	Metodología tarifaria de remuneración de Transmisión	EPM E-2018-012390	La aprobación de la metodología tarifaria está programada para el último trimestre del 2019. Por tanto, cabe señalar que dado el rezago que el tema ha tenido y la expectativa de revisión profunda de las señales para este negocio, sería importante que se adelantara en la agenda este tema.	El desarrollo del tema está programado para finalizar en el cuarto trimestre, sin embargo de acuerdo con la disponibilidad de recursos y tiempos de ejecución, la Comisión podría finalizar el proyecto antes del plazo previsto.
1.2.2	Baterías para alivio de restricciones	ACOLGEN E-2018-012403	Dado que se anuncia una resolución definitiva en primer trimestre de 2019 y no se indica para cuando se tiene prevista la resolución en consulta (no está considerada en la agenda de 2018), solicitamos aclarar si se modificará la agenda regulatoria 2018 o no se realizará un proceso en consulta.	Se expidió la Resolución en consulta 127 de 2018, con lo cual, se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019.

*Muniz*

		ANDESCO E-2018-012401	Se hace mención a una decisión definitiva en el primer trimestre del año 2019, sin embargo, consideramos que este tema requiere de la expedición de una propuesta preliminar. De otra parte, este tema está situado dentro del área de regulación de la actividad de Transmisión, sin embargo, aunque el almacenamiento desempeña un papel determinante en la actividad de Transmisión, se considera que el mismo podría estar en los temas transversales dado que esta tecnología presta varios tipos de servicios a las diferentes actividades del suministro de energía eléctrica. En la misma línea, el tema de restricciones debería abordarse desde una perspectiva de mercado que permita la prestación eficiente.	Se expidió la Resolución en consulta 127 de 2018, con lo cual, se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019. La primera función que se está considerando es el alivio de restricciones pero, dependiendo de los resultados del estudio de servicios complementarios, se elaborará una propuesta para tener en cuenta los demás servicios que se pueden prestar con baterías
		EMGESA E-2018-012384	Si bien las baterías ofrecen posibilidades de solución para el alivio de las restricciones el uso de las mismas es mucho más amplio por lo cual consideramos que este tema debe abordarse de manera transversal y no limitarse a un solo enfoque que entendemos por la relevancia del tema aparece así en la propuesta de agenda	La primera función que se está considerando es el alivio de restricciones pero, pero dependiendo de los resultados del estudio de servicios complementarios, se elaborará una propuesta para tener en cuenta los demás servicios que se pueden prestar con baterías
		Enel Green Power E-2018-012389	Este es un tema que consideramos de vital importancia para la penetración de las fuentes no convencionales, debería ser un tema transversal a toda la cadena del sector eléctrico he incluido de manera simultánea con el mercado de servicios complementarios	La primera función que se está considerando es el alivio de restricciones pero, pero dependiendo de los resultados del estudio de servicios complementarios, se elaborará una propuesta para tener en cuenta los demás servicios que se pueden prestar con baterías
		EPM E-2018-012390	Está contemplada la decisión definitiva del tema de baterías para alivio de restricciones para el primer trimestre del 2019. Estamos suponiendo, por tanto, que en lo que resta del año 2018 se estaría publicando para comentarios la propuesta regulatoria respectiva. Así mismo, reiteramos que, si bien es importante el tema desde la perspectiva del alivio de restricciones, el potencial que tiene es muy alto y es necesario revisarlo en un sentido amplio. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que el Gobierno Nacional está próximo a expedir la política nacional de almacenamiento, la cual obviamente es necesario tomar en consideración para efectos regulatorios.	Se expidió la Resolución en consulta 127 de 2018, con lo cual, se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019. La primera función que se está considerando es el alivio de restricciones pero, pero dependiendo de los resultados del estudio de servicios complementarios, se elaborará una propuesta para tener en cuenta los demás servicios que se pueden prestar con baterías
		Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Dado que se anuncia una resolución definitiva con respecto a este tema en primer trimestre de 2019 y asimismo no se indica para cuando se tiene prevista la resolución para comentarios de los agentes (no está considerada en la agenda 2018) solicitamos aclarar si no se surtirá este proceso.	Se expidió la Resolución en consulta 127 de 2018, con lo cual, se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019.
		SER Colombia E-2018-012391	En relación con el tema de Baterías para alivio de restricciones, dado que se anuncia una resolución definitiva en primer trimestre de 2019 y no se indica para cuando se tiene prevista la resolución en consulta (no está considerada en la agenda de 2018), solicitamos aclarar si se modificará la agenda regulatoria 2018 o no se realizará un proceso en consulta.	Se expidió la Resolución en consulta 127 de 2018, con lo cual, se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019.
		TEBSA E-2018-012332	Entendemos las bondades que estos elementos puedan tener para aportar alivio de restricciones, sin embargo, antes de considerar los mismos como elementos de transmisión, se solicita a la Comisión considerar en que punto de la cadena de producción se ubica, entendiendo que estos elementos serían no serían un actor pasivo en el MEM, por cuanto modifican la curva de demanda al momento que se encuentren en proceso de carga e igualmente afectar en mayor o menor medida la curva agregada de oferta y por consiguiente el precio de las transacciones en la Bolsa durante el momento en que descarga la energía acumulada. Por otra parte al ser incluida en transmisión limita la competencia de otros agentes interesados, incluso la participación activa de la demanda.	La primera función que se está considerando es el alivio de restricciones pero, pero dependiendo de los resultados del estudio de servicios complementarios, se elaborará una propuesta para tener en cuenta los demás servicios que se pueden prestar con baterías
	Restricciones en el SN	C.N.O E-2018-012436	Consideramos necesario incluir en la agenda regulatoria del 2019, una revisión de la Resolución CREG 034 de 2001 y las reglas de asignación del costo de las restricciones, que den los incentivos para el cumplimiento con la responsabilidad de la expansión, principalmente en los Sistemas Regionales de Transporte - STR. Adicionalmente, estudiar paralelamente los mecanismos regulatorios que faciliten la gestión de las restricciones a través de la respuesta de la demanda.	Se acepta el comentario y se propone incluir el tema en la agenda regulatoria 2019
		COBENSA E-2018-012331	Consideramos que para el desarrollo del sector eléctrico en el corto y mediano plazo se hace necesario incluir temas como: - Tarifas por potencia - Revisión integral de las restricciones desde el punto de vista técnico y económico y ajustes a la liquidación de excedentes vigente según resolución CREG 030 de 2018 a los que nos hemos referido previamente.	Se acepta el comentario y se propone incluir el tema en la agenda regulatoria 2019
		SER Colombia E-2018-012391	Consideramos que las restricciones son un aspecto integral de toda la cadena y deberían abordarse a través de la implementación de un mercado de restricciones donde el alivio de restricciones sea presentado por el recurso más eficiente (baterías, otros generadores, respuesta de la demanda, entre otros). Sugerimos respetuosamente, se aborde el tema desde este enfoque, toda vez que, una decisión de mercado propenderá por la prestación del servicio de energía a un costo eficiente.	Se acepta el comentario y se propone incluir el tema en la agenda regulatoria 2019

*Amor*

		ACOLGEN E-2018-012403	Consideramos que las restricciones son un aspecto integral de toda la cadena y deberían abordarse a través de la implementación de un mercado de restricciones donde el alivio de restricciones sea presentado por el recurso más eficiente (baterías, otros generadores, respuesta de la demanda, entre otros). Sugerimos respetuosamente, se aborde el tema desde este enfoque, toda vez que, una decisión de mercado propenderá por la prestación del servicio de energía a un costo eficiente.	Se acepta el comentario y se propone incluir el tema en la agenda regulatoria 2019
		ASOCODIS E-2018-012300	Consideramos que el tema de las restricciones del sistema requiere una revisión total e integral desde el punto de vista técnico y económico, que van más allá de las baterías planteadas. Adicionalmente, es importante que antes de publicar la decisión definitiva de la Comisión, se realice la presentación de una propuesta regulatoria con los respectivos soportes y análisis.	Se acepta el comentario y se propone incluir el tema en la agenda regulatoria 2019
		Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Por otro lado consideramos que las restricciones son un aspecto integral de toda la cadena y deberían abordarse a través de la implementación de un mercado de restricciones donde el alivio de estas sea presentado por el recurso más eficiente (baterías otros generadores respuesta de la demanda entre otros). sugerimos respetuosamente se aborde el tema de manera integral toda vez que una decisión de mercado propenderá por la prestación eficiente del servicio de energía eléctrica.	La primera función que se está considerando es el alivio de restricciones, pero dependiendo de los resultados del estudio de servicios complementarios, se elaborará una propuesta para tener en cuenta los demás servicios que se pueden prestar con baterías
		ANDI E-2018-012380	Es importante la revisión del costo de las restricciones eléctricas. No se están asignado los costos de las restricciones a los agentes que las pueden gestionar, por ende, es necesario revisar desde la regulación, los incentivos que permitirán reducir las restricciones y para ello proponemos que se revise dicho cargo, su formación y se generen los incentivos necesarios para que las restricciones se encuentren en un rango aceptable (inferior a 10 \$/KWh).	Se acepta el comentario y se propone incluir el tema en la agenda regulatoria 2019
	Expansión del STN y STR	C.N.O E-2018-012430	Durante el año 2018 no se abordaron las subastas de potencia localizada a pesar de estar indicado en la agenda regulatoria. Asimismo, en la propuesta para el 2019 no se formula la revisión y actualización de la Resolución CREG 022 de 2001. Recomendamos nuevamente a la Comisión analizar integralmente estos dos temas, ya que los mismos se complementan e implican un cambio estructural en las metodologías de planificación de la transmisión y esquemas de convocatoria, tomando como referente el Documento CREG 077 de 2014.	Se acepta el comentario de incorporar en la agenda la Revisión a Resolución 022 de 2001 junto con la 024 de 2013, relacionadas con convocatorias en el STN y STR.
		ELECTRICARIBE E-2018-012406	Se están presentando diferencias relevantes y reiteradas en la forma como los Transmisores Regionales interpretan la regulación en temas referentes a realización de obras, código de medida, registros de contratos y distribución de atribuciones y responsabilidades, entre otros. Consideramos que la Resolución CREG 024 de 2014 debe ser actualizada con el fin de establecer un marco de acción más concreto al actuar de los Transmisores Regionales.	Se acepta el comentario de incorporar en la agenda la Revisión a Resolución 022 de 2001 junto con la 024 de 2013, relacionadas con convocatorias en el STN y STR.
		TEBSA E-2018-012332	Es importante incluir un punto específico asociado a la escasez de transmisión y distribución de energía que está incrementando en algunas zonas del país, lo cual, se acentúa en la medida en que los proyectos se atrasan o en algunos casos no inician por que no existen los incentivos adecuados para que se desarrollen de manera oportuna, por lo anterior sugerimos que la Comisión incluya dentro de la agenda un análisis de las oportunidades de mejora de los mecanismos de expansión de STR y STN, para que la misma se encuentre acorde al crecimiento de la demanda.	Se acepta el comentario de incorporar en la agenda la Revisión a Resolución 022 de 2001 junto con la 024 de 2013, relacionadas con convocatorias en el STN y STR.
		ASOCODIS E-2018-012300	Sugerimos a la Comisión la incorporación en su agenda regulatoria 2019 una actividad general que permita la reglamentación de los aspectos, planes y estrategias que finalmente se definan (p.e movilidad eléctrica, subsidios, alumbrado público, entre otros). En particular, el tema de la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el país es uno de los objetivos del actual Gobierno, y tal como lo señalamos al Ministerio de Minas y Energía en nuestra comunicación ASDS No. 18 215, es importante que se facilite la integración de soluciones tecnológicas apropiadas de expansión y/o interconexión eléctrica.	Se acepta el comentario de incorporar en la agenda la Revisión a Resolución 022 de 2001 junto con la 024 de 2013, relacionadas con convocatorias en el STN y STR.
1.3	<b>Distribución</b>			
1.3.1	Aprobación de cargos de distribución	ASOCODIS E-2018-012300	Es de gran relevancia que se definan aspectos asociados con los mismos, tales como: asignación de responsabilidades, ajustes a las fórmulas de liquidación del SDL y STR en el LAC, modificación a las tarifas del ADD, procedimientos para ajustes al balance de energía, facturación, glosas de información y cambios anuales en variables de cálculo, entre otros	La Comisión se encuentra trabajando en una resolución, la cual cubre estos aspectos. (Estado; en revisión de comité de expertos)  Las ADD dependen del Ministerio de Minas y energía

*Handwritten signature*

			<p>CODENSA E-2018-012331</p> <p>Observamos que existen aún aspectos regulatorios asociados a la entrada de los nuevos cargos de distribución bajo la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 por tanto se hace necesario definir los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Asignación de responsabilidades ante potenciales errores y ajustes a las fórmulas de liquidación del SDL y STR en el LAC.</li> <li>- Modificación de la resolución creg 058 de 2008 - tarifas del add para viabilizar el capítulo de cargos horarios de distribución.</li> <li>- Procedimientos para los ajustes al balance de energía facturación glosas de información y cambios anuales en variables de cálculo.</li> </ul>	<p>La Comisión se encuentra trabajando en una resolución, la cual cubija estos aspectos. (Estado; en revisión de comité de expertos)</p> <p>Las ADD dependen del Ministerio de Minas y energía</p>
		<p>Revisión y actualización del Código de Distribución de energía eléctrica</p>	<p>C.N.O E-2018-012430</p> <p>Recomendamos la revisión y actualización del Código de Distribución. La incorporación de fuentes renovables no convencionales de origen intermitente en los Sistemas de Distribución Local-SDL implica una revisión de la Resolución CREG 070 de 1998, ya que estas tecnologías ocasionan la formulación de nuevos procedimientos y metodologías para la operación y planeación de los sistemas eléctricos de potencia en este nivel de tensión. Adicionalmente, sugerimos adelantar simultáneamente con el Ministerio de Minas y Energía MME la actualización del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas-RETIE.</p>	<p>Con respecto a lo que corresponde a la CREG, (Revisión al reglamento de distribución Resolución 070 de 1998</p>
		<p>Código de Medida</p>	<p>EMGESA E-2018-012384</p> <p>Extrañamos en la agenda regulatoria la revisión del código de medida a partir de las necesidades de regulación identificadas en la propuesta regulatoria realizada por la creg en el año 2017 y plasmada en la resolución 160 así como todas las que han surgido a partir de las verificaciones quinquenales que acaban de terminarse en su primera fase.</p>	<p>Se debe incluir la revisión del código de medida en la agenda (Lecciones aprendidas de la primera revisión quinquenal y posibles implicaciones del reglamento técnico de medidores de la SIC)</p>
		<p>Soluciones aisladas de distribución</p>	<p>EPM E-2018-012390</p> <p>Es importante que la GREG considere en la agenda los desarrollos regulatorios relativos a soluciones aisladas, pues en la actualidad existe la regulación para la atención de usuarios bajo el esquema tradicional (red) en el SIN o la atención en ZNI, mas no para esquemas de atención a través de soluciones no tradicionales dentro del SIN. De cara a la política de cobertura del Gobierno Nacional, y de las perspectivas de crecimiento de las empresas, es importante regular este tema. De cara a los nuevos retos que imponen las nuevas tecnologías en el sector y que la Comisión ha identificado con claridad en este contexto, otro de los temas importantes por analizar y desarrollar regulatoriamente corresponde a las micro-redes, que sugerimos por tanto considerar en la agenda.</p>	<p>De tratarse de algún desarrollo que se considere pertinente para las soluciones aisladas, de que trata el Decreto MME 1623 de 2015, modificado por el Decreto MME 1513 de 2016, se entiende que no existe regulación que deba desarrollarse adicional a la existente para las ZNI</p>
			<p>ANDESCO E-2018-012401</p> <p>De acuerdo con el Decreto 1623 de 2015 expedido por el Ministerio de Minas y Energía, la expansión de cobertura por parte de los Operadores de Red, a usuarios a los que no sea eficiente económicamente conectar al SIN, puede efectuarse a través de soluciones aisladas individuales o microrredes, las cuales deben ser remuneradas a través de la tarifa. En tal sentido, solicitamos a la Comisión incluir en la agenda regulatoria el fortalecimiento de la regulación actual de estas áreas y la definición de este aspecto.</p>	<p>De tratarse de algún desarrollo que se considere pertinente para las soluciones aisladas, de que trata el Decreto MME 1623 de 2015, modificado por el Decreto MME 1513 de 2016, se entiende que no existe regulación que deba desarrollarse adicional a la existente para las ZNI</p>
			<p>ASOCODIS E-2018-012300</p> <p>No se observa en la agenda indicativa el desarrollo de este tema. De acuerdo con el Artículo 2.2.3 3 2 2 31 del Decreto MME 1623 de 2015, la ampliación de cobertura a usuarios a los que no sea económicamente eficiente conectar al SIN, realizará a través de soluciones aisladas individuales o microrredes, y deben ser remuneradas a través de las tarifas. Para el efecto, es importante considerar lo que hemos manifestado a través de nuestra comunicación ACDS No 18-215, entre otras</p>	<p>De tratarse de algún desarrollo que se considere pertinente para las soluciones aisladas, de que trata el Decreto MME 1623 de 2015, modificado por el Decreto MME 1513 de 2016, se entiende que no existe regulación que deba desarrollarse adicional a la existente para las ZNI</p>
			<p>CODENSA E-2018-012331</p> <p>Consideramos necesario que se incluya en la agenda 2019 la definición de la metodología de remuneración de las zonas aisladas para poder cumplir con las metas de cobertura que busca el gobierno nacional a través del aporte de los operadores de red. en particular consideramos necesario desarrollar el decreto 1623 de 2015 de tal manera que se permita al OR prestar el servicio a usuarios a los que no sea eficiente económicamente conectar al SIN a través de soluciones aisladas individuales</p>	<p>De tratarse de algún desarrollo que se considere pertinente para las soluciones aisladas, de que trata el Decreto MME 1623 de 2015, modificado por el Decreto MME 1513 de 2016, se entiende que no existe regulación que deba desarrollarse adicional a la existente para las ZNI</p>
		<p>Procedimiento para aprobación de puntos de conexión</p>	<p>SER Colombia E-2018-012391</p> <p>Sugerimos incluir en la agenda del año 2019 la revisión del procedimiento de aprobación de puntos de conexión, esto con el fin de evitar que algunos agentes copen la capacidad sin que ejecuten los proyectos.</p>	<p>El tema propuesto está in contemplado en varias de las actividades de la agenda regulatoria.</p>
1.4	Comercialización			

1.4.1	Bases para la metodología tarifaria de C	ASOCODIS E-2018-012300	Sugerimos considerar los ajustes que requiere la regulación a nivel del mercado minorista para articular integralmente la inserción tecnológica. En este sentido, conviene revisar la estructura de la "fórmula tarifaria" en un contexto de participación activa de la demanda, uso de la red como plataforma transaccional para el desarrollo del mercado, prestador de última instancia, aspectos de medición avanzada, tarifas en dos partes (cargos por potencia y energía), cargos horarios, liberalización del mercado, entre otras	El comentario corresponde al desarrollo del proyecto regulatorio
		ANDESCO E-2018-012401	En el marco de las nuevas tendencias y tecnologías, consideramos importante abordar temas relacionados con señales tarifarias horarias, tarifas por potencia y energía, eficiencia energética, entre otros mecanismos que apalquen su desarrollo y permitan migrar paulatinamente a una mayor liberalización del mercado.	El comentario corresponde al desarrollo del proyecto regulatorio
1.4.2	Implementación de la medición inteligente	ANDESCO E-2018-012401	Reiteramos la importancia de la definición de este aspecto y su inclusión en el primer trimestre del año, no obstante, observamos que se encuentra indicado en el marco de la actividad de comercialización, lo cual consideramos debe replantearse, dado que la Resolución MME 40072 de 2018 establece en su artículo 7° que los Operadores de Red serán los agentes responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada, por lo que creemos debe hacer parte de la actividad de Distribución. resaltamos la necesidad de que toda la infraestructura inherente a AMI sea considerada como activos de uso, atendiendo a lo establecido en la regulación y los ajustes que la misma requiera, como por ejemplo la Resolución CREG 015 de 2018, de manera que los mismos puedan ser incluidos dentro de los planes de inversión de los OR. Lo anterior, teniendo en cuenta las implicaciones técnicas y tecnológicas que tiene la instalación de estos equipos en la red, además de los beneficios económicos y operativos que puede traer al mercado.	Para efectos de la presentación de la agenda se ubicó en comercialización. Los aspectos que se mencionan en el comentario hacen parte del desarrollo regulatorio por lo que se analizarán en ese contexto.
		ASOCODIS E-2018-012300	Es fundamental que se disponga para comentarios de los interesados la propuesta regulatoria junto con la memoria justificativa y los respectivos análisis (impacto, beneficio/costo, entre otros ), Así mismo, consideramos que este es un tema del área de la Distribución, y que en concordancia con la Resolución MME 40072 de 2018 la Comisión debe adoptar pronto los ajustes regulatorios que remuneren las inversiones y funcionamientos asociados a la implementación de AMI	Para efectos de la presentación de la agenda se ubicó en comercialización. Los aspectos que se mencionan en el comentario hacen parte del desarrollo regulatorio por lo que se analizarán en ese contexto.
		CODENSA E-2018-012331	De acuerdo con la resolución MME 40072 donde el Ministerio asigna al operador de red la responsabilidad de la medición consideramos que el tema de medición avanzada debe desarrollarse dentro del perímetro de la regulación de la distribución asignando la responsabilidad y remuneración del desarrollo de esta tecnología al OR.	Para efectos de la presentación de la agenda se ubicó en comercialización. Los aspectos que se mencionan en el comentario hacen parte del desarrollo regulatorio por lo que se analizarán en ese contexto.
		ELECTRICARIBE E-2018-012406	La Resolución MME 40072 de 2018 establece que la CREG debe establecer las condiciones para la implementación del AMI dentro de los 12 meses siguientes a la expedición de dicha resolución, y deberá adoptar los ajustes regulatorios con el fin de remunerar las inversiones y funcionamientos asociados a dicha implementación. Por tanto, no es discrecional la expedición de esta normativa regulatoria y la misma deberá estar vigente a más tardar el 30 de enero de 2019. Por otro lado, consideramos que para la correcta implementación de AMI es necesaria una articulación de las políticas de MME y de MINTIC, dado que los niveles de cobertura y calidad actuales en telecomunicaciones son inferiores a los requeridos para la correcta masificación del AMI.	Para efectos de la presentación de la agenda se ubicó en comercialización. Los aspectos que se mencionan en el comentario hacen parte del desarrollo regulatorio por lo que se analizarán en ese contexto.
		EMCALI E-2018-012471	Estimamos debe plantearse en los temas de la distribución de energía. La Resolución MME 40072 de 2018 que establece que los operadores de red serán los responsables de la instalación, administración, operación mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada y deja en cabeza de la comisión la definición del agente responsable del suministro instalación administración, operación, mantenimiento y reposición del medidor avanzado, en este orden de ideas, estimamos que dada esta posibilidad y teniendo en cuenta que la responsabilidad por la gestión de las pérdidas de energía se encuentran en cabeza de los operadores de red, la responsabilidad de administración, operación y mantenimiento y reposición del medidor avanzado, debe dejarse en cabeza de los operadores de red. Manifestamos y apoyamos la necesidad que se regule el tema de la medición inteligente en el primer trimestre del próximo año con el fin de dar claridad sobre las inversiones realizadas y a realizarse por empresas que como EMCALI somos líderes en la implementación de esta alternativa tecnológica.	Para efectos de la presentación de la agenda se ubicó en comercialización. Los aspectos que se mencionan en el comentario hacen parte del desarrollo regulatorio por lo que se analizarán en ese contexto.
	Prorroga de los subsidios	ASOCODIS E-2018-012300	Se debe considerar la expedición de una resolución que reglamente lo dispuesto en el artículo 125 de la Ley del Presupuesto General de la Nación 2019, con relación a la prórroga de los subsidios establecidos en el artículo 3 de la Ley 1117 de 2006, prorrogados por el artículo 1° de la Ley 1428 de 2010, así mismo por el artículo 76 de la Ley 1739 de 2014, y por el artículo 17 de la Ley 1753 de 2015. Esto debe expedirse antes de finalizar el año 2018.	Pendiente por definir el tema

		Prestador de Última Instancia (PUI)	ASOCODIS E-2018-012300	Este tema no está siendo considerada dentro de los temas a desarrollar en el 2019, creemos que este es un punto importante para evitar posibles riesgos comerciales para la atención de la demanda de usuarios finales en condiciones críticas. No obstante, consideramos que, hasta tanto no se defina este tema, debe reglamentarse que los usuarios que entren a ser atendidos por el comercializador incumbente por razones ajenas a su gestión, se permita trasladar directamente los costos en que se incurre, tal como lo propuso la Comisión en la Resolución CREG 249B/15.	Pendiente por definir el tema
			CODENSA E-2018-012331	Consideramos que se debe dar continuidad a temas críticos que ya se habían planteado en agendas anteriores como son: - Prestador de última instancia - Revisión de límites a usuarios no regulados.	La revisión de los límites a usuarios no regulados, se analizará en los proyectos de implementación de AMI y de garantizar distribuidor neutral
1.5	<b>Zonas No Interconectadas</b>				
1.5.1		Metodología fórmula tarifaria en ZNI			
1.6	<b>Alumbrado Público</b>				
1.6.1		Revisión costo eficiente del alumbrado público en Colombia	ANDI E-2018-012380	Es muy importante que durante el 2019 quede en firme la resolución que revisará los costos eficientes para la prestación del servicio de alumbrado público, dado que es un tema prioritario, que está generando inconvenientes en varios municipios del país e incluso es prioritario para la rama Legislativa. En ese orden de ideas, consideramos inconveniente que durante el 2019 avancemos solo a nivel de una resolución en consulta. Se requiere tener una resolución definitiva.	Mediante la Resolución MME 41066 de 2018, se delegó a la CREG establecer la metodología de costos para la prestación del servicio de alumbrado público. Se tiene en la propuesta de agenda indicativa para el segundo trimestre de 2019, de acuerdo con los comentarios recibidos a la propuesta, se podría considerar la expedición de una resolución definitiva.
			ASOCODIS E-2018-012300	Al igual que en tema de la Resolución 108 de 1997, sucede algo similar con el tema de la revisión del costo eficiente del alumbrado público en Colombia, del cual se aspira publicar una propuesta regulatoria en el trimestre 2, pero no se observa la publicación de la resolución definitiva en el 2019, por lo que sugerimos se defina en esa misma vigencia.	Mediante la Resolución MME 41066 de 2018, se delegó a la CREG establecer la metodología de costos para la prestación del servicio de alumbrado público. Se tiene en la propuesta de agenda indicativa para el segundo trimestre de 2019, de acuerdo con los comentarios recibidos a la propuesta, se podría considerar la expedición de una resolución definitiva.
	<b>Otros</b>				
		Bases para la remuneración del CND, ASIC, LAC	XM E-2018-012408	Dentro de la Agenda Regulatoria del año 2018, la Comisión incorporó el tema Bases para la remuneración del CND, ASIC, LAC con resolución definitiva en el cuarto trimestre del año 2018, agradecemos a la Comisión que en caso de que este tema no alcance a regularse en lo que falta del año 2018, sea incluido como parte de la Agenda Regulatoria del año 2019.	Se expiden las bases en 2018 y se expide la resolución a consulta en el segundo trimestre de 2019
2	<b>Gas Natural</b>				
2.1	<b>Comercialización mayorista</b>				
2.1.1		Ajustes la comercialización mayorista de transporte de gas	ANDESCO E-2018-012401	Vemos importante alinear estos plazos con los establecidos en el cronograma de comercialización, de manera que estas decisiones definitivas puedan conocerse antes de iniciar el proceso de comercialización. Adicionalmente, es importante que se analice desde la regulación los aspectos que puedan requerirse para lograr una mayor coordinación del sector gas natural, como insumo importante de la generación de energía eléctrica.	De acuerdo con la relevancia del tema los tiempos propuestos son los necesarios para los análisis respectivos
			EMGESA E-2018-012384	Se sugiere a la comisión que dentro de los ajustes a la comercialización de transporte de gas se definan las reglas procedimientos y condiciones para ceder y/o vender la capacidad primaria de transporte contratada por remitentes como es el caso del distribuidor-comercializador cuando los usuarios manifiestan su intención de cambiar de comercializador y la disponibilidad de transporte se convierte en una barrera a la actividad.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio
			EMGESA E-2018-012384	Solicitamos a la comisión ajustar los tiempos establecidos para que el documento referente a "Ajustes a la comercialización mayorista de transporte de gas" quede en firme máximo en el segundo trimestre del año 2019 toda vez que dichos cambios se requieren antes de que termine el proceso de comercialización de gas de 2019.	De acuerdo con la relevancia del tema los tiempos propuestos son los necesarios para los análisis respectivos
			Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Consideramos que es necesario ajustar los mecanismos de comercialización mayorista en este sentido para el caso de transporte proponemos estudiar la posibilidad de que los procesos de subasta sean fijados por la comisión a los transportadores por una única vez y que no tengan que ser revisados cada vez que se sobrepase la capacidad disponible primaria de cada tramo.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio
			TEBSA E-2018-012332	Se hace necesario considerar la existencia de contratos suscritos previamente, por lo que se requiere que la propuesta evalúe y garantice las condiciones de igualdad.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio

*Mónica*

			EMGESA E-2018-012384	Consideramos importante que desde la regulación se garantice a los usuarios que cambian de comercializador mantener las condiciones asociadas a la capacidad de transporte que fue contratada en virtud de su consumo y que estaba siendo asignada a ellos por el anterior comercializador (distribuidor incumbente).	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio
2.1.2		Ajuste a la comercialización mayorista de suministro de gas	ANDESCO E-2018-012401	La expedición de regulación definitiva frente a este y la comercialización may puntos se propone para el tercer y cuarto trimestre del año, no obstante, vemos importante alinear estos plazos con los establecidos en el cronograma de comercialización, de manera que estas decisiones definitivas puedan conocerse antes de iniciar el proceso de comercialización.	De acuerdo con la relevancia del tema los tiempos propuestos son los necesarios para los análisis respectivos
			EMGESA E-2018-012384	Solicitamos a la comisión que dentro de los ajustes relacionados a la comercialización en el mercado mayorista de gas se prevean e incorporen temas asociados con la comercialización del GNI del grupo térmico (planta de regasificación del Caribe) mecanismos reglas y procedimientos toda vez que estas consideraciones no son del todo claras para los agentes que participan en el mercado así como para el gestor del mercado de gas.	Se incluye el tema de GNI en la agenda regulatoria
			ISAGEN E-2018-012170	En relación con el mercado de gas, es fundamental la articulación de la normatividad de este mercado con las normas del mercado eléctrico. En este caso particular, nos referimos a la inconsistencia de los tiempos para la revisión del mercado mayorista de suministro y transporte de gas, que se tienen previstos para el tercer y cuarto trimestre del año, con los tiempos del proceso de asignación de Obligaciones del Cargo por Confiabilidad que se espera realizar en el primer trimestre de 2019. Como lo ha manifestado ISAGEN en oportunidades anteriores, es fundamental contar con estas señales para poder acceder a la remuneración que viabilice las plantas térmicas que brinden confiabilidad al sistema.	Este aspecto se encuentra pendiente de aprobación, para incluir ajustes en el mercado primario y secundario aspectos que fueron consultados en la Resolución 072 de 2018.
			TGI E-2018-012377	Proponemos a la Comisión estudiar la posibilidad que los procesos de subasta se han fijados por la CREG para los transportadores solo una vez y no revisados óda vez que se sobrepasa la Capacidad Disponible primaria de cada tramo.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio
			TEBSA E-2018-012332	En cuanto a los contratos de suministro, los firmes han sufrido permanentes cambios de fondo y la demanda aún se encuentra en proceso de asimilación, por lo que recomendamos centrar los esfuerzos en los contratos con interrupciones de manera específica, flexibilizando modelos que permitan mayor capacidad de transacción.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio
			TEBSA E-2018-012332	Consideramos que es importante que el desarrollo del mercado de gas natural esté dirigido a dar mayor liquidez, para ello se recomienda a la comisión, la posibilidad de migrar a estructuras contractuales más financieras que físicas, permitiendo la posibilidad de coberturas de las transacciones.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio
			ECOPETROL E-2018-012564	Respetuosamente sugerimos algunos temas sobre los cuales Ecopetrol ha identificado la necesidad de ajustes regulatorios: - Flexibilización en la comercialización de cantidades gas en contratos menores a un año: solicitamos adoptar esquemas flexibles de comercialización de cantidades de gas asociadas a la diferencia entre la PTDV y la PTDFV, las cantidades no uniformes durante al menos un año, y las cantidades asociadas a contratos CF95 contratadas y no consumidas. Entre otros, planteamos propuestas para ajustar el diseño de las subastas mediante las cuales se comercializan contratos firmes bimestrales y contratos con interrupciones de duración mensual. Teniendo en cuenta que esta medida es importante para darle salida a un gas natural que hoy no puede ser comercializado, sugerimos que la resolución definitiva se programe para el primer trimestre de 2019. - Mecanismo de comercialización para nueva demanda: otro punto que consideramos relevante es la flexibilización para contratar nueva demanda, con el fin de continuar motivando su crecimiento y mayor uso. Propuestas para alcanzar este fin han sido presentadas por varios gremios del sector por Ecopetrol en el marco de los comentarios a la Resolución GREG 072 de 2018. En esencia, se sugiere programar la resolución definitiva para el primer trimestre de 2019. - Revisión del proceso de comercialización de contratos con duración de un año: teniendo en cuenta que ya se surtieron dos procesos de comercialización según las reglas planteadas en la Resolución GREG 114 de 2017, se solicita a la GREG una revisión del funcionamiento de la regulación y se propongan mejoras al proceso, por ejemplo respecto de los productos a comercializar a un año (GI y G2), de las garantías de participación por parte del productor, de la reserva del gas regulado entre otros aspectos. Con el fin de que las eventuales mejoras sean adoptadas con tiempo suficiente previo al inicio del proceso de comercialización de 2019, sugerimos que la resolución definitiva se programe para el segundo trimestre de 2019.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio. De acuerdo con la relevancia del tema los tiempos propuestos son los necesarios para los análisis respectivos

*Manuel J. A.*

2.1.3		Selección del gestor del mercado de gas	ACOLGEN E-2018-012403	Se observa lo que sería una inconsistencia en los temas relativos al gestor del mercado, esto debido a que en la propuesta de agenda los tiempos que se establecen sitúan en primer lugar la selección del nuevo gestor del mercado y luego se propone la definición de sus funciones. Considerando que se esperan cambios importantes en la operación del mercado de gas en Colombia y que se requiere un rol más activo del gestor en los futuros modelos y esquemas transacciones, es fundamental que los agentes interesados en participar de la convocatoria conozcan de manera precisa y ex ante las funciones que adquieren de ser seleccionados.	El desarrollo regulatorio para la selección del gestor del mercado, de acuerdo con la normatividad vigente es independiente al proceso regulatorio que define las funciones del gestor.
			EPM E-2018-012390	Se observa una inconsistencia en los temas relativos al gestor del mercado, pues en la agenda se propone primero la selección del mismo y posteriormente la definición de sus funciones, lo cual debería suceder al contrario pues no resulta razonable elegir un gestor sin tener claridad de su quehacer.	El desarrollo regulatorio para la selección del gestor del mercado, de acuerdo con la normatividad vigente es independiente al proceso regulatorio que define las funciones del gestor.
			Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Se ha planteado que en el primer trimestre del año se publique una resolución definitiva sobre los criterios para la selección del gestor del mercado lo cual implica que la selección de este se realizaría en el segundo trimestre. sin embargo la definición de las funciones del gestor está establecida para el cuarto trimestre de 2019.	El desarrollo regulatorio para la selección del gestor del mercado, de acuerdo con la normatividad vigente es independiente al proceso regulatorio que define las funciones del gestor.
		Funciones del gestor de gas	ANDESCO E-2018-012401	Resaltamos la importancia en la apertura de la discusión frente a las funciones del gestor del mercado, sin embargo, vemos fundamental que la misma se realice de manera previa a la ejecución del proceso de selección, brindando de esta manera claridad al sector y a los posibles oferentes en el proceso, de las funciones y actuaciones del mismo. En tal sentido, sugerimos respetuosamente a la Comisión modificar estas fechas y alinearlas con lo anteriormente indicado.	El desarrollo regulatorio para la selección del gestor del mercado, de acuerdo con la normatividad vigente es independiente al proceso regulatorio que define las funciones del gestor.
			Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Consideramos que las funciones del gestor del mercado deben estar definidas antes de que los interesados presenten sus propuestas con lo cual se evitaría que el mercado tenga que pagar sobre costos futuros. Igualmente consideramos relevante que la comisión revise las funciones del gestor del mercado de tal forma que le permita generar liquidez en los mercados de corto plazo y secundario de suministro.	El desarrollo regulatorio para la selección del gestor del mercado, de acuerdo con la normatividad vigente es independiente al proceso regulatorio que define las funciones del gestor.
			TGI E-2018-012377	Respecto al Gestor de mercado creemos que el debido proceso lleva a definir primero las actividades y luego si se seleccione el posible operador. En este tema consideramos clave que las funciones del gestor se enfoquen en dinamizar el mercado secundario (liquidar, garantizar, asignar) y en fortalecer la función de administración de la información permitiendo que el nuevo operador construya junto con los diferentes agentes reportes claves para los usuarios, el Gobierno y agentes del sector.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio.
			EMGESA E-2018-012384	En cuanto al proceso de selección del gestor del mercado y como se ha comentado en otras ocasiones consideramos que hay una gran oportunidad para aprovechar el camino y experiencia recorrida y en este sentido se prevea la incorporación de otras funciones y responsabilidades tales como: i) realizar las liquidaciones y transacciones propias de los resultados de las subastas dándole un carácter de administrador y liquidador de cuentas similar al esquema actual del sector eléctrico ii) centralizar el manejo de garantías y mecanismos de cobertura (adicional a la bilateralidad entre agentes) iii) simultaneidad y competencia con otras plataformas de transacción de gas que aunque la regulación permite su participación no es clara su operación y bases para que lo transado se sujete a lo establecido especialmente en la res. CREG 114 de 2017 iv) realizar las subastas no solo con las capacidades reportadas en la nominación inicial sino con las reportadas en las renominaciones. v) que la subasta úselo o véndalo de corto plazo (suvcp) pueda realizarse simultáneamente para suministro y transporte de tal forma que se minimice el riesgo de compras de suministro ineficaces vi) que el gestor tenga acceso a toda la información operativa (actualmente centralizada en los beos de los transportadores) que permita realizar análisis y publicaciones de interés y utilidad del sector.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio.
		Nominaciones de gas	ACOLGEN E-2018-012403	Considerando que el sector eléctrico tiene la apuesta de modernizar el despacho y la operación, es importante armonizar esta modernización con el sector de gas natural de manera que los procesos operativos de nominaciones y su duración no se convierta en una barrera para el despacho eficiente del sector eléctrico. Por lo anterior, se sugiere incluir dentro de la agenda regulatoria la revisión de las reglas de nominación de gas natural.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio de la comercialización en el mercado mayorista de gas
		Canastas de tarifas	ANDI E-2018-012380	Es importante viabilizar el uso del gas natural para los nuevos proyectos industriales. Del trabajo realizado con los agentes de la cadena de suministro, se ha identificado la necesidad de buscar el establecimiento de una canasta de tarifas adecuada para viabilizar nueva demanda, con los beneficios que trae para todos los consumidores en el mediano y largo plazo. En ese orden de ideas, sugerimos revisar la posibilidad de crear canastas tarifarias en producción, en transporte, en distribución (con todos los usuarios en la misma canasta).	En la regulación actual en suministro y transporte existen los mecanismos para que los usuarios no regulados puedan estructurar sus contratos y en distribución ya se tiene adoptado este mecanismo.

*Manu J*

	Coordinación Gas-Electricidad	C.N.O E-2018-012430	Desde el punto de vista de la confiabilidad del SIN es importante que se incorpore como tema de la agenda regulatoria del 2019, la coordinación operativa de los sectores de gas y electricidad. Lo anterior teniendo en cuenta la repercusión que tendrá, por ejemplo, el Sistema Nacional de Transporte de Gas-SNT en la prestación futura de los servicios complementarios bajo diferentes condiciones operativas y porcentajes de integración de fuentes variables de generación.	Se incluye el tema dentro de la agenda regulatoria
2.2	<b>Transporte e Infraestructura</b>			
2.2.1	Metodología de remuneración de transporte de gas	ANDESCO E-2018-012401	En el marco del desarrollo de la propuesta regulatoria se han efectuado observaciones y aportes que consideramos fundamentales en la definición de la regulación definitiva, por lo cual vemos importante la publicación de un nuevo documento en consulta que permita conocer los ajustes, en caso de existir, previo a la emisión definitiva de la misma. Así mismo, reiteramos la necesidad de que esta consulta se efectúe en el primer trimestre del año.	Se expidió la resolución a consulta 090 de 2016, y se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019
		EPM E-2018-012390	Es importante darle prioridad a definir el tema de la metodología de transporte, pues cuenta con un rezago muy significativo. Ahora, es fundamental señalar que en su definición resulta crucial analizar temas como el cobro de cargos en dólares cuyo riesgo cambiario lo asume totalmente la demanda, el pago de cargos de transporte sujeto a factores de carga, en especial para los generadores térmicos, y las tarifas libres por capacidad de transporte excedentaria publicadas en el BEO. Ello por las dificultades comerciales que se han identificado en el transcurso del tiempo.	Se expidió la resolución a consulta 090 de 2016, y se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019.
		Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	En el proyecto de agenda regulatoria indicativa 2019 se establece la publicación de la resolución definitiva que contiene la metodología de remuneración de la actividad de transporte de gas para el primer trimestre del año, teniendo en cuenta la necesidad de revisar aspectos estructurales de la propuesta publicada mediante la resolución creg 090 de 2016 solicitamos a la comisión la publicación para comentarios de una nueva versión de dicha propuesta metodológica lo cual permitirá al sector y público en general conocer y participar en este importante desarrollo regulatorio.	Se expidió la resolución a consulta 090 de 2016, y se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019.
		Naturgas E-2018-012310	Ya que la última consulta publicada de la metodología en comento fue hace más de dos años, es necesario que una versión actualizada sea publicada en estado de consulta, a fin de que los agentes tengan claras las reglas bajo las cuales se ceñirán durante el periodo tarifario, esto de manera previa la expedición de la resolución definitiva.	Se expidió la resolución a consulta 090 de 2016, y se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019.
		Promigas E-2018-012407	Promigas envió comunicación a la Comisión en la cual se hizo énfasis en la necesidad de publicar cuanto antes para comentarios un nuevo borrador de resolución previo a la emisión de la resolución definitiva. Reiteramos enfáticamente nuestra solicitud de publicar cuanto antes una resolución para comentarios que contenga la nueva propuesta de metodología tarifaria para el próximo periodo.	Se expidió la resolución a consulta 090 de 2016, y se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019.
		TGI E-2018-012377	Respecto a la publicación de la metodología de transporte le queremos proponer a la Comisión que ésta sea publicada nuevamente a Consulta, dado que se han publicado diferentes actos que han cambiado un poco la visión del regulador contenida en la Resolución CREG 090 de 2016. > Algunos de estos actos son la resolución 033 de 2018 de gasoductos de conexión, Resolución CREG 155 de 2017 con los procesos de open season, Res CREG 107 de 2017 procedimientos para proyectos del Plan de Abastecimiento de Gas Natural. Y se tiene planteadas algunas resoluciones que pueden impactar el entendimiento general como es la Resolución CREG 182 de 2017 que asigna la capacidad de la infraestructura del pacífico, pero que deja temas que deben tenerse claros para el transportador como el cargo de AOM la asignación entre otras.	Se expidió la resolución a consulta 090 de 2016, y se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019.
		ACOLGEN E-2018-012403	Es importante darle prioridad a definir la metodología de transporte, dado que actualmente la misma tiene un rezago muy significativo, teniendo en cuenta dentro de ello el carácter especial de los generadores térmicos dado sus factores de carga	Se expidió la resolución a consulta 090 de 2016, y se prevé expedir la resolución definitiva en el primer trimestre de 2019.
	Modelo de valoración de la infraestructura	TGI E-2018-012377	De igual manera como le hemos manifestado a la Comisión, el modelo de valoración de la infraestructura todavía presenta retos, que aunque se han trabajado de manera diligente por la Comisión, en nuestras simulaciones muestran que el problema general se mantiene generando más incertidumbres en el valor que se obtiene del mismo. En este aspecto proponemos a la Comisión publicar el modelo de valoración y una resolución con aspectos claves para comentarios en el primer trimestre de 2019, que muestre como se articulan los cambios con la nueva metodología, y en el tercer o cuarto trimestre una resolución definitiva.	Dentro de los comentarios recibidos a la Resolución 090 de 2016, se tuvieron en cuenta las observaciones realizadas por la industria, a partir de los cuales se estructuró un nuevo modelo el cual se colocará en conocimiento de los agentes del sector.

		Cálculo de la tasa de descuento (WACC)	ANDESCO E-2018-012401	Igualmente, consideramos relevante incluir una revisión de la tasa WACC de la actividad, con la finalidad de que ésta identifique, de manera más precisa, los riesgos de la prestación del servicio de transporte y los demás aspectos que inciden en el desarrollo de la infraestructura, incluyendo la revisión de la prima de riesgo regulatorio, pues actualmente la tasa propuesta parece más alienada a la de países que enfrentan menores riesgos.	Se incluye el tema en transversales
			Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Consideramos relevante incluir una revisión de la tasa wacc de la actividad con la finalidad de que ésta identifique de manera más precisa los riesgos de la prestación del servicio de transporte la competencia desigual y la limitación para construir nueva infraestructura. igualmente la prima de riesgo regulatorio debe reflejar adecuadamente los riesgos que enfrenta la actividad pues actualmente la tasa establecida es comparable con países que enfrentan menores riesgos y/o esquemas tarifarios diferentes.	Se incluye el tema en transversales
		Reglamento Único de Transporte (RUT),	ANDESCO E-2018-012401	Por otra parte, considerando todos los cambios que se han realizado y aquellos que actualmente se adelantan al Reglamento Único de Transporte (RUT), vemos oportuno incluir en la Agenda la compilación del RUT de forma similar a como se realizó para los aspectos comerciales del mercado mayorista mediante la Resolución CREG 114 de 2017	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio.de la comercialización en el mer cado mayorista de gas
			Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Considerando todos los cambios que se han realizado y aquellos que ctualmente se adelantan al reglamento único de transporte (RUT) vemos oportuno incluir en la agenda la compilación del RUT de forma similar a como se realizó para los aspectos comerciales del mercado mayorista mediante la resolución CREG 114 de 2017.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio.de la comercialización en el mer cado mayorista de gas
			TGI E-2018-012377	Agradecemos incluir la compilación del RUT, que es una norma que el próximo año cumplirá 20 años y que en ese periodo de tiempo ha sufrido modificaciones, adiciones o derogaciones y que sería clave para el sector contar con toda la norma compilada	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio.de la comercialización en el mer cado mayorista de gas
			TEBSA E-2018-012332	Se hace necesario considerar incentivos para la flexibilización y optimización de la red de transporte de gas, de tal manera que la operación del sector gas consiga atender los cambios asociados al mercado de energía eléctrica, como serían el despacho vinculante e intradiario, por lo que se requiere de la revisión del RUT, en cuanto a los tiempos de renominación, garantías de firmeza de contratos de suministro y transporte y actualizar la metodología para reporte oportuno de información ajustado a la dinámica de los mercados.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio.de la comercialización en el mer cado mayorista de gas
2.2.2		Convocatorias de PAG			
2.2.3		Planta de Regasificación del Pacífico	ACOLGEN E-2018-012403	Consideramos este, como un tema transversal dada la importancia que tiene el mismo para el mercado de energía eléctrica como de gas natural. Es fundamental contar de manera oportuna con el desarrollo regulatorio respectivo, con el interés de permitir a los generadores térmicos el acceso efectivo de los servicios de la infraestructura del Pacífico. Ponemos a consideración de la Comisión adelantar la decisión definitiva para el III trimestre, entendemos que, si bien no es aun necesario el marco regulatorio para la selección del inversionista, el mismo puede aclarar el panorama para el mercado y para los agentes sobre la operación de la planta.	En la agenda que se consultó este tema se encuentra programado para el tercer trimestre.
			EMGESA E-2018-012384	Referente a lo previsto para la planta de regasificación del pacífico consideramos importante se incorpore la regulación necesaria para los servicios asociados fundamentalmente las consideraciones relacionadas con el acceso uso de esa infraestructura y los esquemas de comercialización desde su importación e incluso mercados secundarios.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio de planta regasiificadora del Pacífico
			EPM E-2018-012390	Debe ser considerado como un tema transversal, al asociarse tanto ai sector gas (suministro y transporte) ante las necesidades de abastecimiento y confiabilidad, como al sector eléctrico dados los servicios que puede requerir la generación térmica para respaldo de Obligaciones de Energía Eirme. Con esta visión integral, el proyecto puede llegar a viabilizarse gracias a mejores condiciones. Desde la perspectiva del sector eléctrico, es muy importante propiciar las condiciones para que ios generadores térmicos puedan hacer uso de la infraestructura de GNL y, además, que no se dilate en el tiempo su desarrollo. Ello considerando la necesidad que tiene el país de sustituir energía con costos variables superiores al Precio de Escasez, al tiempo que se respalda ENFICC para el sistema, máxime después del cambio regulatorio que permite a las plantas hidráulicas existentes declarar solo ENFICC base o una ENFICC superior hasta un determinado valor según defina la Comisión (98% PSS para ei caso dei periodo 2022-2023). La agenda regulatoria presenta la decisión definitiva sobre este tema para el tercer trimestre, pero respetuosamente sugerimos darle celeridad teniendo en cuenta que ya se está adelantando ei proceso de convocatoria y asignación de la infraestructura por parte de la UPME, siendo necesario tener claridad de las reglas de acceso de los otros agentesadicha infraestructura.	Las decisiones regulatorias para que sea posible la selección del adjudicatario ya fueron publicadas, como son: 107 y 152 de 2017, las demas decisiones están previstas para el tercer trimestre de 2019.

*Manuel*

		Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	Si bien los aspectos pendientes de regulación de la planta de regasificación del pacífico no son definitivos para la selección del inversionista esto si da mayor claridad al mercado y a los proponentes sobre la operación de la planta. Por lo anterior consideramos necesario que la comisión evalúe las diferentes propuestas que en los próximos meses se presenten con relación al acceso y comercialización de los servicios de la infraestructura de importación de gas natural en el pacífico y con base en esto se dé la discusión adecuada que permita definir de la forma más apropiada para el mercado los aspectos que están pendientes de regulación.	Las decisiones regulatorias para que sea posible la selección del adjudicatario ya fueron publicadas, como son: 107 y 152 de 2017, las demas decisiones están previstas para el tercer trimestre de 2019.
		Promigas E-2018-012407	Sobre la Planta de Regasificación del Pacifico la Comisión propone la resolución definitiva para el segundo semestre del año, lo cuales posterior a la fecha de adjudicación que tiene programada la UPME para esta infraestructura. Teniendo en cuenta lo anterior, y que la regulación emitida por el Regulador es la base de los requisitos y condiciones establecidas en la convocatoria de la UPME, se le solicita a la Comisión revisar la consistencia entre la programación establecida para el proceso de selección del inversionista adelantado por la UPME y la programación propuesta por la CREG. En este sentido, es válido resaltar también que una resolución posterior a la adjudicación de la UPME , implicaría que no se podrían modificar las condiciones bajo las cuales se presentaría la respectiva oferta.	Las decisiones regulatorias para que sea posible la selección del adjudicatario ya fueron publicadas, como son: 107 y 152 de 2017, las demas decisiones están previstas para el tercer trimestre de 2019.
		TGI E-2018-012377	Es necesario aclarar el alcance de la actividad sobre reglas que publicarán en cuanto a la planta de regasificación y en caso de ser varias, abrir ésta en sus diferentes temas para poder tener un panorama de la discusión general sobre este tema.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio
		TEBSA E-2018-012332	Es importante resaltar que esta debe ser remunerada por la demanda que sería beneficiada directamente por este proyecto, que son en este caso, los usuarios ubicados en el interior y sur del país, dado que son quienes recibirán los efectos positivos de tal infraestructura.	De acuerdo con el Decreto 2345 de 2015, los beneficiarios que pagarán esta infraestructura, estan a cargo de la UPME.
2.2.4		Gas Natural E-2018-012410	Es oportuno y conveniente retomar otros temas que se han venido atrasando a pesar de que se encontraban incluidos en la agenda del año 2018, como es la remuneración de la actividad de transporte por carretera para el gas natural comprimido.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio.
2.3	<b>Distribución y Comercialización</b>			
2.3.1		Efigas E-2018-012412	En el proyecto de agenda con respecto al Sector de Gas Natural, se muestra en el ítem de Distribución y Comercialización, el primer elemento la "Metodología de remuneración de comercialización de gas" para desarrollarse en el primer trimestre de 2019 y como segundo elemento la "Aprobación de Cargos del D de gas" con ejecución todo el 2019. Como lo hemos manifestado a la Comisión en anteriores comunicaciones, es fundamental que la presentación para aprobación de los nuevos cargos se realice de forma simultánea Distribución y Comercialización, toda vez que, las nuevas metodologías deben ser complementarias, de esta forma en el caso de Gastos AOM, al separar los Gastos de AO&M de Distribución, de los Gastos de AOM de Comercialización y efectuar los procesos de optimización de manera independiente, se requieren de cargos paralelos para que se presente una sub-remuneración de las actividades.	De acuerdo con la relevancia del tema los tiempos propuestos son los necesarios para los análisis respectivos
		Gas Natural E-2018-012410	Sobre la metodología de remuneración de comercialización regulada de gas natural, solicitamos que la resolución sea emitida para consulta, tal como estaba planteado en la Agenda de este año 2018, de tal manera que se puedan recibir los comentarios de las empresas a la propuesta del regulador. Por otro lado recordamos respetuosamente a la Comisión nuestra solicitud en el sentido de analizar los expedientes y aprobar los cargos de manera conjunta con la actividad de distribución de gas, dada la interrelación natural entre ambos procesos.	De acuerdo con la relevancia del tema los tiempos propuestos son los necesarios para los análisis respectivos
		EPM E-2018-012390	Es prioritaria la definición de la remuneración de la comercialización, pues está rezagada y desacopiada de la realidad del mercado y de lo que implica el ciclo comercial regular de este negocio.	La resolución se encuentra programada para el primer trimestre de 2019.
		Naturgas E-2018-012310	Considerando que la metodología de distribución de gas natural aun tiene pendiente la publicación de la resolución mediante la cual se efectuó la corrección de los errores metodológicos contenidos en la resolución CREG 090 de 2018 estimamos adecuado que los dos procesos de aprobaciones de cargos (distribución y comercialización) se efectúen al mismo tiempo para que las empresas distribuidoras solamente tengan que hacer una solicitud de cargos y así realizar conjuntamente los análisis de impactos tarifarios, ingresos esperados, etc.	De acuerdo con la relevancia del tema los tiempos propuestos son los necesarios para los análisis respectivos

		Promigas E-2018-012407	La agenda indicativa contempla que la metodología para remunerar la actividad de comercialización de gas natural será publicada de manera definitiva en el primer trimestre de 2019. Se le solicita a la Comisión que previo a esto, publique para comentarios un nuevo borrador de resolución, dado que se desconoce cómo la Comisión ha ajustado la metodología, cuál sería su impacto y los soportes que respaldan cada uno de los asuntos en discusión. Adicionalmente, reiteramos la necesidad que los cargos de Distribución y Comercialización sean definidos simultáneamente.	De acuerdo con la relevancia del tema los tiempos propuestos son los necesarios para los análisis respectivos
2.3.2	Aprobación de cargos del D de gas	ANDESCO E-2018-012401	Reiteramos que la metodología definida a través de la Resolución CREG 090 de 2018, para determinar los costos y gastos eficientes de AOM, de Otros Activos y el Factor de Uso Eficiente de las Redes, no recoge las características fundamentales y las variables que describen las particularidades de los mercados y determinan la actividad de distribución de gas natural. Lo anterior, produciría un impacto muy negativo a corto plazo a las empresas, en algunos casos poniendo en grave riesgo la suficiencia financiera de estas y la calidad y seguridad en la prestación del servicio. Así mismo, genera una incertidumbre regulatoria significativa para el sector y para las compañías que prestan este servicio público. Por lo anterior, reiteramos la solicitud efectuada a la Comisión de suspender la aplicación de la Resolución 090 de 2018, generando el espacio necesario para que los interesados podamos brindar propuestas que den una solución a esta situación. De otra parte, reiteramos que la aprobación de cargos de distribución se realice de manera conjunta con los cargos de comercialización	Las Resoluciones CREG 202 de 2013 y 090 de 2018, se encuentran vigentes y gozan de la presunción de legalidad. De acuerdo con la relevancia del tema los tiempos propuestos son los necesarios para los análisis respectivos
		EPM E-2018-012390	Es importante que la CREG finiquite todo lo relativo a la metodología y aprobación de cargos definitivos de gas, pues ha sido un tema con una dilación diciente que no resulta apropiada ni para las empresas ni para los usuarios. Para ello es importante que a la mayor brevedad posible se expida la aprobación del cronograma para la solicitud de cargos y ios ajustes a la Resolución CREG 090 de 2018, tal como lo anunció en su momento la Comisión.	Este no es un comentario sobre la agenda, pero una vez se ajuste la Resolución CREG 090 de 2018, se procederá a la aprobación del cronograma para la solicitud de cargos
		Gas Natural E-2018-012410	Sobre la aplicación de cargos de Distribución reiteramos que la Resolución CREG 090 de 2018 tiene errores conceptuales y técnicos de fondo que deben ser subsanados por la Comisión, siendo que estos errores están claramente identificados por las empresas, la academia y los gremios y de que no subsanarse colocarían en grave riesgo de insuficiencia financiera a algunas empresas, lo que podría afectar la calidad y seguridad del servicio de gas domiciliario. Consideramos necesario que la Comisión suspenda la aplicación de dicha Resolución y corrija los errores comentados en distintas comunicaciones, teniendo en cuenta que el artículo 126 de la ley 142 de 1994 faculta a la Comisión a modificar las fórmulas tarifarias cuando es evidente (como es este caso) que se han cometido errores graves en el cálculo que lesionan injustificadamente los intereses de los agentes que prestan el servicio público.	Las Resoluciones CREG 202 de 2013 y 090 de 2018, se encuentran vigentes y gozan de la presunción de legalidad.
2.3.3	Metodología del CU de gas			
	Información sobre City Gates	ANDESCO E-2018-012401	Resulta importante para las compañías distribuidoras y transportadoras de gas natural, la definición en el corto plazo de un procedimiento adecuado para el traspaso, del transportador al distribuidor, de las estaciones de puerta de ciudad que han cumplido su vida útil normativa, considerando aspectos como la garantía frente a la disponibilidad y el mantenimiento de dichos activos, la claridad en la responsabilidad frente a los mismos, el plazo y las condiciones para su traslado y la consolidación y publicación de la información de estos activos, para que los agentes puedan efectuar la gestión pertinente.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio.
		Gas Natural E-2013-012410	Como hemos solicitado en anteriores oportunidades es perentorio en el corto plazo el diseño y definición del proceso para el traspaso de las estaciones puerta de ciudad del Transportador que han cumplido su vida útil normativa y deben pasar al Distribuidor. Este proceso debería tener en cuenta los siguientes criterios: a. Que se garantice la disponibilidad y el mantenimiento de dichos activos asegurando que en todo momento están siendo remunerados. b. Que se dé el plazo y las condiciones adecuadas para el traspaso de dichas estaciones, permitiendo su correcta valoración y la continuidad del servicio. c. Que se revise el impacto que puede tener estos activos en el cargo de distribución de algunos sistemas de distribución. d. Esta definición, según la Resolución 202 de 2013 es un requisito para poder presentar los expedientes tarifarios de Distribución, de lo contrario estos activos podrían estar un largo plazo sin ser remunerados y se podría llegar incluso a la no prestación del servicio. Por lo anterior, es necesario que dentro del plan de aprobación de cargos a los distribuidores, la CREG solicite previamente a los transportadores la publicación de la información de las Estaciones de Puerta de Ciudad que cumplen su vida útil normativa a efecto de la preparación de los expedientes para la remuneración de la actividad de distribución.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio.

*Muniz*

		Grupo Energía de Bogotá E-2018-012383	En cuanto a la distribución de gas natural tanto para las compañías distribuidoras como para las transportadoras resulta importante que la Comisión incluya dentro de su agenda los ajustes necesarios para la aplicación de lo referente a estaciones de regulación de puerta de ciudad – erpc que hayan estado en la base tarifaria de un transportador de gas natural y que cumplan con las condiciones definidas en el artículo 5 de la resolución CREG 138 de 2014. esto permitirá el traspaso o reposición de dichas estaciones sin afectar negativamente a los agentes involucrados o a la adecuada prestación del servicio.	El comentario hace parte del análisis y desarrollo del proyecto regulatorio.
	Confiabilidad en distribución	ANDESCO E-2018-012401	Vemos primordial la inclusión de este tema en la Agenda Regulatoria del año 2019, considerando la importancia que tiene dar claridad en este punto y la remuneración de estas actividades y activos, teniendo en cuenta las condiciones actuales de prestación de servicio y la necesidad de garantizar la confiabilidad en la prestación del mismo.	Se Considera pertinente el comentario e incluye el proyecto a la agenda regulatoria 2019.
		Gas Natural E-2018-012410	Es oportuno y conveniente retomar otros temas que se han venido atrasando a pesar de que se encontraban incluidos en la agenda del año 2018 como son la definición de los criterios de los activos de Distribución que serán remunerados bajo el cargo por confiabilidad	La Considera pertinente el comentario e incluye el proyecto a la agenda regulatoria 2019.
	Código de Distribución	ANDESCO E-2018-012401	Consideramos de gran trascendencia para la eficiente operación de las empresas distribuidoras, la revisión del Código de Distribución, la cual viene siendo aplazada desde el año 2017.	De acuerdo con la disponibilidad de recursos, la Comisión determinará la viabilidad o no de incluir la revisión del Código de Distribución en la vigencia 2019.
		EMGESA E-2018-012384	Sugerimos y agradecemos a la comisión la incorporación dentro de la agenda regulatoria de una análisis y ajustes del código de distribución tema éste importante en el desarrollo de la actividad de comercialización independiente de gas natural para garantizar a los usuarios finales estabilidad y reglas claras en el proceso de cambio de comercializador así como una prestación eficiente y continua del servicio. Dicho análisis deberá incluir la definición de aspectos fundamentales para el ejercicio desarrollo y separación de la actividad de distribución y de la actividad de comercialización roles de estos agentes relación entre distribuidores y comercializadores de gas mecanismos y reglas claras de actuación en temas como: propiedad de las estaciones de regulación – medición y unificación de contratos de acceso a la red de distribución (atr y acuerdos de balance).	De acuerdo con la disponibilidad de recursos, la Comisión determinará la viabilidad o no de incluir la revisión del Código de Distribución en la vigencia 2019.
		METREX E-2018-012456	Se solicita a la Comisión que, a partir de los argumentos, información, pruebas y análisis adjuntos, se incluya en la Agenda Regulatoria Indicativa 2019 el estudio sobre la necesidad de adicionar/modificar la Resolución CREG 127 de 2013 "Por la cual se modifica el anexo general de la resolución CREG 067 de 1995 mediante la que se adoptó el Código de Distribución de Gas Combustible por redes", modificada por la Resolución 013 de 2014 "la cual se modifica el parágrafo del artículo 3 y los artículos 7, 8, 13 y 19 de la Resolución CREG 127 de 2013 y se adiciona en un artículo", con el fin de que exija como requisito de control metrológico la verificación inicial de todos los medidores introducidos al país mediante un laboratorio acreditado en Colombia conforme a la NTC-ISO/IEC 17025, con el fin de mitigar las externalidades negativas derivadas de la calidad de la medición, entre otros: volúmenes no facturados al usuario, sobrefacturación, calidad del medidor, seguridad del medidor. ( Se anexa documento de justificación).	La Comisión determinará la viabilidad o no de incluir la revisión del Código de Distribución en la vigencia 2019.
		Gas Natural E-2018-012410	Es oportuno y conveniente retomar otros temas que se han venido atrasando a pesar de que se encontraban incluidos en la agenda del año 2018, como es la actualización del código de distribución.	De acuerdo con la disponibilidad de recursos, la Comisión determinará la viabilidad o no de incluir la revisión del Código de Distribución en la vigencia 2019.
<b>3</b>	<b>Gas Licuado de Petróleo</b>			
3.1	<b>Comercialización Mayorista</b>			
3.1.1	Reglas de comercialización del productor nacional (Propuesta Actualización del reglamento de comercialización mayorista de GLP	ECOPETROL E-2018-012564	Dado que desde la expedición de la Resolución CREG 121 de 2016, la CREG ha mantenido un diálogo permanente con los diferentes agentes de la cadena respecto de las diferentes propuestas en materia de comercialización mayorista de GLP, sugerimos adelantar la expedición de la resolución definitiva al primer trimestre de 2019.	La Comisión ha venido trabajando a la luz de los comentarios recibidos, y la propuesta contenida en la Resolución 106 de 2017, se espera expedir una nueva consulta en el primer trimestre de 2019 por lo que la resolución definitiva se espera expedir en el tercer trimestre de 2019.
	Actualización de la regulación de precios de suministro de GLP de comercializadores mayoristas a distribuidores		Los asesores del tema, sugieren incluirlo en la agenda regulatoria 2019	
3.2	<b>Distribución y Comercialización</b>			
3.2.1	Metodología de remuneración de distribución y comercialización de GLP			

3.2.2	Código de medida de GLP	CENIT E-2018-012404	Quisieramos que sean tenidos en cuenta los comentarios expuestos por Cent a través de los diferentes espacios abiertos por la Comisión.	La Comisión en general revisa, analiza y responde todos los comentarios realizados por los agentes a los diferentes proyectos regulatorios, en este sentido para el proyecto en particular la Comisión ha desarrollado el mismo procedimiento.
3.3	<b>GLP San Andrés</b>			
3.3.1	Revisión de la estampilla de San Andrés	CENIT E-2018-012404	Esperamos que la regulación sectorial converja sobre los principios fundamentales de eficiencia, necesidad, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, accesibilidad, simplicidad, eficacia y sostenibilidad financiera, donde se logren metodologías que permitan la competitividad del segmento del midstream.	Para la expedición de todo proyecto regulatorio, la CREG, en ejercicio de sus funciones tiene en cuenta todos los criterios previstos en la Ley 142 de 1994 para definir el regimen tarifario que aplique a las actividades objeto de su regulación.
3.3.2	Metodología de Distribución y Comercialización			
4	<b>Temas transversales a los servicios públicos domiciliarios</b>			
4.1	<b>Empoderamiento de la supervisión vigilancia y control</b>			
4.1.1	Reglas de comportamiento del mercado	CENIT E-2018-012404	Esperamos que la Comisión determine con claridad la aplicabilidad de estas reglas para las empresas prestadoras de servicios que no son empresa de servicios públicos domiciliarios, como pasa con las empresas de transporte por poliductos.	En la Resolución 105 de 2018 en el artículo 2 se define el ámbito de aplicación como aquellos agentes mencionados en los artículos 15 y 16 de la Ley 142 de 1994. Sin embargo, si la Comisión determina que es necesario desarrollar Reglas de comportamiento para los servicios públicos objeto de regulación que no están enmarcados en la Ley 142 de 1994, esta decisión se socializará oportunamente.
		Gas Natural E-2018-012410	En relación con las Reglas de Comportamiento de Mercado, la CREG propone la expedición de la resolución definitiva en el segundo trimestre del año, no obstante y dada la relevancia y complejidad de los efectos que la resolución pueda tener, consideramos prudente expedir en el primer trimestre una nueva resolución para consulta que considere los comentarios ya realizados por los distintos agentes del mercado y que permita a todo el sector asegurar la expedición de una resolución que cumpla los objetivos previstos de la mejor manera posible.	La Comisión se encuentra analizando los comentarios recibidos a la consulta. En función de los resultados de dicho análisis, se definirá la necesidad o no de someter de nuevo a consulta la propuesta regulatoria.
		Naturgas E-2018-012310	Asumimos que la resolución a la cual se refiere este punto es la Resolución CREG 105 de 2018, dado el alto impacto de esta resolución se considera que es importante que antes de publicar una resolución definitiva se publique un análisis de impacto regulatorio de acuerdo con los parámetros establecidos por la OCDE, ya que el documento soporte de la resolución no mide los impactos de la medida y no establece de manera clara cual es el problema que se trata de solucionar. Adicionalmente, sobre este punto también se considera necesario publicar una nueva consulta con los comentarios recogidos por la Comisión de la Resolución CREG 105 de 2018.	La Comisión se encuentra analizando los comentarios recibidos a la consulta. En función de los resultados de dicho análisis, se definirá la necesidad o no de someter de nuevo a consulta la propuesta regulatoria. La Comisión viene adoptando la metodología de Análisis de Impacto Regulatorio en los proyectos que desarrolla de acuerdo con los parámetros establecidos por la OCDE.
4.2	<b>Derechos de los usuarios</b>			
4.2.1	Revisión de la Resolución 108 de 1997	ASOCODIS E-2018-012300	Consideramos que es de gran relevancia realizar una revisión de la regulación respecto al tema de recuperación de la energía, tal como lo expresado ASOCODIS en anteriores comunicaciones. Esta materia resulta fundamental para los procesos de gestión de pérdidas de energía de las empresas. Por otra parte, apesar de que se estima publicar una propuesta regulatoria en el trimestre 1, no se observa que se tenga previsto publicar una resolución sobre el tema en el transcurso del año, por lo que consideramos adecuado que se pueda contar con una decisión definitiva por parte de la Comisión para el 2019	Se ajusta el cronograma para incluir cambios generales de la 108. Los ajustes en el primer trimestre, estan relacionados con los derechos de los usuarios autogeneradores
		ELECTRICARIBE E-2018-012406	Se requieren ajustes a la regulación establecida para la recuperación de energía ante irregularidades por parte de los usuarios, tanto en tiempos como en sanciones, además de contar con medidas regulatorias que desincentiven efectivamente la defraudación de fluidos.	Se ajusta el cronograma para incluir cambios generales de la 108. Los ajustes en el primer trimestre, estan relacionados con los derechos de los usuarios autogeneradores
4.3	<b>Condiciones para la integración vertical y participación de mercado</b>			
4.3.1	Revisión de las reglas actuales	ACOLGEN E-2018-012403	Frente a estos elementos, consideramos fundamental que se den las discusiones de fondo con todos los agentes del mercado involucrados, pues algunas propuestas de llegar a materializarse podrían representar incrementos de riesgos que impidan una formación eficiente del precio en los diferentes mercados, con esto en cuenta no sería prudente acelerar el desarrollo regulatorio en esta materia.	La Comisión se encuentra desarrollando el proyecto de revisión de las reglas de integración y participación. Como parte de los procedimientos que sigue la CREG, la consulta a una propuesta regulatoria será socializada y discutida con los agentes y con el público interesado antes de que se tome una decisión definitiva.

			ANDEG E-2018-012368	Ya que ha sido anunciada en varios escenarios por el Director Ejecutivo de la GREG la revisión de los límites de Integración vertical, no vemos dicho tema plasmado en la agenda. Al respecto, queremos proponer que la Comisión no sólo estudie los límites y las reglas aplicables a la Integración vertical, sino también a la Integración horizontal, en el marco de la transición hacia el producto que se ha definido como energía media y cuya participación no se ve reflejada en las reglas actuales de verificación de concentración del mercado.	La Comisión se encuentra desarrollando el proyecto de revisión de las reglas de integración y participación. Como parte de los procedimientos que sigue la GREG, la consulta a una propuesta regulatoria será socializada y discutida con los agentes y con el público interesado antes de que se tome una decisión definitiva. El tema regulatorio hace referencia tanto a la "integración vertical" como a la "participación de mercado". Estas últimas hacen referencia a las actividades de un mismo eslabón de una cadena de valor, lo cual incluye pero no se limita a la integración horizontal.
		Información de costos para regulación	ANDESCO E-2018-012401	Este aspecto viene siendo propuesto en las agendas regulatorias de los años 2016, 2017 y 2018, y no conocemos que se hayan tenido avances significativos a la fecha, por lo cual sugerimos a la Comisión darle continuidad al tema e incluirlo para el 2019. Consideramos fundamental este tema ya que se convierte en la base de la aplicación de las metodologías de remuneración de todas las actividades de los servicios de energía y gas, al unificar criterios y funcionalidades de la información, lo cual proporcionaría mayor eficiencia a las agendas regulatorias.	El módulo de información de AOM que hace parte del sistema de información de costos para la regulación ya se encuentra en consulta para su adopción vía circular en el primer trimestre de 2019. Se incluye el tema en el módulo de información financiera
			EPM E-2018-012390	La Comisión no incluyó el tema de información para soportar los procesos regulatorios en la agenda propuesta, anotando que, si bien venía adelantando un estudio en esta dirección de tiempo atrás, el tema no logró ser definido. Cabe señalar que, dadas las condiciones actuales, de algunas actividades reguladas y las perspectivas de evolución de estos negocios, así como la nueva actitud regulatoria que pretende implementar la Comisión, es absolutamente fundamental tener claridad en torno a la información que debemos aportar los agentes para que los procesos puedan adelantarse con la calidad y oportunidad necesarias.	El módulo de información de AOM que hace parte del sistema de información de costos para la regulación ya se encuentra en consulta para su adopción vía circular en el primer trimestre de 2019. Se incluye el tema en el módulo de información financiera
			Gas Natural E-2018-012410	Se propone incluir en la agenda 2019 los criterios para la asignación de costos y gastos regulatorios (contabilidad regulatoria), los cuales son base para establecer las metodologías de remuneración de las actividades del servicio de gas. Esta actividad se ha venido posponiendo de manera continuada en las Agendas desde el año 2016 y es necesario para la evolución armónica del sector. La definición de estos criterios junto con las revisiones periódicas de los gastos reportados por los Agentes a cargo de las autoridades competentes asegurará a futuro que el diseño de las metodologías de remuneración de Distribución así como los mecanismos de determinación de eficiencia sean claros y que la información disponible garantice una toma de decisiones acertada.	El módulo de información de AOM que hace parte del sistema de información de costos para la regulación ya se encuentra en consulta para su adopción vía circular en el primer trimestre de 2019. Se incluye el tema en el módulo de información financiera
			Naturgas E-2018-012310	Opinamos que este tema (que se encontraba en la agenda de 2018) debe tener una alta prioridad para que el sector pueda contar con criterios homogéneos de recolección, asignación y procesamiento de la información de costos y por ende es importante reincorporarlo en la agenda de 2019.	El módulo de información de AOM que hace parte del sistema de información de costos para la regulación ya se encuentra en consulta para su adopción vía circular en el primer trimestre de 2019. Se incluye el tema en el módulo de información financiera
		Reglamentación revisiones técnicas reglamentarias	Naturgas E-2018-012310	Como se ha manifestado a la Comisión de Regulación y al Ministerio de Minas en varias oportunidades este tema debe revisarse a la luz de la jurisprudencia del Consejo de Estado y por la importancia que el mismo reviste debería incluirse para su estudio durante el año 2019.	
5	Combustibles Líquidos				
5.1	Formalización contractual				
5.1.1		Reglas para la contratación entre mayoristas y minoristas	ECOPETROL E-2018-012564	Solicitamos que de manera paralela al establecimiento de reglas para la contratación entre mayorista y minoristas, de igual forma se incluya en la agenda regulatoria el establecimiento de reglas para la contratación y nominación de biocombustibles entre productores /importadores y distribuidores mayoristas. Establecer reglas en estas relaciones contribuirá a un mejor funcionamiento del mercado de estos productos y al aseguramiento del abastecimiento nacional. La ausencia de reglas en estas relaciones limita la adecuada planeación de la producción y el manejo de inventarios, y dificulta la adecuada coordinación entre productores/importadores y mayoristas. Lo anterior puede afectar el abastecimiento del mercado, pues puede llevar a situaciones en las que el producto disponible al momento de las nominaciones puede ser insuficiente para asegurar el abastecimiento nacional de combustibles y la mezcla de combustibles fósiles y biocombustibles que ha definido el Gobierno Nacional.	El análisis de las reglas de contratación entre los agentes de la cadena de distribución de combustibles líquidos y las reglas comerciales en general, no está limitado a la relación entre mayoristas y minoristas. La GREG, dentro de sus competencias, continuará desarrollando el marco regulatorio que permita el adecuado abastecimiento de combustibles líquidos en Colombia.
5.2	Transporte				
5.2.1		Metodología tarifaria para transporte por poliducto	CENIT E-2018-012404	Para la consulta de la metodología tarifaria para transporte por poliducto, esperamos que la regulación sectorial converja sobre los principios fundamentales de eficiencia, necesidad, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, accesibilidad, simplicidad, eficacia y sostenibilidad financiera, donde se logren metodologías que permitan la competitividad del segmento del midstream.	La GREG trabaja en el marco de los principios regulatorios que le han sido otorgados.
5.2.2		Reglamento único de transporte por poliducto	CENIT E-2018-012404	Quisieramos que sean tenidos en cuenta los comentarios expuestos por Cenit a través de los diferentes espacios abiertos por la Comisión.	La GREG tiene en cuenta los comentarios presentados por el público en las instancias dispuestas para tal fin.

*Munil*

		ECOPETROL E-2018-012564	es importante que se incluya en la agenda la resolución definitiva correspondiente a la Resolución 113 de 2017, esto es, el reglamento único de transporte de combustibles líquidos y gas licuado de petróleo por ductos para el primer trimestre de 2019.	En la agenda regulatoria, el Reglamento Único de Transporte de combustibles líquidos y gas licuado de petróleo por ductos se encuentra en el primer trimestre de 2019.
5.3	<b>Comercialización</b>			
5.3.1	Márgenes mayorista y minorista de C.L			
5.3.2	Determinación del régimen a aplicar (Libertad vigilada/regulada)			
	Metodología para el establecimiento del precio de reconocimiento al productor/importador de combustibles líquidos.	ECOPETROL E-2018-012564	En concordancia con el Documento Conpes 3943, política para el mejoramiento de la calidad del aire, en la que solicita al Ministerio de Minas y Energía "determinar las señales económicas tarifarias necesarias para reconocer en forma progresiva los precios de mercado de los combustibles, cuyo menor contenido de azufre habilite el uso de motores de mejores estándares de emisiones, hasta alcanzar niveles Euro VI de diésel y Euro 6 de gasolina", amablemente sugerimos que la CREG incluya en la agenda regulatoria esta metodología.	La CREG viene trabajando en la Metodología de Referencia para el Ingreso al Productor de la gasolina corriente y el diésel. Dicha Metodología de Referencia podrá ser usada por el MME para la determinación del IP, considerando las señales económicas definidas por la política pública.
	<b>Va rio</b>			
	Metodología de referencia del ingreso al productor de combustibles líquidos fósiles	Asesor UN	Resolución consulta de referencia para el MME	
<b>Otros aspectos a considerar</b>				
	Plan Estratégico alineado con Plan Energético	ANDESCO E-2018-012401	Vemos la importancia de que esta Agenda se enmarque en la elaboración de un plan estratégico de regulación, a cinco años o más, que esté alineado con el Plan Energético Nacional, los Planes de Expansión de Generación y Transmisión, y de cobertura de energía eléctrica, así como el Plan de Abastecimiento de Gas elaborados por la UPME. Este plan podría contener objetivos y una estructura para la implementación de la regulación necesaria, de acuerdo con las recomendaciones de la OCDE en materia de política regulatoria.	La CREG determina la actual propuesta articulada con el nuevo plan estratégico de la entidad, para el periodo 2019-2023
	Compilación de la regulación	ANDESCO E-2018-012401	Consideramos importante que se realice un trabajo de compilación normativa por temas, retomando la iniciativa de estructurar una Resolución Única para Energía Eléctrica, haciéndolo extensivo a gas natural.	La Comisión, tiene establecido dentro de las actividades del proyecto de inversión misional, la contratación para la compilación de la regulación.
	Implementación del Análisis de Impacto regulatorio	Naturgas E-2018-012310	Es importante que la Comisión adopte las recomendaciones efectuadas por el estudio del Ministerio de Minas sobre la correcta implementación de los análisis de impacto regulatorio en las medidas que piensa adoptar, lo anterior con el fin de dar cumplimiento a los parámetros de la OCDE en esta materia.	Los desarrollos regulatorios contemplan el desarrollo de los análisis de impacto normativo