



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

AGENDA REGULATORIA 2010

DOCUMENTO CREG- 148
18 de diciembre de 2009

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

PROYECTO: AGENDA REGULATORIA 2010

Objetivo No.1	SECTOR ELÉCTRICO	DOCUMENTO	METAS 2010		PRIORIDAD
			RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA	
1.1	MERCADO MAYORISTA				
1.1.1	Cargo por Confiabilidad				
1.1.1.1	Asignación Obligaciones de Energía Firme Objetivo: Valorar las necesidades de energía para periodos siguientes al 2015, con base en el balance oferta demanda y asignar las obligaciones de energía firme para dicho periodo.	2o trimestre			1
	Demanda desconectable Objetivo: Implementación de la demanda desconectable.			1er trimestre	1
1.1.1.3	Subastas de reconfiguración para cargo por confiabilidad Objetivo: Hacer las adiciones particulares a la regulación y los desarrollos necesarios para realizar una subasta de reconfiguración si hay interesados.		2o trimestre	3er trimestre	1
1.1.1.4	Cálculo de energía firme para plantas no convencionales Objetivo: Determinar la metodología para el cálculo de la metodología de energía en firme para fuentes no convencionales.	4o trimestre			3
1.1.2	Mercado Organizado Regulado-MOR Objetivo: Establecer la metodología para la realización de transacciones centralizadas y anónimas para la compraventa de contratos financieros estandarizados de energía eléctrica con destino a usuarios finales regulados.		1er trimestre	2o trimestre	1
1.1.3	Medidas de promoción de la competencia Objetivo: Desarrollar el procedimiento para identificar y manejar situaciones con posiciones dominantes.	3er trimestre	3er trimestre	4o trimestre	1

1.1.4	Restricciones del Sistema Nacional de Transporte y generación de seguridad Objetivo: Revisar las metodologías de remuneración de las restricciones de generación y hacerlas coherentes con las reglas del cargo por confiabilidad.			2o trimestre	1
1.1.5	Revisión de Reglamentación en Cogeneración Objetivo: Ajustar la regulación en cogeneración de acuerdo con los definido en la Ley 1215 de 2008	1er trimestre			1
1.1.6	Normas del mercado mayorista para periodos de crisis Objetivo: Evaluar la experiencia e integrar en la regulación	4o trimestre			1
1.1.7	Regulación de Reactivos Objetivo: Regular la gestión del flujo de potencia reactiva y definir las obligaciones y responsabilidades de los agentes del SIN en la prestación de éste servicio.	1er trimestre	1er trimestre	4o trimestre	2
1.1.8	Servicios complementarios Plantear la problemática de los servicios complementarios (Arranque autónomo y Teledisparos) y consultarla con la industria	Bases para los Términos de referencia 2o trimestre	4o trimestre		3
1.1.9	Auditoría a los procesos del CND Objetivo: Reglamentar auditorias del despacho CND y de las funciones del LAC	4o trimestre			2
1.1.2	Armonización Marcos Regulatorios Transacciones Internacionales de Energía				
1.1.2.1	Transacciones Internacionales con Panamá y las interconexiones internacionales existentes Objetivo: armonizar las normas regulatorias, de acuerdo con lo establecido en el Acta firmada por los Presidentes de ambos países el primero de agosto de 2008 en Cartagena de Indias y armonizar con las interconexiones internacionales existentes.	1er trimestre	1er trimestre	2o trimestre	1
1.2	TRANSMISIÓN				
1.2.1	AOM		1er trimestre	1er trimestre	1

	Objetivo: Establecer los requisitos de las auditorias que deberán contratar las empresas de Transmisión así como el detalle de la información de las cuentas de AOM a entregar, junto con los plazos y los formatos de dicha información.				
1.2.2	Convocatorias en el STN Objetivo: Aprobación de ingresos regulados a los transportadores			De acuerdo con las convocatorias	Permanente
1.2.3	Aprobar inventario de activos a cada transmisor nacional Objetivo: Aprobar los inventarios a cada transmisor de acuerdo con la metodología de remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.			1er trimestre	1
1.2.4	Revisión y actualización de las Resoluciones 022 de 2001 y 085 de 2002 Objetivo: Actualizar las Resoluciones CREG 022 de 2001 y 085 de 2002 de acuerdo con la Resolución 11 de 2009	3er trimestre	3er trimestre	4o trimestre	2
1.2.5	Revisión del código de redes Objetivo: Revisar y actualizar la Resolución CREG 025 de 1995	2o trimestre	3er trimestre	4o trimestre	2
1.3	DISTRIBUCIÓN				
1.3.1	Calidad				
1.3.1.1	Calidad de la potencia - Diagnóstico Objetivo: Fijar unas pautas para que las empresas realicen su diagnóstico			1er trimestre	2
1.3.1.2	Calidad de la potencia - Metas Objetivo: Con base en el diagnóstico realizado, determinar las metas	3er trimestre	3er trimestre	4o trimestre	2
1.3.1.3	Calidad del servicio del STR, SDL y STN Objetivo: Diseño de los reglamentos.		1er trimestre	2o trimestre	1
1.3.2	Convocatorias en el STR Objetivo: Definir los procedimientos y requisitos para remunerar los proyectos ejecutados mediante procesos de libre concurrencia		2o trimestre	3er trimestre	1

1.3.3	Pérdidas de Energía			1er trimestre	1
	Objetivo: Reglamentar el Plan de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas				
1.3.3.1	Aprobación de Planes y Programas de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica en el SIN			2o trimestre	1
	Objetivo: Aprobar los planes que deben presentar los OR en el SIN . Decretos 387 y 4977 de 2007.				
1.3.4	Alumbrado Público				
	Objetivo: Establecer la metodología de costos máximos para el servicio de energía eléctrica	1er trimestre			1
1.3.5	Facturación Conjunta del servicio de Energía eléctrica y Contribución de Alumbrado Público				
	Objetivo: Establecer la regulación de los aspectos económicos de la prestación del servicio de alumbrado público y la metodología para la determinación de los costos máximos para remunerar a los prestadores del servicio. Decreto 2424 de 2006.		1er trimestre	1er trimestre	1
1.3.6	AOM				
	Objetivo: Establecer los requisitos de las auditorías que deberán contratar las empresas de Distribución así como el detalle de la información de las cuentas de AOM a entregar, junto con los plazos y los formatos de dicha información.		1er trimestre	1er trimestre	1
1.3.7	Código de medida				
	Objetivo: Actualizar, consolidar y revisar las reglas que determinan la medición de la energía eléctrica de todos los agentes participantes en el mercado de energía en el país.		2o trimestre	3er trimestre	1
1.3.8	Revisión de la Resolución 70 de 1998				
	Objetivo: Revisar y actualizar el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional	3er trimestre	3er trimestre	4o trimestre	2
1.4	COMERCIALIZACIÓN				
1.4.1	Remuneración de la actividad de comercialización				
	Objetivo: Establecer la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica para el periodo 2010-2013.		3er trimestre		1

1.4.2	Reglamento de comercialización Objetivo: Regular las relaciones y comportamientos de los comercializadores con los distribuidores y con los usuarios finales.		2o trimestre	4o trimestre	1
1.4.3	Competencia en el mercado minorista Objetivo: Establecer los límites de demanda y potencia para acceder al mercado no regulado.			2o trimestre	1
1.4.4	Reglas relativas al cambio de mercado Objetivo: Establecer reglas para el cambio de usuarios entre el mercado regulado y no regulado.			2o trimestre	1
1.4.5	Calidad de la comercialización Objetivo: Establecer los indicadores que califican la calidad del servicio de comercialización al usuario final de energía eléctrica.		2o trimestre	4o trimestre	2
1.5	ZONAS NO INTERCONECTADAS				
1.5.1	Planes y Programas de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica en la ZNI Objetivo: Definir el marco regulatorio de los programas de reducción o mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica.		2o trimestre	4o trimestre	1
Objetivo No. 2	SECTOR GAS NATURAL	DOCUMENTO	METAS 2010		PRIORIDAD
2.1	MERCADO DE GAS		RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA	
2.1.1	Revisión integral del mercado de Gas en Colombia Objetivo: Realizar un análisis de la industria de gas natural en Colombia y plantear recomendaciones.	1er trimestre			1
2.1.2	Sistema de información del mercado de gas y Coordinación Gas-Electricidad Objetivo: Consolidar un mecanismo de información pública, que integre datos comerciales y operacionales sobre el suministro y transporte del gas natural, de fácil acceso y que contribuya en las decisiones del sector. De la misma manera, diseñar mecanismos que permitan la coordinación entre los sectores gas-electricidad con el fin de promover la operación eficiente y la atención de la demanda de manera continua y confiable.		1er trimestre	1er trimestre	1

	Fórmula de tarifas de costo unitario de gas natural				
2.1.3	Objetivo: Establecer la fórmula tarifaria general para remunerar la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por red de tubería		1er trimestre	3er trimestre	1
2.2	TRANSPORTE				
	Metodología remuneración actividad de transporte				
2.2.1	Objetivo: Establecer la metodología de remuneración de la actividad para el periodo 2009-2013 y las condiciones para que agentes diferentes a los transportadores desarrollen proyectos asociados a la actividad de transporte.	1er trimestre	1er trimestre	2o trimestre	1
	Aprobación de cargos de transporte				
2.2.2	Objetivo: Atender las solicitudes de cargos que se presenten			De acuerdo con las solicitudes recibidas	1
2.3	DISTRIBUCIÓN - COMERCIALIZACIÓN				
	Metodología de remuneración de las actividades				
2.3.1	Objetivo: Definir la metodología para remunerar las actividades de distribución y comercialización gas combustible por red.		1er trimestre	3er trimestre	1
	Confiability				
2.3.2	Objetivo: Metodología para definir la remuneración del cargo por confiabilidad a los distribuidores y comercializadores de gas.		1er trimestre	3er trimestre	1
	Ajustar la regulación de la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas natural				
2.3.3	Objetivo: Definir procedimientos, costos, plazos y responsabilidades en la actividad de revisión de las instalaciones internas de los usuarios.		1er trimestre	3er trimestre	1
	Actualización Código de Distribución				
2.3.4	Objetivo: Ajustar el código de distribución a las nuevas condiciones de servicio y de mercado.		2o trimestre	4o trimestre	1
	Aprobación de cargos de distribución y comercialización de gas				
2.3.5	Objetivo: Iniciar el trámite para atender las solicitudes de cargos que se presenten			De acuerdo con las solicitudes recibidas	1
2.4	OTROS TEMAS				

2.4.1	Integración vertical de las actividades de transporte y distribución Objetivo: Definir posible integración vertical entre las actividades de transporte y distribución de gas natural.			3er trimestre	1
Objetivo No.3	SECTOR DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO - GLP	DOCUMENTO	METAS 2010		PRIORIDAD
			RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA	
3.1	Adopción de Cargos de Transporte Objetivo: Adoptar los cargos regulados para remunerar la actividad de transporte de GLP por ductos, de acuerdo con la metodología de carácter general adoptada mediante la Resolución CREG 122 de 2008.			1er trimestre	1
3.2	Esquema de transición de parque Universal de cilindros a parque marcado Objetivo: Revisión, seguimiento y ajustes al Programa REPU para recolección del parque universal e introducción de cilindros marcados y al programa de tanques estacionarios	1er trimestre	1er trimestre	2o trimestre	1
3.3	Regulación de estructura integración horizontal Objetivo: Fijar las reglas que ayuden a promover la competencia	2o trimestre	2o trimestre	3er trimestre	2
3.4	Regulación de Estructura Objetivo: analizar la posibilidad de determinar reglas de integración vertical y horizontal para el sector.	1er trimestre			1
3.5	Fórmula Tarifaria General para el Servicio en San Andrés Objetivo: Determinación del CU para el servicio a través de tanques y cilindros			1er trimestre	1
3.6	Aprobación de Cargos de transporte para San Andrés, Providencia y Santa Catalina Objetivo: Con base en la metodología de remuneración de transporte y adopción de cargos aprobada para San Andrés, Providencia y Santa Catalina, realizar la aprobación de cargos de acuerdo con las solicitudes que se reciban.			1er trimestre	1
3.7	Regulación de protección al usuario de GLP	3er trimestre	3er trimestre	4o trimestre	2

	Objetivo: Definir criterios generales sobre la protección a los usuarios de GLP en relación con la facturación, comercialización, y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y los usuarios				
3.8	Código de medida Fase II Objetivo: Establecer las reglas que determinan la medición de GLP para hacer transparentes las relaciones comerciales.	1er trimestre	1er trimestre	2o trimestre	2
3.9	Calidad del servicio Objetivo: Establecer el esquema de la calidad del servicio de distribución y comercialización minorista	3er trimestre	3er trimestre	4o trimestre	2
3.10	Código de comercialización mayorista Objetivo: Expedir el Reglamento definitivo de Comercialización Mayorista de GLP, aplicable a Comercializadores, Distribuidores y Grandes Usuarios.	1er trimestre	1er trimestre	1er trimestre	2
Objetivo No.4	TEMAS TRANSVERSALES	DOCUMENTO	METAS 2010 RESOLUCION CONSULTA	RESOLUCION DEFINITIVA	PRIORIDAD
4.1	Actualización Resolución CREG 108 de 1997 Objetivo: Actualizar los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, con base en la experiencia acumulada de 10 años de aplicación de la Resolución CREG 108 de 1997, los desarrollos jurisprudenciales y las nuevas realidades de la prestación de estos servicios.	4o trimestre	4o trimestre		3
4.2	Estudio de Impacto Regulatorio Objetivo: Dar cumplimiento a las disposiciones del Artículo 13 del Decreto 2696 de 2004	4o trimestre			1

	Contabilidad regulatoria				
4.3	Plantear la problemática de la contabilidad regulatoria y consultarla con la industria	Bases para los Términos de referencia 2o trimestre	4o trimestre		3

ANEXO
PROYECTO: AGENDA REGULATORIA 2010

EMPRESA	COMENTARIO	Objetivo	SECTOR	RESPUESTA A COMENTARIO
EMGESA	Priorizar los temas de la agenda regulatoria 2010 tal y como fue presentado para la propuesta del 2009 ya que permite acercar la realidad de los temas a desarrollar frente a los recursos que dispone la Comisión, en ese consideramos que los siguientes temas requieren atención prioritaria por parte de la CREG:	N.A	No Aplica	Se acepta el comentario y se decide clasificar los temas de acuerdo con su nivel de prioridad
AES. CHIVOR	Priorizar los temas de la agenda regulatoria. Dada la cantidad de temas regulatorios presentados por la CREG, consideramos que es bueno asignar órdenes de prioridad como se hizo en la agenda 2009.	N.A	No Aplica	Se acepta el comentario y se decide clasificar los temas de acuerdo con su nivel de prioridad
EPM	Priorizar temas de la agenda regulatoria. La agenda 2010 propuesta es muy ambiciosa (demasiados temas) y adicionalmente no tiene establecidas prioridades para atención de los temas que más impactan y que se requieren en menor plazo por el sistema. Solicitamos entonces que la CREG se focalice en los temas de mayor impacto y establezca prioridades, de tal manera que la Comisión no se vea obligada a trasladar temas para años siguientes o dejar temas inconclusos.	N.A	No Aplica	Se acepta el comentario y se decide clasificar los temas de acuerdo con su nivel de prioridad
EPM	Precisar las fechas. Es necesario precisar las fechas, pues en algunos casos parecen incoherentes, en especial los períodos trimestrales en donde no se define a que año pertenecen tanto la expedición del documento, la resolución de consulta y la resolución definitiva.	N.A	No Aplica	Se tiene en cuenta el comentario para la definición de la agenda 2010
EMPRESA	COMENTARIOS	Objetivo No.1	SECTOR ELÉCTRICO	RESPUESTA A COMENTARIOS
		1.1	MERCADO MAYORISTA	
		1.1.1	Cargo por Confiabilidad	
		1.1.1.1	Asignación Obligaciones de Energía Firme Objetivo: Valorar las necesidades de energía para periodos siguientes al 2015, con base en el balance oferta demanda y asignar las obligaciones de energía firme para dicho periodo.	
		1.1.1.2	Demanda desconectable Objetivo: Implementación de la demanda desconectable.	
EPM	Subastas de reconfiguración. Proyecto 1.1.1.3. Se solicita especificar el periodo del año en el cual se publicará el documento soporte, la resolución para consulta y la resolución definitiva.	1.1.1.3	Subastas de reconfiguración para cargo por confiabilidad Objetivo: Hacer las adiciones particulares a la regulación y los desarrollos necesarios para realizar una subasta de reconfiguración si hay interesados.	La resolución de consulta se emitirá en el segundo trimestre y la definitiva en el tercer trimestre
ISAGEN	Cargo por confiabilidad. Teniendo en cuenta que en el 2010 la Comisión no espera analizar el tema de fuentes alternativas de generación, ISAGEN solicita que la Comisión evalúe las condiciones requeridas para que la participación de estas fuentes en el mercado Colombiano y específicamente complementar la revisión de la regulación del cargo por confiabilidad para plantas de generación basadas en fuentes renovables no convencionales como la energía eólica y la geotermia.	*		Se acepta el comentario y se incluye en la agenda el proyecto: "Cálculo de energía firme para plantas no convencionales"

AES. CHIVOR	En el objetivo 1.1.1 Cargo por confiabilidad, hay temas que consideramos se deben revisar y que tienen prioridad alta, como la definición expresa del cálculo del índice de disponibilidad de suministro de gas (IMM) y el de disponibilidad de transporte de gas (TCR). El cálculo de éstos índices debe ser coherente con la definición de energía firme para el cargo por confiabilidad (ENFICC) que es capaz de entregar una planta térmica. Adicionalmente se solicita que se entreguen todos los soportes y memorias de cálculo con el fin de que el proceso sea auditable por parte de los agentes y otras entidades interesadas.	*		No se logró entender el comentario, se menciona el numeral de Cargo por confiabilidad de energía pero al mismo tiempo se habla de gas. En cuanto a la entrega de soportes y memorias de cálculo del cargo por parte de la CREG; éste tipo de información se encuentra a disposición de las partes interesadas.
AES. CHIVOR	Mercado mayorista. Incluir un objetivo que determine una metodología que describa los criterios para el despacho y redespacho, de tal manera que dadas unas condiciones eléctricas y precios de oferta, los agentes puedan replicar los resultados del despacho y redespachos elaborados por el CND y ser susceptibles de ser auditados.	*		Se acepta el comentario y se incluye en la agenda el proyecto: "Auditoría a los procesos del CND"
CAC	El Comité en varias oportunidades ha presentado la solicitud de hacer una revisión de la reglamentación del mercado en lo concerniente a las Auditorías que se realizan y/o se deberían realizar. En la actualidad, la Resolución CREG 024 de 1995 define la Auditoría anual a los procesos del Administrador del SIC, y en resoluciones posteriores se establecen auditorías a la información que se utiliza para el Cargo por Confiabilidad. Sin embargo, se considera importante evaluar integralmente la necesidad de realizar una auditoría que abarque desde la entrega de información del mercado por parte de los agentes (medidores de energía, niveles de embalses, entre otros), pasando por los procesos realizados por el CND, el ASIC y el LAC.	*		Se acepta el comentario y se incluye el proyecto: "Auditoría a los procesos del CND"
EMGESA	Restricciones del Sistema de Transporte Nacional y la Remuneración de Generaciones de Seguridad 1.1.3. Consideramos que éste tema, armonizándolo con las reglas del cargo por confiabilidad, requiere de atención prioritaria de la Comisión.	1.1.3	Restricciones del Sistema Nacional de Transporte y generación de seguridad Objetivo: Revisar las metodologías de remuneración de las restricciones de generación y hacerlas coherentes con las reglas del cargo por confiabilidad.	La Comisión ha determinado que el tema es prioritario, de tal manera que se clasifica con un nivel 1 de prioridad. La resolución definitiva se tiene prevista para el segundo trimestre de 2010.
ISAGEN	Remuneración de restricciones de generación. Aspecto previsto para el 2009, consideramos necesaria su inclusión en la agenda 2010 para propender por su implementación y para buscar su compatibilización y coherencia con las resoluciones que han sido expedidas a los largo del 2009, debido a la coyuntura presentada a raíz del fenómeno del Niño	1.1.3		La remuneración de restricciones de generación se encuentra incluido dentro del alcance del proyecto 1.1.3 "Restricciones del Sistema Nacional de Transporte y generación de seguridad"
AES.	Proyecto 1.1.3 Restricciones del Sistema Nacional de Transporte	1.1.3		Dentro del proyecto " Restricciones del Sistema Nacional de Transporte y

CHIVOR	y generación de seguridad. En el objetivo debe incluirse un subtema que consiste en la revisión integral de las remuneraciones por restricciones y en mayor prioridad el de la reconciliación positiva, ya que actualmente hay situaciones en las que el precio recibido por los generadores es menor que el precio de bolsa.			generación de seguridad" se encuentra contemplado el subtema propuesto.
C:N:O	Restricciones del Sistema Nacional de Transporte y generación de seguridad. Reiteramos la atención prioritaria de este tema por parte de la Comisión.	1.1.3		La Comisión ha determinado que el tema es prioritario, de tal manera que se clasifica con un nivel 1 de prioridad. La resolución definitiva se tiene prevista para el segundo trimestre de 2010.
CODENSA	Acerca del trabajo sobre Regulación de reactivos, consideramos que es necesario que la Comisión dé a conocer un documento CREG preliminar con los análisis del asunto, previo a la expedición de la resolución para comentarios.	1.1.4	Regulación de Reactivos Objetivo: Regular la gestión del flujo de potencia reactiva y definir las obligaciones y responsabilidades de los agentes del SIN en la prestación de éste servicio.	Se acepta el comentario, la Comisión dará a conocer el documento en el primer trimestre de 2010
AES. CHIVOR	*Proyecto 1.1.4. Consideramos que debería llamarse Remuneración de servicios complementarios que puede estar compuesto por i)Regulación de reactivos ii) Black start iii) Esquemas adicionales.	*1.1.4		Se acepta el comentario y se decide incluir en la agenda regulatoria el tema de "Servicios complementarios"
EMGESA	Se sugiere incluir el tema de Remuneración de Servicios Complementarios, dada la importancia que tiene para la confiabilidad del sistema, y no enmarcarlo sólo en el tema de Regulación de Reactivos presentado en el numeral 1.1.4, ya que deja de lado otros servicios complementarios como: Arranque autónomo, Teledisparos, Regulación primaria, Regulación terciaria y black star.	* 1.1.4		Se acepta el comentario y se decide incluir en la agenda regulatoria el tema de "Servicios complementarios"
XM	Black start. A pesar de que hasta la fecha algunos recursos de generación han prestado el servicio de arranque en negro (black start), se hace necesario que se definan claramente las responsabilidades y los aspectos operativos que deben regir este servicio.	* 1.1.4		Se acepta el comentario y se decide incluir en la agenda regulatoria el tema de "Servicios complementarios"
XM	Esquemas suplementarios. Se hace necesario definir los criterios de implementación de esquemas suplementarios en el SIN, tales como su concordancia con la planeación de la expansión y las responsabilidades por su diseño, implementación, mantenimiento y operación.	* 1.1.4		Se acepta el comentario y se decide incluir en la agenda regulatoria el tema de "Servicios complementarios"
XM	Coordinación de mantenimientos. Este tema es la base de una eficaz planeación operativa. Para lograr este objetivo se requiere un esquema de incentivos que de las señales adecuadas a los agentes generadores y transportadores tanto para la acertada planeación de los mismos como para la ejecución en fechas planeadas y en los tiempos especificados, No obstante la regulación ha avanzado en el tema de los incentivos planteados, aún persisten situaciones que impiden una óptima planeación operativa en cuento a la coordinación de mantenimientos.	* 1.1.4		Se acepta el comentario y se decide incluir en la agenda regulatoria el tema de "Servicios complementarios"
XM	Estatuto de racionamiento. Se hace necesario revisar la regulación a aplicar en racionamientos, tanto programados como de emergencia, teniendo en cuenta que los esquemas transaccionales con otros países obligan a una definición clara de la distribución de la energía disponible en condiciones de racionamiento en el país.	* 1.1.4		Se acepta el comentario y se decide incluir en la agenda regulatoria el tema de "Servicios complementarios"

C.N.O	Regulación de reactivos: El objetivo es regular la gestión del flujo de potencia reactiva y definir las obligaciones y responsabilidades de los agentes del SIN, frente a este punto sugerimos incluir el tema de Remuneración de Servicios Complementarios, dada la importancia que tiene para la confiabilidad del sistema, ya que deja de lado otros servicios complementarios como: Arranque autónomo, Teledisparos, Regulación primaria, Regulación terciaria y Black Start (incluye la remuneración a los Centros de Control de Generación que son fundamentales en un arranque en negro). Sobre este punto consideramos además necesario que la Comisión dé a conocer un documento CREG preliminar con los análisis del asunto, previo a la expedición de la Resolución para comentarios.	* 1.1.4		Se acepta el comentario y se decide incluir en la agenda regulatoria el tema de "Servicios complementarios"
ISAGEN	Restricciones y confiabilidad: Definir criterios mínimos bajo los cuales se permitan temporalmente teledisparos, teniendo en cuenta la complejidad que éstos introducen a la operación, que podrían alterar señales de expansión del sistema y que son requeridos para evitar desconexiones de carga en cadena.	* 1.1.4		Se acepta el comentario y se decide incluir en la agenda regulatoria el tema de "Servicios complementarios"
EPM	Mercado organizado regulado – MOR. ¿El tema quedará definido en lo que resta del 2009 aún en temas colaterales tales como fórmula tarifaria, traslado de usuarios del mercado regulado al no regulado, límite de comercialización, etc.? Debe tenerse en cuenta en todo caso que para el próximo año debe incorporarse en la agenda lo relativo a la realización de las subastas del MOR y su reglamentación.	*		Debido a que no fue posible finalizar el tema del MOR durante la vigencia 2009, tendrá continuidad en el 2010, de tal manera que se incluye en la agenda.
EMGESA	Mercado Organizado Regulado – MOR. Dado el amplio desarrollo regulatorio que el proyecto tuvo durante el presente año, notamos con extrañeza que en la presente agenda no aparece mencionado como tal, ni siquiera la programación y reglamentación de las subastas que estaban contempladas en dicho proyecto.	*		Debido a que no fue posible finalizar el tema del MOR durante la vigencia 2009, tendrá continuidad en el 2010, de tal manera que se incluye en la agenda.
ISAGEN	Mercado Organizado Regulado – MOR. Definir el esquema normativo del MOR, el cual estaba previsto en la agenda 2009 y no es considerado en la agenda 2010. Se tiene la inquietud acerca de si la Comisión definirá éste tema en lo que resta del 2009 o ha decidido aplazarlo para años posteriores.	*		Debido a que no fue posible finalizar el tema del MOR durante la vigencia 2009, tendrá continuidad en el 2010, de tal manera que se incluye en la agenda.
EPSA	Mercado Organizado Regulado – MOR. Es conveniente aclarar si este punto se ha aplazado para discusión posterior o si la CREG tomará decisiones definitivas en lo que resta de 2009. Es importante que la propuesta del MOR sea presentada a los agentes e interesados de manera previa a su aprobación.	*		Debido a que no fue posible finalizar el tema del MOR durante la vigencia 2009, tendrá continuidad en el 2010, de tal manera que se incluye en la agenda.
ASOCODIS	La definición del Esquema del Mercado Organizado Regulado no aparece en la Agenda Regulatoria 2010. Es necesario que el sector cuente con la posibilidad de realizar comentarios sobre la versión definitiva de la resolución, teniendo en cuenta los aspectos pendientes de aclaración y definición y la realización de talleres con la industria solicitados, previo a la expedición definitiva de este esquema. Adicionalmente, de ser aprobada la resolución definitiva del MOR este año, quedaría pendiente para el próximo año lo relativo a la reglamentación de las subastas y los temas colaterales del MOR.	*		Debido a que no fue posible finalizar el tema del MOR durante la vigencia 2009, tendrá continuidad en el 2010, de tal manera que se incluye en la agenda.
AES. CHIVOR	Explicar porqué en la agenda 2010 no se incluyó el esquema MOR, ya que dentro del cronograma de implementación aún quedan algunas actividades por revisar y ajustar.	*		Debido a que no fue posible finalizar el tema del MOR durante la vigencia 2009, tendrá continuidad en el 2010, de tal manera que se incluye en la agenda.

CAC	Mercado Organizado Regulado MOR: En el proyecto publicado no aparece el cronograma de aprobación de la Reglamentación definitiva del Mercado Organizado Regulado. Al respecto, el Comité solicita mayor información sobre este proceso de aprobación regulatoria tan importante para la Comercialización de Energía.	*		Debido a que no fue posible finalizar el tema del MOR durante la vigencia 2009, tendrá continuidad en el 2010, de tal manera que se incluye en la agenda.
		1.1.2	Armonización Marcos Regulatorios Transacciones Internacionales de Energía	
ISAGEN	Definir el marco normativo del régimen transitorio de la decisión CAN 720 de 2009, que regula las transacciones con Ecuador, incluyendo el esquema de contratos que regirá la compraventa intracomunitaria de electricidad que prevé esta norma.	1.1.2.1	Repartición rentas de congestión, discriminación, precios y racionamiento - Ecuador Objetivo: Cuando salga decisión CAN, emitir las Resoluciones correspondientes para realizar los ajustes del caso.	Por medio de la Resolución 160 de 2009 I, a CREG ya emitió la regulación con base en la decisión CAN 720. El proyecto se da por cumplido, de tal manera que se elimina de la agenda regulatoria. La continuidad en la armonización con los países de la región se desarrollará en un solo proyecto.
C.N.O	Solicitamos aclarar si se tuvo en cuenta la decisión CAN 720, del 5 de noviembre de 2009.	1.1.2		Por medio de la Resolución 160 de 2009 I, a CREG ya emitió la regulación con base en la decisión CAN 720. El proyecto se da por cumplido, de tal manera que se elimina de la agenda regulatoria. La continuidad en la armonización con los países de la región se desarrollará en un solo proyecto.
ISAGEN	<p>El próximo 5 de diciembre comienza la vigencia de la Decisión CAN 720, la cual suspende la aplicación de la Decisión CAN 536 de la Comunidad Andina, denominada Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad hasta por un período de 2 años.</p> <p>Celebramos que en el régimen transitorio haya optado por una discriminación de precios para los mercados de Ecuador y Colombia, porque aista cualquier externalidad (p.e. subsidias, costos adicionales como garantías de potencia, cargo por confiabilidad) de la formación básica de precios en cada país.</p> <p>Esperamos de parte de la CREG un desarrollo regulatorio que viabilice la suscripción de negocios de compraventa entre agentes de ambos países, con lo que se puede cristalizar relaciones comerciales más estrechas y sostenibles.</p> <p>Mercados como el MER (Mercado Eléctrico Regional) que se abren con el SIEPAC en Centroamérica y las propuestas de subastas de derechos de transmisión para la línea Panamá - Colombia, se invierten en referentes de estudio para la promoción de contratos bilaterales Colombo-Ecuatorianos.</p> <p>Esperamos que la CREG contemple dentro de su plan de trabajo de 2010 aquellos elementos regulatorios que permitan armonizar el mercado eléctrico colombiano con los de Ecuador, de tal manera que se propenda por un crecimiento efectivo del mercado coordinado.</p>	1.1.3		De acuerdo con la decisión CAN 720, todas las transacciones son a corto plazo, no se contemplaron los intercambios a largo plazo, de tal manera que no hay bases para desarrollar el tema de contratos.
ISAGEN	Sugerimos poner en vigencia la Resolución definitiva durante el	1.1.2.2	Transacciones Internacionales con Panamá	En primer término, mediante la Circular 059 de 2009, la CREG publicó el

	segundo trimestre de 2010, por lo tanto, la resolución de consulta debe ser publicada con suficiente tiempo de análisis para los agentes del mercado y terceros en general, pues éste es un tema fundamental para la realización de futuras inversiones por parte de las empresas Colombianas.		Objetivo: armonizar las normas regulatorias, de acuerdo con lo establecido en el Acta firmada por los Presidentes de ambos países el primero de agosto de 2008 en Cartagena de Indias.	documento "Subasta de Derechos Financieros de Acceso a la Capacidad de la Interconexión", desarrollado por la consulta Sandra Fonseca. Este documento se hizo público también en Panamá. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ASEP, y la CREG esperan comentarios sobre el referido documento hasta el 11 de enero de 2010. Con referencia a la regulación particular, la Comisión y la ASEP harán con el debido tiempo, las consultas pertinentes. El compromiso es marzo y ambos reguladores trabajan en esa dirección.
		1.2	TRANSMISIÓN	
		1.2.1	AOM Objetivo: Establecer los requisitos de las auditorías que deberán contratar las empresas de Transmisión así como el detalle de la información de las cuentas de AOM a entregar, junto con los plazos y los formatos de dicha información.	
EPSA	Remuneración de activos. Dado que se están aprobando los nuevos ingresos a los propietarios de activos del STR y las resoluciones de aprobación de ingresos para la transmisión no se han expedido, es necesario definir un esquema transitorio para la remuneración de las bahías de conexión al STN en configuración anillo o interruptor y medio que permita a los propietarios la remuneración de dichos activos mientras se aprueban los nuevos ingresos regulados del STN.	1.2.2	Convocatorias en el STN Objetivo: Aprobación de ingresos.	Se están cambiando los inventarios en el STN para incluir los activos que se remuneraban en distribución
C.N.O	Reconfiguraciones de Subestaciones Estratégicas: en el primer semestre de este año, Consultoría Colombiana entregó a la UPME el informe del estudio de Diagnóstico de Subestaciones Estratégicas del STN, el cual fue contratado por dicha Unidad. Dentro de las conclusiones de dicho estudio, se recomienda la reconfiguración de subestaciones del STN, con el fin de mejorar la confiabilidad y seguridad de las mismas y del sistema en su conjunto. así mismo, en las últimas reuniones del Comité Asesor de Planeamiento de la Transmisión, se han planteado reconfiguraciones en subestaciones del STN de construcción reciente, bien bajo el esquema regulado o bajo el esquema de mecanismos de convocatorias establecido por la Comisión. Por lo anterior, y teniendo en cuenta que en los próximos años muy seguramente los Planes de Expansión abordarán con recurrencia este tipo de proyectos, vemos necesario que la Comisión incluya en su Agenda la definición de un marco regulatorio para las reconfiguraciones, que deban realizarse en subestaciones del STN.	1.2.2		A partir de que entren en vigencia las nuevas unidades constructivas, se remunerarán las nuevas unidades constructivas pero no el marco regulatorio para reconfiguraciones
ASOCODIS	En cuanto a la actividad de Transmisión se considera adecuado que la CREG agilice el mecanismo para que los activos bahías Con configuración de anillo o interruptor y medio de conexión al STN que dejaron de ser remunerados a través de cargos por uso de distribución, sean remunerados mediante resolución aparte entre tanto son aprobados los inventarios de los transmisores, tal como se menciona en la comunicación CREG S-2009-002535 de julio 8 de 2009, de tal forma que no se afecten los ingresos de los	1.2.2		Esta actividad se encuentra en curso

	OR's como agentes responsables de dichos activos .			
C.N.O	Actualizar la Resolución CREG 085 de 2000 de acuerdo con la Resolución 11 de 1997. Sobre este objetivo nuestro comentario es de forma y tiene que ver con que entendemos que cuando la Comisión menciona la Resolución 11 de 1997, quería hacer referencia a la Resolución 011 de 2009.	1.2.3	<p>Revisión y actualización de la Resolución 085 de 2002</p> <p>Objetivo: Actualizar la Resolución CREG 085 de 2002 de acuerdo con la Resolución 11 de 1997</p>	Se acepta el comentario y se corrige el año de la Resolución. El objetivo queda de la siguiente manera: Actualizar la Resolución CREG 085 de 2002 de acuerdo con la Resolución 11 de 2009
XM	Tiempos para la ejecución de maniobras en equipos del STN y STR de nivel 4. Consideramos importante que la CREG haga una revisión de los tiempos establecidos para las maniobras en los equipos del STN y STR del nivel 4, considerando los pasos requeridos para las maniobras, las necesidades de aterrizar y levantar tierras y las medidas preventivas definidas tanto a nivel de RETIE como respecto a la seguridad en la ejecución de las maniobras.	1.2.4	<p>Revisión del código de redes</p> <p>Objetivo: Revisar y actualizar la Resolución CREG 025 de 1995 y los contratos relacionados.</p>	Estos aspectos se tendrán en cuenta en la etapa de investigación y análisis del proyecto
C.N.O	Revisión del Código de Redes: se incluye como parte de la agenda regulatoria para los temas de transmisión, la revisión del Código de Redes, con el objetivo de "revisar y actualizar la Resolución CREG 025 de 1995 y los contratos relacionados". Al respecto, le informamos que el CNO, cumpliendo con la función principal que le estableció la Ley 143 de 1994, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema Interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación, del cual hace parte integral el Código de Redes, adelantó con el apoyo de Ingeniería Especializada S.A., una propuesta de modificación del Código de Conexión y sus respectivos anexos, la cual esperamos tener finalizada en el mes de diciembre, para ser entregada a la Comisión en el mes de enero de 2010, con el fin de que sirva de insumo para el logro del objetivo mencionado. Sobre este punto, nos permitimos sugerir además a la Comisión, que ajuste el texto del objetivo mencionado, cambiando la expresión "contratos relacionados" por "anexos relacionados", que, entendemos, es el propósito buscado.	1.2.4		Se acepta el comentario y se suprime "contratos relacionados" del objetivo, quedando de la siguiente manera: Objetivo: Revisar y actualizar la resolución CREG 025 de 1995.
C.N.O	El operador y el CNO han planteado de forma reiterada a la Comisión su preocupación por la implementación de los esquemas suplementarios de protección y las responsabilidades derivadas de su operación. De acuerdo con esto, se solicita que en desarrollo de la revisión del Código de operación de la Resolución CREG 023/95 se involucre el tema en los análisis que realice la Comisión, considerando que estos esquemas deben tener límites en su aplicación y que a su vez no oculten la señales necesarias para definir la expansión.	1.2.4		Si al realizar el análisis correspondiente se determina la necesidad de incluir este aspecto en el desarrollo del proyecto, se llevará a cabo.
EPSA	Remuneración de activos: Dado que se están aprobando los nuevos ingresos a los propietarios de activos del STR y las resoluciones de aprobación de ingresos para la transmisión no se han expedido, es necesario definir un esquema transitorio para la remuneración de las bahías de conexión al STN en configuración anillo o interruptor y medio que permita a los propietarios la remuneración de dichos activos mientras se aprueban los nuevos ingresos regulados del STN.	*		Actualmente se están cambiando los inventarios en el STN para incluir los activos que se remuneraban en distribución

C.N.O	<p>Revisión del Código de Redes: se incluye como parte de la agenda regulatoria para los temas de transmisión, la revisión del Código de Redes, con el objetivo de "revisar y actualizar la Resolución CREG 025 de 1995 y los contratos relacionados". Al respecto, le informamos que el CNO, cumpliendo con la función principal que le estableció la Ley 143 de 1994, de acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del sistema Interconectado nacional sea segura, confiable y económica, y ser el órgano ejecutor del Reglamento de Operación, del cual hace parte integral el Código de Redes, adelantó con el apoyo de Ingeniería Especializada S.A., una propuesta de modificación del Código de Conexión y sus respectivos anexos, la cual esperamos tener finalizada en el mes de diciembre, para ser entregada a la Comisión en el mes de enero de 2010, con el fin de que sirva de insumo para el logro del objetivo mencionado. Sobre este punto, nos permitimos sugerir además a la Comisión, que ajuste el texto del objetivo mencionado, cambiando la expresión "contratos relacionados" por "anexos relacionados", que, entendemos, es el propósito buscado.</p>	*		<p>Se acepta el comentario y se suprime del objetivo "contratos relacionados". El objetivo queda de la siguiente manera: Revisar y actualizar la resolución CREG 025 de 1995</p>
C.N.O	<p>Esquemas suplementarios: el operador y el CNO han planteado de forma reiterada a la Comisión su preocupación por la implementación de los esquemas suplementarios de protección y las responsabilidades derivadas de su operación. De acuerdo con esto, se solicita que en desarrollo de la revisión del Código de operación de la Resolución CREG 023/95 se involucre el tema en los análisis que realice la Comisión, considerando que estos esquemas deben tener límites en su aplicación y que a su vez no oculten la señales necesarias para definir la expansión.</p>	*		<p>El comentario se tendrá en cuenta en el desarrollo del proyecto</p>
C.N.O	<p>RETIE y Reglamento de Higiene y Seguridad del Sector Eléctrico: De igual forma hemos planteado la necesidad de que la regulación se armonice con los nuevos reglamentos técnicos que se han venido expediendo en los últimos años, como son el Reglamento Técnico de Higiene y Seguridad del Sector Eléctrico. Si bien, como parte de la propuesta de revisión del Código de Redes, mencionada en el punto 1 de esta comunicación, estamos buscando dicha armonización en lo que tiene que ver con los temas propios de Código de Conexión, consideramos necesario que se incluya un tema en la Agenda Regulatoria que busque la armonía total entre la regulación emitida por la Comisión y dichos reglamentos, asegurando así la interpretación clara de los mismos.</p>	*		<p>Los reglamentos técnicos se han tenido en cuenta para desarrollar los proyectos regulatorios.</p>
C.N.O	<p>Leyes viales y ambientales: Recientemente se han expedido Leyes, reglamentos y proyectos para el sector de vías y medio ambiente, que pretenden obligar a los propietarios de infraestructura eléctrica a asumir a su costo el traslado o remoción de las redes, tema que se está conciliando con el gobierno a nivel de los sectores de transporte y energía. Considerando que hoy en día existen limitantes para definir corredores de redes asociados con proyectos de expansión, el problema puede adquirir dimensiones considerables si este tipo de normas alterna infraestructura existente para la operación del sistema.</p>	*		<p>Este tema no está dentro del alcance de la CREG.</p>

			DISTRIBUCIÓN	
ASOCODIS	Es de la mayor importancia que con antelación a las resoluciones para comentarios, la Comisión considere dentro de los plazos de la agenda definitiva un plazo prudencial para someter a discusión de la industria, documentos preliminares de cada uno de los siguientes temas: Diseño del Reglamento Operativo, teniendo en cuenta los compromisos para el manejo de las temas de calidad del SDL, derivados de la Resolución CREG-097 de 2008. Plan de reducción o manejo de Pérdidas Aprobación de Planes y programas de Reducción o mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica en el SIN Requisitos para la contratación de auditorías de la información de AOM	1.3		Se tendrá en cuenta el comentario, aunque la CREG somete a consulta los proyectos de acuerdo con las la normatividad vigente
		1.3.1	Calidad	
EPM	Calidad de la potencia. Para la fijación de las metas de calidad de la potencia, la CREG consideró como base la realización de un estudio de diagnóstico. Sin embargo, de manera respetuosa nos permitimos señalar que no parece coherente que se inicie este proceso, después de haber aprobado la remuneración de la actividad de distribución para los próximos cinco años.	1.3.1.1	Calidad de la potencia - Diagnóstico Objetivo: Fijar unas pautas para que las empresas realicen su diagnóstico	No es posible tener en cuenta el comentario debido a que es necesario que los usuarios tengan calidad de la potencia adecuada. Este proceso se aprobó desde el 2004 -2005 y ya inició con la instalación de equipos detectores de calidad de la potencia
		1.3.1.1	Calidad de la potencia - Metas Objetivo: Con base en el diagnóstico realizado, determinar las metas	
C:N:O	Respecto al diagnóstico de calidad de la potencia que se plantea en el objetivo, consideramos conveniente dar a conocer rápidamente las pautas que deben seguir las empresas para su elaboración, con el fin de que cuenten con el tiempo suficiente para realizar los análisis sobre el abundante volumen de información que se ha recopilado. Además, proponemos que a través del Comité de Distribución del CNO se realicen sesiones conjuntas con la CREG para dimensionar y definir el nivel de detalle de los análisis y construir las metas requeridas por la Comisión.	1.3.1.1		Se acepta el comentario para emitir las sesiones conjuntas y dar a conocer las pautas para el diagnóstico
CODENSA	Respecto al diagnóstico planteado de calidad de la potencia, es conveniente dar a conocer rápidamente las pautas que debemos seguir las empresas para elaborar dicho diagnóstico, con el fin de contar con tiempo suficiente para realizar los análisis sobre el abundante volumen de información que se ha recopilado. Además se propone que a través del Comité de Distribución del C.N.O. se realicen sesiones conjuntas con la CREG para dimensionar y definir el nivel de detalle de los análisis y para construir las metas requeridas por la Comisión.	1.3.1.1		Se acepta el comentario para emitir las sesiones conjuntas y dar a conocer las pautas para el diagnóstico
ASOCODIS	Se establece la fijación de unas pautas por parte de la CREG para que las empresas realicen su diagnóstico en el primer trimestre de 2010 y la determinación de las metas en la corrida del año. Los OR's consideran de suma importancia continuar con el estudio y definición de este tema, por consiguiente invitamos a la Comisión a que se trabaje conjuntamente con las empresas, con el ánimo de que la normatividad que establezca la obligatoriedad de los OR's en relación con la calidad del producto, los índices y el diseño de las metas sean consistentes con la metodología para el establecimiento de los cargos por el uso de los STR's y/o SDL's.	1.3.1.1		Se acepta el comentario para emitir las sesiones conjuntas y dar a conocer las pautas para el diagnóstico
ISAGEN	Calidad del servicio: Definir el reglamento operativo para dar inicio a la aplicación del capítulo 11 de la Resolución CREG 097 de 2008.	1.3.1.2	Calidad del servicio del STR y SDL Objetivo: Diseño del reglamento operativo.	El reglamento operativo se encuentra en borrador y se tiene previsto presentarlo a consulta en diciembre de 2009 para conocimiento y opinión de los interesados

EPSA	Remuneración y calidad del servicio de energía eléctrica. Como consecuencia de la Ley 1228 de 2008 acerca del traslado o remoción de redes originadas en la ejecución de proyectos de infraestructura vial, se requieren ajustes estructurales a la regulación para que los esquemas de remuneración y calidad del servicio incorporen subsanar los impactos que se generen por la aplicación de dicha Ley.	1.3.1.2		El reglamento operativo se encuentra en borrador y se tiene previsto presentarlo a consulta en diciembre de 2009 para conocimiento y opinión de los interesados
EPM	Diseño del reglamento operativo, proyecto 1.3.1.2. No es claro a qué se refiere la CREG con el mencionado diseño. Se pregunta si dichas definiciones son las que debe hacer el regulador derivadas de la Resolución CREG 097 de 2008 (STR: Energía no suministrada, reglamento de eventos; SDL: IRAD, acceso o reporte de datos de los operadores?)	1.3.1.2		Se decidió especificar en el objetivo que el diseño del reglamento operativo es para SDL
EPM	Calidad en el STR. Es necesario que la CREG determine cuándo entrará en vigencia el esquema, considerando que si bien la Resolución CREG 042 de 2009 estipulaba que el mismo entraba en vigencia el 1 de julio de 2009, no fue posible toda vez que no ha sido definida la metodología para el cálculo de la energía no suministrada, así como el reglamento de eventos por parte de la Comisión.	1.3.1.2		Se empezará a aplicar cuando entren en vigencia las resoluciones. Este tema se encuentra contemplado en el proyecto de Resolución del reglamento operativo.
C.N.O	Calidad del servicio del STR y SDL: En materia de calidad servicio, consideramos que la Comisión debe adelantar talleres prácticos junto con XM antes del inicio de la puesta en marcha del nuevo régimen de calidad, principalmente para dar a conocer la metodología para el cálculo de la Energía No Suministrada, explicando el procedimiento de cálculo adoptado y presentando estimaciones para eventos reales. Finalmente sugerimos a la Comisión que tal y como desarrolló el orden de prioridad de temas para la agenda del 2009, se incorpore esta metodología para la presente propuesta. Agradecemos su atención y esperamos que nuestros comentarios contribuyan al desarrollo de una Agenda Regulatoria acorde con las necesidades del Sector Eléctrico y de su sostenibilidad.	1.3.1.2		Se tendrá en cuenta dentro del proceso de consulta
CODENSA	Calidad del servicio del STR y SDL: En materia de calidad servicio, consideramos que la Comisión debe adelantar talleres prácticos junto con XM antes del inicio de la puesta en marcha del nuevo régimen de calidad, principalmente para dar a conocer la metodología para el cálculo de la Energía No Suministrada, explicando el procedimiento de cálculo adoptado y presentando estimaciones para eventos reales.	1.3.1.2		Se tendrá en cuenta dentro del proceso de consulta
ASOCODIS	Sugerimos programar en la agenda la expedición de la resolución que contenga el reglamento para el registro de eventos y el procedimiento de cálculo de la ENS.	1.3.1.2		Se acepta el comentario, el reglamento se encuentra en borrador
ASOCODIS	Sugerimos programar con la agenda la expedición de las resoluciones en las que se aprueben a los OR's los índices de Referencia Asignados de la Discontinuidad por Grupo de Calidad (IRAD).	1.3.1.2		No es viable programar la expedición de cada resolución de éste tipo como un proyecto dentro de la agenda regulatoria

C.N.O	Calidad del servicio del STR y SDL: En materia de calidad servicio, consideramos que la Comisión debe adelantar talleres prácticos junto con XM antes del inicio de la puesta en marcha del nuevo régimen de calidad, principalmente para dar a conocer la metodología para el cálculo de la Energía No Suministrada, explicando el procedimiento de cálculo adoptado y presentando estimaciones para eventos reales. Finalmente sugerimos a la Comisión que tal y como desarrolló el orden de prioridad de temas para la agenda del 2009, se incorpore esta metodología para la presente propuesta. Agradecemos su atención y esperamos que nuestros comentarios contribuyan al desarrollo de una Agenda Regulatoria acorde con las necesidades del Sector Eléctrico y de su sostenibilidad.	1.3.1.2		Se tendrá en cuenta dentro del proceso de consulta
EPM	Pérdidas de energía, Proyecto 1.3.2. En éste numeral se menciona que no se considera en la agenda la revisión de pérdidas no técnicas reconocidas, una vez se aprueban los planes de reducción de pérdidas a los operadores de red.	1.3.2	Pérdidas de Energía Objetivo: Reglamentar el Plan de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas	Este aspecto se encuentra implícito en la revisión de pérdidas, pues para elaborar el plan se revisan los valores. En página web se encuentra publicado el resultado de la consultoría de IEB que describe el plan
CODENSA	En relación con la reglamentación del Plan de Reducción o Mantenimiento de Perdidas, es importante que se publiquen para comentarios de la industria los estudios que acometerá la Comisión relacionados con los planes de pérdidas, según fue anunciado en carta dirigida a Codensa con fecha del 23 de octubre de este año. Estos estudios deben considerar dentro de su alcance la reducción de pérdidas no técnicas, así como el estudio de los niveles eficientes de pérdidas técnicas en baja tensión.	1.3.2.1	Aprobación de Planes y Programas de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica en el SIN Objetivo: Aprobar los planes que deben presentar los OR en el SIN . Decretos 387 y 4977 de 2007.	Se tendrá en cuenta el comentario y se realizarán las publicaciones correspondientes
		1.3.3	AOM Objetivo: Establecer los requisitos de las auditorias que deberán contratar las empresas de Distribución así como el detalle de la información de las cuentas de AOM a entregar, junto con los plazos y los formatos de dicha información.	
ISAGEN	Código de medida: Es necesario que las definiciones de los aspectos asociados con el código de medida estén acordes con las tecnologías y necesidades de los participantes del mercado.	1.3.4	Código de medida Objetivo: Actualizar, consolidar y revisar las reglas que determinan la medición de la energía eléctrica de todos los agentes participantes en el mercado de energía en el país.	Dentro de la etapa de investigación y análisis, éstos aspectos se tienen en cuenta para la definición del código de medida
CODENSA	Código de Medida: Insistimos en la importancia de que se asegure la consistencia con las decisiones que se tomarán en materia de remuneración de riesgos de comercialización asignando la responsabilidad de la medida a los Operadores de Red toda vez que se han asignado a este agente los riesgos e Incentivos de gestión de pérdidas.	1.3.4		Dentro de la etapa de investigación y análisis, éstos aspectos se tienen en cuenta para la definición del código de medida
C.N.O	Revisión de la Resolución 70 de 1998: Es de especial interés la revisión que plantea hacer la CREG al Reglamento de Distribución (Res. 70/98), así como al Código de Redes (Res. 025/95). Considerando los campos que abarcan dichos Códigos, es conveniente que con antelación a la expedición de la Resolución de consulta, la Comisión programe talleres temáticos de discusión de acuerdo con los diversos capítulos de los mismos. En el caso del Reglamento de Distribución, se propone que en el primer semestre de 2010 se conozcan los análisis respectivos de la Comisión, considerando que la propuesta de la CREG es someter a consulta de los agentes la Resolución para comentarios en el tercer trimestre del año.	1.3.5	Revisión de la Resolución 70 de 1998 Objetivo: Revisar y actualizar el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional	Se tendrá en cuenta el comentario en el desarrollo del proyecto aunque corresponde a la manera normal de proceder por parte de la CREG

CODENSA	Revisión de la Resolución 70 de 1998: Es de especial interés la revisión que plantea hacer la CREG al Reglamento de Distribución (Res. 70/98), así como al Código de Redes (Res. 025/95). Considerando los campos que abarcan dichos Códigos, es conveniente que con antelación a la expedición de la Resolución de consulta, la Comisión programe talleres temáticos de discusión de acuerdo con los diversos capítulos de los mismos. En el caso del Reglamento de Distribución, se propone que en el primer semestre de 2010 se conozcan los análisis respectivos de la Comisión, considerando que la propuesta de la CREG es someter a consulta de los agentes la Resolución para comentarios en el tercer trimestre del año.	1.3.5		Se tendrá en cuenta el comentario en el desarrollo del proyecto aunque corresponde a la manera normal de proceder por parte de la CREG
ASOCODIS	Dada la magnitud de los temas que se desarrollan con el reglamento de distribución, las empresas agremiadas proponen programar un trabajo conjunto entre la CREG y los Operadores de Red, durante el primer semestre de 2010, de tal forma que con antelación al tercer trimestre la Comisión haya recibido de primera mano los planteamientos y sugerencias de la industria sobre el particular.	1.3.5		Se tendrá en cuenta el comentario en el desarrollo de los proyectos
CODENSA	El proyecto de agenda 2010 no incluye un tema relevante en distribución: El desarrollo de las normas relacionadas con las convocatorias para ejecutar la expansión de los STR, no obstante que esto se ha previsto en la resolución CREG 097/08.	*		Se acepta el comentario, Este tema se ha venido desarrollando durante la vigencia 2009 y se le dará continuidad en 2010.
ASOCODIS	Es conveniente que la Agenda de la Comisión incluya el análisis del servicio de Alumbrado Público, considerando que el tema requiere una solución de fondo ante la problemática que han suscitado fallos recientes del Consejo de Estado, en relación con la posibilidad de cobro del impuesto por parte de los municipios.	*		No es posible tener en cuenta el comentario porque esta actividad no está contemplada dentro de la competencia de la CREG)
ASOCODIS	Como consecuencia de la Ley 1228 de 2008 acerca del traslado o remoción de redes originadas en la ejecución de proyectos de infraestructura vial, se requieren ajustes estructurales a la regulación para que los esquemas de remuneración y calidad del servicio incorporen subsanar los impactos que se generen por la aplicación de dicha Ley.	*		Este tema no está dentro del alcance de la CREG.
		1.4	COMERCIALIZACIÓN	
ISAGEN	Respecto a las normas asociadas a la comercialización de energía eléctrica, vemos conveniente que el próximo año se defina la metodología de remuneración de la actividad para los próximos años. Aspecto que se encuentra pendiente por parte de la Comisión	1.4.1	Remuneración de la actividad de comercialización Objetivo: Establecer la metodología de remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica para el periodo 2010-2013.	Se tiene previsto someter la metodología a consideración de los interesados en el tercer trimestre de 2010
EPM	Metodología de remuneración de la actividad de comercialización.	1.4.1		Tras la revisión de los temas que serán parte de la agenda regulatoria 2010 , se

	<p>La aprobación de la metodología está prevista para el cuarto trimestre de 2010. Se observa con gran preocupación que se desplace un año más en su definición, considerando que si la metodología se aprueba en el último semestre del año, muy seguramente la aprobación del nuevo costo de comercialización quedará pendiente para el año 2011. Por lo anterior se solicita respetuosamente evaluar la posibilidad de que dicha aprobación se realice para el primer trimestre de 2010.</p> <p>La dilación en la aprobación de la remuneración de la actividad de comercialización frena también la aplicación de la estructura tarifaria para el componente C de la fórmula tarifaria dispuesta en el decreto 387 de 2007 (estructura mixta cargo fijo – cargo variable). Es de fundamental importancia que este tema se logre concretar, toda vez que el problema de descreme de mercado continúa siendo un asunto delicado para los comercializadores incumbentes, en la medida en que no pueden competir en igualdad de condiciones con los comercializadores que inician un nuevo mercado a atender usuarios regulados. Se solicita respetuosamente a la CREG, dados los inconvenientes de carácter fiscal presentados para la aplicación del cargo fijo, que aún no están resueltos, se exploran otras alternativas de tal forma que se pueda resolver la asimetría existente entre comercializadores incumbentes y entrantes.</p>			<p>ha previsto someter a consideración de los interesados la propuesta de metodología tarifaria en el tercer trimestre</p>
ASOCODIS	<p>Respecto al tratamiento de temas de comercialización, existe preocupación por el nuevo aplazamiento en la aprobación de la metodología, toda vez que se desplaza para finales del 2010. Es importante que la Comisión presente para consideración de los agentes, sus análisis de alternativas e implicaciones para la actividad, considerando lo dispuesto en el Decreto 3414 de 2009 en relación con el cargo fijo.</p>	1.4.1		<p>Tras la revisión de los temas que serán parte de la agenda regulatoria 2010, se ha previsto someter a consideración de los interesados la propuesta de metodología tarifaria en el tercer trimestre</p>
CODENSA	<p>En cuanto a comercialización de electricidad, es conveniente recapitular los análisis realizados en el 2007 por la Comisión considerando el Decreto 3414 de 2009 respecto a las limitaciones en asignación de subsidios. Por ella se propone que con antelación a una resolución de consulta, la Comisión analice junto con la industria las implicaciones de implementar las diversas opciones de remuneración de la actividad de tal manera que se eliminen efectivamente las imperfecciones regulatorias del mercado minorista sujeto a los recursos disponibles para subsidios.</p>	1.4.1		<p>Tras la revisión de los temas que serán parte de la agenda regulatoria 2010, se ha previsto someter a consideración de los interesados la propuesta de metodología tarifaria en el tercer trimestre</p>
EPM	<p>Reglamento de comercialización. Se sugiere hacer especial análisis en lo relativo al procedimiento de inscripción y objeción de fronteras comerciales, dadas las dificultades que se han evidenciado en el mercado.</p>	1.4.2	<p>Reglamento de comercialización Objetivo: Regular las relaciones y comportamientos de los comercializadores con los distribuidores y con los usuarios finales.</p>	<p>El comentario será tenido en cuenta en la preparación de la propuesta del reglamento de comercialización que será sometido a consideración de la industria en el segundo trimestre de 2010</p>

EPM	Esquemas de comercialización minorista (regulado, no regulado, esquemas diferenciales, etc). Este tema no se contempla en la agenda regulatoria 2010. Se destaca la necesidad de que la CREG borde el tema de una manera integral desde la perspectiva de la promoción de la competencia, involucrando la política de ampliación de la cobertura diseñada por el gobierno nacional y plasmada en el decreto 388 de 2007. Ello debido a la importancia de sopesar estos dos objetivos, dado que bajo ciertas condiciones su conciliación es bastante difícil de lograr.	1.4		Los esquemas de comercialización minorista: Regulado y no regulado se han contemplado durante la vigencia actual en el desarrollo de la metodología tarifaria y el reglamento de comercialización. Se tiene previsto emitir la resolución definitiva antes de que finalice la vigencia. Los esquemas diferenciales se encuentran implícitos en los temas de comercialización programados para la vigencia 2010
EPM	Análisis y revisión de opciones tarifarias. Se solicita incorporar este tema a la agenda 2010. Cabe señalar que de acuerdo con la evolución del tema tarifario a nivel regulatorio, se observa que se han eliminado la mayoría de opciones tarifarias que anteriormente existían en el país (la señal horaria, la tarifa binomia, la diferenciación aérea – subterránea, etc.), lo cual merece un análisis más cuidadoso e integral por parte del regulador por las implicaciones que ello pueda tener en la evolución del sistema y del sector eléctrico. Además desde la óptica comercial es necesario explorar distintas alternativas que permitan a los comercializadores gestionar su mercado bajo situaciones específicas (por ejemplo, para efectos de enfrentar la competencia o para promover un segmento determinado del mercado o una coyuntura económica o social concreta, etc.), permitiendo mayor flexibilidad en materia tarifaria.	1.4		La Comisión está de acuerdo con la observación debido a que éste tema ya se había considerado. Actualmente se encuentra en análisis y se espera incorporar políticas con base en el mismo.
EPM	Revisión y aprobación de pérdidas. En la agenda no se considera la revisión y aprobación de pérdidas reconocidas en la fórmula tarifaria, una vez se aprueben los planes de reducción de pérdidas a los operadores de red, tarea que está pendiente de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 119 de 2007.	1.4		En la Resolución 097 de 2008 se consideró este aspecto. En la agenda se encuentra contemplada la metodología de pérdidas.
EPM	Metodología: En la agenda no se considera la definición de la metodología que permita dar aplicación a la Resolución CREG 121 de 2007 en cuanto a la asignación de pérdidas entre agentes comercializadores dentro de un mercado de comercialización. Sin embargo, se sugiere que más que definir la metodología, se abra un espacio dentro de la agenda que permita hacer una revisión profunda al tema de asignación de pérdidas, por las implicaciones negativas que tiene, trabajo que debe adelantarse de manera conjunta con el Ministerio de Minas y energía, debido a que la política del tema fue definida por el Ministerio.	1.4		En la Resolución 097 de 2008 se consideró este aspecto. En la agenda se encuentra contemplada la metodología de pérdidas.
CAC	Al respecto, el Comité ve con preocupación el aplazamiento de los temas relacionados con la Comercialización de Energía, situación que se ha presentado en los últimos años en forma reiterada, asignando una prioridad baja a la definición de aspectos tan importantes para el desarrollo de la actividad como son: La revisión de la remuneración (componente C), El Reglamento de Comercialización, La actualización del Código de Medida, La revisión de la Resolución CREG 108 de 1997, las garantías financieras para el mercado mayorista y La reglamentación de un esquema para las compras de energía.	1.4		La CREG entiende la preocupación del CAC y con relación a ella es pertinente comentar que la mayor parte de éstos temas se han incorporado en la agenda 2010.
	1.5	ZONAS NO INTERCONECTADAS		

		1.5.1	Planes y Programas de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica en la ZNI Objetivo: Definir el marco regulatorio de los programas de reducción o mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica.	
Objetivo No. 2		SECTOR GAS NATURAL		RESPUESTA A COMENTARIO
		2.1	MERCADO DE GAS	
EMGESA	Mercado de gas. Consideramos que las condiciones de operación que actualmente experimenta el sector eléctrico, derivadas de la declaración de racionamiento Programado de Gas Natural por parte del Ministerio de Minas y Energía, priorizan el análisis y desarrollo profundo de dicho sector, el cual entendemos se encuentra planteado en el numeral 2.1. Frente a este tema nos preocupa que el objetivo se enmarque tan solo en un análisis de contratos entre productores y transportadores, consideramos que el tema debe abordar aspectos como: i) la metodología de remuneración para la actividad de transporte, ii) el desarrollo de un mercado secundario transparente que brinde señales efectivas para el mercado, iii) la consolidación de un mecanismo de información que permita dimensionar y gestionar adecuadamente el sector y iv) analizar la viabilidad de implementación de esquemas complementarios de abastecimiento de gas como plantas de regasificación, importación directa y gas en mantos de carbón.	2.1.1	Revisión integral del mercado de Gas en Colombia Objetivo: Realizar un análisis de la industria de gas natural en Colombia y plantear recomendaciones.	Se acepta el comentario y se modifica el objetivo del proyecto.
C:N:O: GAS	El propósito de la Comisión de efectuar una revisión integral del mercado de gas es acertado. En este sentido, no es clara la articulación de la revisión integral mencionada únicamente con el análisis de contratos entre productores y transportadores, los cuales deben referirse al gas de operación y balance que representa cantidades muy marginales con el mercado. Por la importancia del tema respetuosamente recomendamos a la Comisión incluir en la revisión planteada temas como la confiabilidad del suministro, la regulación de gas en boca de pozo, la diversificación de la oferta con importaciones y la estandarización de contratos.	2.1.1		Se acepta el comentario y se modifica el objetivo del proyecto.
GAS NATURAL	La Comisión plantea una revisión integral del mercado de gas. En particular, se señala que "...se realizará un análisis de contratos entre productores y transportadores...". Al respecto, consideramos que la CREG debe desarrollar de manera más precisa este objetivo, en particular, se deberán especificar los aspectos de organización industrial sobre las cuales se enfocara el análisis de la CREG, esto es, estructura de oferta y condiciones de abastecimiento, mercado secundario de gas, sistemas de información, entre otros.	2.1.1		Se acepta el comentario y se modifica el objetivo del proyecto.
PROMIGAS	Revisión integral del mercado de gas en Colombia. Creemos que	2.1.1		Se acepta el comentario y se modifica el objetivo del proyecto.

	<p>es necesario que se precise el alcance y objetivo del Análisis de contratos entre productores y transportadores planteado por la CREG. Pudiera interpretarse que se busca estudiar el contrato que suscriben esos agentes para el gas requerido para las compresoras o para los acuerdos de balance. Sin embargo, no creemos que estas actividades requieran de análisis profundos. Por el contrario, es necesario que se adicione a la agenda regulatoria una actividad encaminada a revisar integralmente la normatividad relacionada con la contratación de suministro de gas (firmeza, interrumpibilidad, subastas, etc.).</p>			
ISAGEN	<p>Se sugiere incluir en los correspondientes estudios regulatorios, la verificación de los aciertos que ha tenido el esquema de remuneración de la cadena y su impacto en las señales de expansión, pues consideramos que a partir de estos análisis se pueden encontrar oportunidades de ajuste a los esquemas que contribuyan a mejorar la confiabilidad para el abastecimiento de este energético.</p>	2.1.1		Se acepta el comentario y se modifica el objetivo del proyecto.
NATURGAS	<p>Respecto a este objetivo solicitamos conocer la motivación y que se aclare el alcance del mismo.</p>	2.1.1		Se acepta el comentario y se modifica el objetivo del proyecto.
AES. CHIVOR	<p>Proyecto 2.1 Mercado de gas. Consideramos que hace falta detallar las actividades a realizar, ya que la revisión integral del mercado de gas no solo se circunscribe al tema de contratos sino al desarrollo de esquemas de remuneración y obligaciones de todos los intervinientes en la cadena sin olvidar la coordinación con el sector eléctrico.</p>	2.1.1		Se acepta el comentario y se modifica el objetivo del proyecto.
C.N.O	<p>OBJETIVO 2.1.1. Revisión Integral del mercado de gas: Las condiciones bajo las cuales opera actualmente el sistema eléctrico colombiano, que tienen su origen en la declaración de Racionamiento Programado de Gas Natural por parte del Ministerio de Minas y Energía, con razones suficientes para que la Comisión de Regulación de Energía y Gas -CREG, desarrolle ampliamente un análisis y adelante una propuesta del sector Gas Natural para el 2010. Frente a este tema nos preocupa que el objetivo se enmarque tan solo en el análisis de contratos entre productores y transportadores, como está planteado en el objetivo arriba señalado de su propuesta de agenda, consideramos que el tema debe abordar aspectos como: La definición de la metodología de remuneración para la actividad de transporte. - El desarrollo de un mercado secundario transporte que brinde señales efectivas al mercado y con adecuada liquidez. - La consolidación de un sistema de información que permita dimensionar y gestionar adecuadamente el sector. Sobre este punto, se debe mencionar que en la Agenda Regulatoria del 2009, el objetivo 2.1.2. era "consolidar un mecanismo de información pública, que integre datos comerciales y operacionales sobre el suministro y transporte del gas natural, de fácil acceso y que contribuya en las decisiones del sector." En especial, se planteaba una Resolución de consulta para el 3er trimestre y una definitiva para el 4to trimestre. Por lo anterior y dada la relevancia de este tema y teniendo en cuenta la expedición de la Resolución MME 181739 que le otorga al CND facultades especiales y transitorias para determinar el balance de gas diario, bajo el reporte de información de productores comercializadores y transportadores de gas, solicitamos que el objetivo sea nuevamente incluido en la Agenda Regulatoria del 2010. - Analizar la viabilidad de implementación de esquemas</p>	2.1.1		Se acepta el comentario y se modifica el objetivo del proyecto.

	complementarios de abastecimiento de gas como plantas de regasificación, importación directa y gas en mantos de carbón.			
EPM	<p>Revisión integral del mercado de gas en Colombia. Proyecto 2.1.1. No se observa que el objetivo específico planteado permita desarrollar a cabalidad el alcance de hacer una revisión integral. Dada la coyuntura del sector de gas, debería realizarse un análisis concreto buscando soluciones de largo plazo para la actual problemática del sector que permitan garantizar su adecuado funcionamiento.</p> <p>Por el contrario, el alcance del objetivo se queda corto y no es claro sobre el planteamiento de realizar "un análisis de contratos entre productores y transportadores"</p>	2.1.1		Se acepta el comentario y se modifica el objetivo del proyecto.
ASOCODIS	Es importante considerar la consolidación de un sistema de información del mercado de gas, que contribuya efectivamente a la toma de decisiones oportunas de ese sector y facilite la coordinación intersectorial.	*		Este tema se encuentra en desarrollo y se le dará continuidad en el 2010

ASOCODIS	Se sugiere incluir el tema: Coordinación Gas-Electricidad, tema sobre el cual es necesario tomar medidas que conduzcan a eliminar o mitigar las implicaciones negativas que pueden tener los eventos de restricción de la oferta en firme de gas en la formación del precio de la energía eléctrica. Consideramos necesario además que se estudien y revisen en detalle medidas de naturaleza estructural y no coyuntural que los dos mercados necesitan para su eficiente funcionamiento	*		Este tema se encuentra en desarrollo y se le dará continuidad en el 2010
C:N:O GAS	Consideramos que debe incluirse en la agenda un ítem específico relacionado con Coordinación Gas Electricidad, en donde se le dedique un espacio a la definición del vehículo y procedimientos que permita desarrollarlo formalmente. En el tópico de la Coordinación Gas Electricidad, el Consejo ha venido desarrollando el marco conceptual del Parqueo Operativo y ha previsto formular próximamente una propuesta concreta a la Comisión sobre el particular. Adicionalmente, reiteramos la necesidad de resolver las propuestas que le ha formulado el CNO gas a la CREG sobre diversos aspectos de RUT tales como las matrices de compensación, coordinación de mantenimientos y pérdidas entre otros. Proponemos que aquellas propuestas que han sido rodeadas por el consenso o aprobación mayoritaria en el seno de Órgano consultor sean evacuadas inicialmente. Para definir detalladamente este punto sugerimos una reunión previa entre la CREG y el CON-Gas.	*		Este tema se encuentra en desarrollo y se le dará continuidad en el 2010
EPM	Hace dos años la CREG contrató un estudio TERA-COSENIT, sobre el mercado secundario de gas. Sobre el particular recomendamos incluir en la agenda CREG 2010, la evaluación y reglamentación para el establecimiento de un mercado secundario de gas que funcione correctamente y que tenga adecuada liquidez.	*		El comentario se tuvo en cuenta dentro del alcance de los proyectos relacionados con mercado.
		2.2	TRANSPORTE	
NATURGAS	Debido a la magnitud de comentarios presentados a las bases publicadas mediante Resolución CREG 022 de 2009, estimamos conveniente que la Resolución producto se someta nuevamente a comentarios. En éste sentido solicitamos se desagreguen de forma más explícita los tiempos asociados incluyendo la solicitud y aprobación de cargos de transporte.	2.2.1	Aprobación de cargos de transporte Objetivo: Atender las solicitudes de cargos que se presenten	Se acepta el comentario, la Resolución CREG 022 se emitirá nuevamente a comentarios durante el primer trimestre de 2010.
C.N.O	OBJETIVO 2.2. Transporte.- El objetivo hace referencia a la aprobación de los cargos de transporte, en este punto solicitamos hacer cambios estructurales a la actual metodología de remuneración del transporte, tales como el establecimiento de un HUB y otros esquemas que estimulen el crecimiento de la infraestructura, así como brindar mayor confiabilidad a la red. Sobre el particular, sin bien la CREG publicó a través de la Resolución CREG 022/09 la propuesta "Por la cual se establecen los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del Sistema Nacional de Transporte", consideramos que esta propuesta debe ser revisada para buscar soluciones de largo plazo al transporte de gas.	2.2.1		Se acepta el comentario, la Resolución CREG 022 se emitirá nuevamente a comentarios durante el primer trimestre de 2010.
EPM	Transporte y distribución. Aprobación de cargos de transporte,	2.2.1		Se acepta el comentario, la Resolución CREG 022 se emitirá nuevamente a

	<p>proyecto 2.2.1. La descripción del objetivo planteado supone que la Resolución definitiva que establecerá los criterios generales para determinar la remuneración del servicio de transporte de gas natural y el esquema general de cargos del sistema nacional de transporte quedará en firme en 2009 o a principios del 2010. Con el fin de no generar retrasos en el cronograma de la CREG, el impacto al mercado y dado que esta es la segunda resolución expedida por la CREG sobre el tema, solicitamos respetuosamente que los términos de dicha resolución sean puestos a consideración y comentarios de los agentes antes de su expedición.</p>			comentarios durante el primer trimestre de 2010.
C:N:O: GAS	<p>Entendemos la importancia de expedir próximamente la metodología general de transporte de gas. No obstante, los elementos mencionados anteriormente, así como las enseñanzas que puedan derivarse de la situación actual hacen recomendable abrir un espacio adicional para comentarios a la metodología sometida a discusión mediante Resolución CREG-022 de 2009.</p>	2.2.1		Se acepta el comentario, la Resolución CREG 022 se emitirá nuevamente a comentarios durante el primer trimestre de 2010.
GAS NATURAL	<p>La CREG propone establecer en el año 2010 lo correspondiente a la aprobación de cargos de transporte de gas para el próximo quinquenio tarifario, en particular, como objetivo de la CREG se prevé "...atender las solicitudes de cargos que se presenten. En general, consideramos apropiado que el proceso regulatorio para definición de la metodología de remuneración de transporte incluya un periodo de discusión preliminar de la propuesta, previo a la definición de la metodología definitiva. Adicionalmente, es adecuado que el cronograma planteado en la Agenda para aprobación de cargos de transporte (3er trimestre) sea consistente con los tiempos requeridos por la CREG para el proceso regulatorio.</p>	2.2.1		Se acepta el comentario, la Resolución CREG 022 se emitirá nuevamente a comentarios durante el primer trimestre de 2010.
PROMIGAS	<p>Aprobación de Cargos de Transporte Entendemos que la nueva metodología tarifaria va a ser expedida en el año 2009 y que el objetivo de atender las solicitudes de cargos planteado en la agenda regulatoria para el tercer trimestre de 2010 se refiere a la aprobación de las nuevas tarifas bajo dicha metodología.</p> <p>Solicitamos respetuosamente que el regulador precise nuestro entendimiento anterior en la próxima versión de la agenda regulatoria.</p> <p>En todo caso, teniendo en cuenta la importancia de definir este tema a la mayor brevedad, creemos necesario que se desagregue esta actividad (con sus tiempos correspondientes) en cada una de sus etapas:</p> <p>Solicitudes de cargos, aprobación de tarifa, resolución final, etc. y que se adelante la definición de las nuevas tarifas para el primer trimestre de 2010.</p>	2.2.1		El comentario será tenido en cuenta en el desarrollo del proyecto.
EPSA	<p>Remuneración de la actividad de transporte. En el año 2009 la CREG presentó la propuesta de Resolución 022 de 2009 para la remuneración de la actividad de transporte de gas natural. En la agenda 2010 no se menciona éste tema. Es de vital importancia continuar con el estudio sobre la conveniencia de la actual metodología de remuneración teniendo en cuenta las experiencias en el mercado en el año 2009 acerca de las limitaciones en el transporte y las estrategias e incentivos para que se desarrollen adecuadamente las inversiones en expansión del Sistema Nacional de Transporte – STN.</p>	*		Debido a que el proyecto no finalizó este año, se emitirá la resolución definitiva en el primer trimestre de 2010.
NATURGAS	<p>Dada la importancia de incorporar una regulación en función de</p>	2.2.2	Confianza	El comentario será tenido en cuenta en el desarrollo del proyecto.

	<p>la confiabilidad, consideramos que su atención debe estar enfocada y el tema debe ser tratado como un objetivo principal que está asociado no solamente a una actividad de la cadena productiva del gas sino que debe incorporarse de forma integral a la misma.</p>		<p>Objetivo: Metodología para definir la remuneración del cargo por confiabilidad a los distribuidores y comercializadores de gas por problemas de suministro de transporte de gas</p>	
NATURGAS	<p>Sugerimos se coordinen los tiempos con los resultados finales de los estudios: "Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural" llevado a cabo por la UPME y "Determinación y valoración económica de las alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados de distribución" llevado a cabo por la FEN.</p>	2.2.2		<p>No es posible tener en cuenta el comentario porque el tema de confiabilidad debería enfocarse en distribución, no en transporte porque éste último es relativamente confiable.</p>
C:N:O GAS	<p>Si bien la agenda regulatoria actual contempla la definición de un cargo de confiabilidad para distribuidores y comercializadores, sugerimos que el análisis de este tópico tenga un alcance y una cobertura más amplia.</p> <p>En tal sentido, la confiabilidad del servicio debería cubrir todos tipos de usuarios y regiones del país, iniciando por la definición de los niveles de confiabilidad deseables para cada sector de consumo así como las acciones e inversiones requeridas para alcanzarlos.</p> <p>Aspecto esencial en este tópico lo constituye la evaluación de los respaldos que ante fallas, mantenimientos o carencia temporal de gas puede ofrecer la infraestructura de regasificación y almacenamiento criogénico.</p>	2.2.2		<p>No es posible tener en cuenta el comentario porque el tema de confiabilidad debería enfocarse en distribución, no en transporte porque éste último es relativamente confiable.</p>
GAS NATURAL	<p>en el numeral 2.2.2, se incorpora como objetivo "...definir la remuneración del cargo por confiabilidad a los distribuidores y comercializadores de gas por problemas de suministro de transporte de gas...". Al respecto, es apropiado que la definición del tema de confiabilidad se trate en un capítulo independiente al de remuneración de las actividades en redes (transporte y distribución), y por supuesto, tenga en cuenta los resultados del estudio "Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de los mercados de distribución", que se está adelantando en la actualidad por la ANH a través del Convenio ANH-FEN 01 de 2007.</p> <p>En tal sentido, la confiabilidad debería tratarse en el numeral 2.1 de la Agenda regulatoria en relación a lo que plantea la CREG sobre mercado de gas.</p>	2.2.2		<p>No es posible tener en cuenta el comentario porque el tema de confiabilidad debería enfocarse en distribución, no en transporte porque éste último es relativamente confiable.</p>
EPM	<p>Sobre el tema de Confiabilidad mencionado en el numeral 2.2.2, aunque la descripción del objetivo es confusa, es importante que dicho tema cubra tanto al transporte como a la distribución del gas natural y en ese sentido debe señalarse cual sería el plan de trabajo en cada uno de los negocios.</p> <p>Para el negocio de distribución, entenderíamos que este hace referencia a los mismos alcances que tiene el estudio en proceso de contratación por parte de la FEN, para la determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural. En ese sentido, sugerimos que el trabajo a realizar por la CREG se coordine con los tiempos de ejecución de dicho estudio y se tenga en cuenta los resultados que este arroje.</p>	2.2.2		<p>No es posible tener en cuenta el comentario porque el tema de confiabilidad debería enfocarse en distribución, no en transporte porque éste último es relativamente confiable.</p>

<p>PROMIGAS</p>	<p>Metodología para definir la remuneración del cargo por confiabilidad a los distribuidores y comercializadores de gas por problemas de suministro de transporte de gas: Recomendamos ajustar la redacción de este objetivo, para reflejar de manera precisa el espíritu del regulador con respecto a este tema y evitar interpretaciones diversas. Por ejemplo, se pudiera interpretar que los agentes que pudieran realizar inversiones en confiabilidad para atender eventuales problemas de transporte pudieran ser los distribuidores, y que se busca regular el cargo que debería pagarse a esos agentes, y no es claro que los transportadores podrían efectivamente realizar inversiones de confiabilidad de acuerdo con lo establecido en el decreto 2687 y demás documento relacionados.</p> <p>Por otro lado, si se busca definir el cargo que deben pagar los distribuidores y comercializadores de gas a los transportadores por concepto de confiabilidad, debe tenerse en cuenta que no solo debería ser posible su cobro a estos agentes, sino a cualquier remitente que quisiera disponer de este servicio, y con independencia que existan o no problemas en el transporte de gas.</p> <p>En todo caso, consideramos que por la importancia y alcance de este tema, se pudiera manejar en un capítulo independiente dentro de la agenda regulatoria y que se defina adecuadamente el concepto, criterios, mecanismos para la remuneración de las inversiones asociadas, entre otros aspectos.</p>	<p>2.2.2</p>		<p>Se acepta el comentario y se modifica el objetivo.</p> <p>En cuanto la segunda parte de comentario, se tendrá en cuenta en el desarrollo del proyecto.</p>
<p>TGI</p>	<p>Consideramos muy acertada la inclusión en la agenda de la remuneración de la confiabilidad en el transporte de gas natural. Sin embargo, el enfoque se deberá centrar en remunerar al transportador por las inversiones que adelante con el fin de mejorar la confiabilidad del servicio. La propuesta de remunerar a distribuidores y comercializadores por este concepto constituye un desincentivo a la inversión en transporte y no es clara respecto a la asignación de roles y condiciones actuales de desintegración vertical.</p> <p>De la propuesta de la Comisión se concluye que durante el presente año se expedirá la nueva metodología de remuneración de la actividad de transporte. Destacamos como positivo este aspecto de la agenda y atentamente proponemos que, antes de la expedición definitiva de dicha metodología, ésta sea conocida para comentarios por el sector.</p>	<p>2.2.2</p>		<p>Este aspecto será tenido en cuenta en el desarrollo del proceso.</p> <p>La consulta del proyecto se tiene prevista para el primer trimestre de 2010.</p>
		<p>2.3</p>	<p>DISTRIBUCIÓN - COMERCIALIZACIÓN</p>	
<p>GAS NATURAL</p>	<p>En principio, de acuerdo con el numeral 2.3.1, la Comisión definirá la metodología para remuneración de la distribución en el 4to trimestre de 2010. Sobre el particular, consideramos adecuado que la CREG tenga en cuenta los cronogramas y tiempos estimados de los estudios correspondientes a las bases metodológicas de distribución, especialmente los asociados a gastos de AOM, unidades constructivas y alternativas de confiabilidad, los cuales, en su fase de desarrollo deberán tener suficiente retroalimentación por parte de la industria.</p> <p>Lo anterior, a fin de que la metodología definitiva que determine el Regulador no sea tan ajustada al tiempo de finalización de los diferentes estudios que adelanta la Comisión, sino que considere los comentarios y observaciones de los diferentes agentes</p>	<p>2.3.1</p>	<p>Metodología de remuneración de las actividades / Fórmula Tarifaria Objetivo: Definir la metodología y las fórmulas tarifarias para remunerar las actividades de distribución y comercialización gas combustible por red.</p>	<p>El tiempo que se ha previsto para las consultas es razonable, de tal manera que es posible recibir suficiente retroalimentación de las partes interesadas.</p>

	interesados, previo proceso de solicitud de aprobación de los cargos de distribución (2.2.5).			
GAS NATURAL	<p>De otro lado, la CREG plantea ajustar la regulación de la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones internas de gas natural (2.3.2), con el objeto de definir procedimientos, costos, plazos y responsabilidades en la actividad de revisión de las instalaciones internas de los usuarios. Se señala que habrá Resolución definitiva en el primer trimestre de 2010.</p> <p>Al respecto, consideramos apropiado que la CREG, previamente a la definición de fórmula tarifaria para prestación del servicio de distribución, y de acuerdo con lo definido en el numeral 4.11 de las bases metodológicas que establece que se propone como alternativa de solución incluir en el cargo de distribución los costos de la revisión de las instalaciones de los usuarios o incluir en la fórmula tarifaria un componente por concepto de revisión, defina la remuneración de la actividad periódica, dado el avance que desde el año anterior se ha tenido con el estudio llevado a cabo por el Consultor DIVISA en este tema.</p> <p>Reiteramos la pertinencia de la inclusión de los costos de revisión técnica en la fórmula tarifaria para la prestación del servicio público de distribución de gas natural en el próximo quinquenio.</p>	2.3.2	<p>Ajustar la regulación de la actividad de revisiones periódicas de las instalaciones Internas de gas natural</p> <p>Objetivo: Definir procedimientos, costos, plazos y responsabilidades en la actividad de revisión de las instalaciones internas de los usuarios.</p>	En la metodología se van a contemplar todas las variables para definir las revisiones periódicas y por lo tanto se encuentra incluida la de remuneración.
NATURGAS	Reflejar en el objetivo que aplica tanto a áreas de servicio exclusivo como a áreas de servicio no exclusivo.	2.3.3	<p>Modificación Código de distribución de gas</p> <p>Objetivo: Compatibilizar estándar de medición en transporte y distribución de gas.</p>	La pertinencia de incluir las áreas de servicio exclusivo y/o áreas de servicio no exclusivo se analizará en el momento en el que se analicen las propuestas (Etapa de investigación y análisis).
NATURGAS	Reflejar en el objetivo que aplica tanto a áreas de servicio exclusivo como a áreas de servicio no exclusivo.	2.3.4	<p>Actualización Código de Distribución</p> <p>Objetivo: Ajustar el código de distribución a las nuevas condiciones de servicio y de mercado.</p>	La pertinencia de incluir las áreas de servicio exclusivo y/o áreas de servicio no exclusivo se analizará en el momento en el que se analicen las propuestas (Etapa de investigación y análisis).
NATURGAS	Revisar la programación dentro del cronograma dado que en el cuarto (4°) trimestre se anuncia la definición de la metodología y en el mismo se programa la definición de cargos. Consideramos conveniente un tiempo prudente entre estas dos actividades.	2.3.5	<p>Aprobación de cargos de distribución</p> <p>Objetivo: Atender las solicitudes de cargos que se presenten</p>	Se acepta el comentario y se especifica que la aprobación de cargos de distribución se realizará de acuerdo con las solicitudes que se reciban.
		2.4	OTROS TEMAS	
PROMIGAS	Integración Vertical de las actividades de transporte y distribución:	2.4.1	Integración vertical de las actividades de transporte y distribución	Actualmente el proyecto se encuentra en consulta, de tal manera que es el

	En los actuales momentos de madurez del sector, no es claro el beneficio de realizar una modificación estructural de este tipo en la cadena del gas natural. No debe perderse de vista que las inversiones se garantizan con señales regulatorias adecuadas y oportunas. Por lo anterior, sugerimos que el regulador realice un análisis profundo de las razones para eventualmente cambiar la estructura de la industria, los impactos de los cambios en el largo plazo, entre otros aspectos.		Objetivo: Definir posible integración vertical entre las actividades de transporte y distribución de gas natural.	momento apropiado para hacer llegar este tipo de sugerencias porque corresponden al desarrollo del proyecto.
EPM	Sobre el tema de integración vertical de las actividades de transporte y distribución planteado en el numeral 2.4.1, acompañamos a la CREG en su intención de querer revisar este asunto, el cual consideramos fundamental para apalancar, especialmente, la expansión de ramales de transporte que permitan la oportunidad en la prestación del servicio por parte de los agentes distribuidores-comercializadores, a determinados mercados para los cuales no exista interés por parte de un agente transportador incumbente, debido a la no identificación de señales de expansión.	2.4.1		Actualmente el proyecto se encuentra en consulta, de tal manera que es el momento apropiado para hacer llegar este tipo de sugerencias porque corresponden al desarrollo del proyecto
GAS NATURAL	El Grupo Gas Natural acompaña la iniciativa de la CREG sobre definición de integración vertical entre las actividades de transporte y distribución de gas natural (2.4.1), dado que las limitaciones a la integración vertical de la propiedad no tienen sustento económico y no aplican para la totalidad de agentes del mercado de gas natural en Colombia, debido a que la Resolución CREG 057 de 1996 le permitió a algunos agentes, mantener derechos adquiridos ilimitadamente. En consecuencia, esta situación ha configurado un marco regulatorio asimétrico y por lo tanto, discriminatorio. Por lo anterior, la propuesta definitiva al respecto, deberá corresponder con la definición del marco regulatorio asociado a la remuneración de la actividad de distribución que establezca la CREG de acuerdo a lo planteado en la agenda 2010.	2.4.1		Actualmente el proyecto se encuentra en consulta, de tal manera que es el momento apropiado para hacer llegar este tipo de sugerencias porque corresponden al desarrollo del proyecto
TGI	Respecto del punto de la integración vertical de Transporte y Distribución de gas natural consideramos que no deberá estar en la agenda de la CREG puesto que significa un cambio de fondo en las reglas de juego en un sector donde hemos hecho inversiones cuantiosas sobre la base de la estabilidad de dichas reglas como fue el caso de la adquisición de ECOGAS. Un cambio de fondo sería una señal negativa para los actuales y futuros inversionistas por las nuevas cuantiosas inversiones que están por desarrollarse a corto, mediano y largo plazo en el sector. Se debe tener en cuenta que la integración de transporte con distribución conlleva a la integración con comercialización con los inconvenientes que ello puede ocasionar.	2.4.1		Actualmente el proyecto se encuentra en consulta, de tal manera que es el momento apropiado para hacer llegar este tipo de sugerencias porque corresponden al desarrollo del proyecto
Objetivo No.3			SECTOR DE GAS LICUADO DEL PETRÓLEO - GLP	RESPUESTA A COMENTARIO
		3.1	Esquema de transición de parque Universal de cilindros a parque marcado Objetivo: Revisión, seguimiento y ajustes al Programa REPU para recolección del parque universal e introducción de cilindros marcados y al programa de tanques estacionarios	
		3.2	Regulación de estructura integración horizontal Objetivo: Fijar las reglas que ayuden a promover la competencia	
		3.3	Regulación de protección al usuario de GLP	

			Objetivo: Definir criterios generales sobre la protección a los usuarios de GLP en relación con la facturación, comercialización, y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y los usuarios	
		3.4	Código de medida Fase II Objetivo: Establecer las reglas que determinan la medición de GLP para hacer transparentes las relaciones comerciales.	
		3.5	Calidad del servicio Objetivo: Establecer el esquema de la calidad del servicio de distribución y comercialización minorista	
Objetivo No.4			TEMAS TRANSVERSALES	RESPUESTA A COMENTARIO
EPSA	Debido a la prohibición de los efectos de la prohibición de medidas sancionatorias a usuarios con conexiones anómalas que impiden tomar medidas en caso de fraudes, es importante que la reglamentación fije medidas que permitan la sanción a usuarios de éste tipo.	4.1	Actualización Resolución CREG 108 de 1997 Objetivo: Actualizar los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, con base en la experiencia acumulada de 10 años de aplicación de la Resolución CREG 108 de 1997, los desarrollos jurisprudenciales y las nuevas realidades de la prestación de estos servicios.	Se tiene previsto consultar el tema con la industria en el cuarto trimestre de 2010.
ASOCODIS	Como tema transversal se plantea nuevamente la actualización de la Resolución CREG 108/97, al respecto y dado que se espesa contar con resolución definitiva en el último trimestre del 2010, por las implicaciones y los riesgos que está representando la declaratoria de nulidad del artículo 54 de dicha resolución, con carácter urgente se solicita a la Comisión de Regulación de Energía y Gas como ha sido expresado por este gremio en anteriores comunicaciones, aclarar la regulación aplicable, de tal manera que se cobre a los clientes el total de los consumos realizados y no registrados por acción u omisión de los hurtos de energía).	4.1		Se tiene previsto consultar el tema con la Industria en el cuarto trimestre de 2010.
ASOCODIS	Sugerimos que se anticipe hacia junio de 2010 la publicación de los términos de referencia para contratar el Estudio de Impacto Regulatorio definido en el artículo 13 del Decreto 2696 de 2004	4.2	Estudio de Impacto Regulatorio Objetivo: Dar cumplimiento a las disposiciones del Artículo 13 del Decreto 2696 de 2004	De acuerdo con el análisis para definir los proyectos de la agenda regulatoria, no es posible anticipar el estudio de impacto regulatorio
EPM	Contabilidad regulatoria. Se sugiere incluir este tema con el fin de que la CREG de manera conjunta con la SSPD, los gremios y las empresas, determinen de cara al próximo periodo regulatorio las necesidades en materia de información. Si bien en principio parece algo prematuro, dada la trascendencia del tema, la experiencia que se ha tenido con los procesos regulatorios ya adelantados, las implicaciones a nivel de sistemas de información de las empresas y la necesidad de construir historia para el próximo periodo, se recomienda iniciar este proceso lo más pronto posible. Lo anterior cobra relevancia, teniendo en cuenta que las empresas están enfrentando o están próximas a enfrentar los cambios derivados de la adecuación de sus contabilidades a las normas internacionales de información financiera – NIIF y lo reglamentado en la Ley 1314 de 2009, lo cual cambia de manera sustancial la contabilidad de las empresas.	*		Se acepta el comentario y se incluye en la agenda el tema: "Contabilidad regulatoria"
CODENSA	Implementar una Contabilidad Regulatoria con el fin de que en el próximo periodo tarifario se cuente con Información estandarizada suficiente en materia de costos y gastos,	*		Se acepta el comentario y se incluye en la agenda el tema: "Contabilidad regulatoria"

ASOCODIS	<p>Sugerimos sea incluido en la agenda de 2010 es el de contabilidad regulatoria, orientado a establecer los criterios de gestión y consolidación de la información técnica, contable y comercial de cada una de las empresas reguladas, la cual es un insumo fundamental para el desarrollo y éxito del proceso regulatorio. Dicha labor de gestión y consolidación es altamente compleja en vista del volumen y cantidad de parámetros y variables a definir, tal como se ha evidenciado en la experiencia reciente de definición de la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de distribución, es imprescindible que la CR.F.G establezca desde ahora un mecanismo de contabilidad o información regulatoria de ca1.a al periodo regulatorio vigente y especialmente para el establecimiento de los cargos de los próximos periodos regulatorios.</p>	*		<p>Se acepta el comentario y se incluye en la agenda el tema: "Contabilidad regulatoria"</p>
CAC	<p>Regulación integral de manejo y suministro de Información relevante para los agentes del mercado</p> <p>En este tema se sugiere revisar integralmente los diferentes reportes de información realizados por los agentes, con el fin de unificar criterios y centralizar al máximo el suministro de la información que es importante para la toma de decisiones en los diferentes estamentos del sector.</p>	*		<p>No es posible tener en cuenta el comentario porque la CREG no administra los sistemas de información, éstos se encuentran a cargo de la Superintendencias de Servicios Públicos Domiciliarios.</p>
CODENSA	<p>Teniendo en cuenta que la actividad de Alumbrado Público ha visto comprometida su sostenibilidad considerando los diversos fallos de las altas cortes sobre el cabro del impuesto, consideramos conveniente dar una solución de fondo al tema y en esta medida, es de la mayor importancia que la Comisión incorpore en su agenda la expedición de normatividad sobre la materia.</p>	*		<p>No es posible tener en cuenta el comentario porque esta actividad no es competencia de la CREG</p>