



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación

INFORME DE EMPALME ENTRE GOBIERNOS NACIONALES



El futuro
es de todos

DNP
Departamento
Nacional de Planeación

Contenido

INFORME DE EMPALME ENTRE GOBIERNOS NACIONALES	1
1. SECTOR ADMINISTRATIVO Y ESTRUCTURA DE LA ENTIDAD	7
2. NORMATIVIDAD QUE LE APLICA	8
3. REGLAMENTOS, MANUALES DE ORGANIZACIÓN, DE PROCEDIMIENTOS	9
4. INFORME DE LA ENTIDAD	13
4.1 Resumen Ejecutivo	14
4.2 Sector de energía eléctrica	27
4.2.1 Generación	28
4.2.1.1 Mercado de Mayorista de Energía	28
4.2.1.1.1 Código de operación	28
4.2.1.1.2 Modernización del mercado	29
4.2.1.1.3 Implementación subasta de fuentes no convencionales de energía renovable	30
4.2.1.1.4 Opción de despacho central	31
4.2.1.1.5 Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento	31
4.2.1.1.6 Ajustes sobre capacidad de respaldo de operaciones en el mercado	32
4.2.1.1.7 Restricciones	32
4.2.1.1.8 Condiciones para la compra de energía del mercado regulado	33
4.2.1.1.9 Reglas para el Registro ante el ASIC y el LAC	34
4.2.1.2 Cargo por confiabilidad	34
4.2.1.2.1 Subasta de expansión	34
4.2.1.2.2 Subasta de reconfiguración de compra	35
4.2.1.2.3 Verificación anual de energía firme del cargo por confiabilidad	35

4.2.1.2.4	Opción para plantas en construcción	35
4.2.1.2.5	Tomadores Cargo por Confiabilidad.....	35
4.2.1.2.6	Estudios de metodología de estimación de energía firme	36
4.2.1.2.7	Ajustes a la Demanda Desconectable Voluntaria	36
4.2.1.2.8	Asignación del Cargo por Confiabilidad con Gas Natural.....	37
4.2.1.2.9	Esquema Competitivo para la Asignación de OEF a Plantas Existentes..	37
4.2.1.2.10	Oportunidad para Asignar OEF para los Períodos 2023-2024 y 2024- 2025	37
4.2.1.2.11	Actuaciones Administrativas	38
4.2.1.2.11.1	Discrepancias en los parámetros declarados	38
4.2.1.2.11.2	Incumplimientos de puesta de operación de las plantas	38
4.2.2	Transmisión	39
4.2.2.1	Convocatorias en el Sistema de Transmisión Nacional.....	39
4.2.2.2	Actualización de cargos de transmisión.....	40
4.2.2.3	Cambio en la Representación de Activos del STN	40
4.2.2.4	Procedimiento de conexión al SIN.....	40
4.2.2.5	Flexibilización de los criterios de operación en los STR	41
4.2.2.6	Modificación de la Resolución CREG 022 de 2001	42
4.2.2.7	Esquema de separación de áreas	42
4.2.2.8	Conexión temporal de generadores	42
4.2.2.9	Metodología de Remuneración de la Actividad de Transmisión.....	43
4.2.2.10	Participación de Transmisores en Convocatorias de los Sistemas de Transmisión Regional	43
4.2.2.11	Código de Redes	43
4.2.3	Distribución.....	43
4.2.3.1	Metodología de remuneración para el nuevo período	43
4.2.3.2	Resoluciones de aprobación de ingresos.....	44
4.2.3.3	Actualización planes de inversiones.....	44
4.2.3.4	Verificación de Ejecución de Planes de Inversión.....	45
4.2.3.5	Verificaciones de la Aplicación de la Regulación de Calidad del Servicio	45
4.2.3.6	Régimen tarifario especial para la Región Caribe.....	46
4.2.3.7	Convocatorias en el Sistema de Transmisión Regional.....	46
4.2.3.8	Ajustes a la Resolución Relacionada con Sistemas de Almacenamiento con Baterías	47
4.2.3.9	Ajuste a la Tasa de Retorno de la Actividad de Distribución.....	47

4.2.3.10	Reglas de Plantas Solares y Eólicas para Conexión en el Sistema de Distribución Local	47
4.2.3.11	Ajuste a la entrada en aplicación de los cargos horarios en distribución de energía eléctrica	48
4.2.4	Comercialización	48
4.2.4.1	Remuneración de la comercialización a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.....	48
4.2.4.2	Respuesta de la demanda	49
4.2.4.3	Infraestructura de medición avanzada	49
4.2.4.4	Opción tarifaria.....	50
4.2.4.5	Mecanismo de comercialización de energía	50
4.2.4.6	Modificación Transitoria del Componente G para la Incorporación de Compras en Mecanismos de Comercialización Resultantes de la Aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018	51
4.2.4.7	Autogeneración y Generación Distribuida	51
4.2.4.8	Alumbrado Público	52
4.2.4.9	Movilidad Eléctrica.....	52
4.2.4.10	Costo del Componente de Generación que puede ser Trasladado a los Usuarios Regulados.....	53
4.2.5	Zonas No Interconectadas	53
4.2.5.1	Metodología de remuneración.....	53
4.2.5.2	Revisión particular de cargos máximos de generación para un proyecto SFV	54
4.2.5.3	Trámite de actuaciones administrativas.....	54
4.2.6	Transversales de energía eléctrica	55
4.2.6.1	Ciberseguridad.....	55
4.2.6.2	Derechos de los usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala.....	55
4.2.6.3	Operación del Sistema y del Mercado de Energía Eléctrica	56
4.3	Sector Gas Natural	56
4.3.1	Comercialización mayorista	56
4.3.1.1	Comercialización de transporte de gas natural	56
4.3.1.2	Comercialización mayorista de suministro de gas natural	57
4.3.1.3	Selección del gestor del mercado	57
4.3.2	Transporte de gas natural	57
4.3.2.1	Metodología de remuneración de transporte de gas	57
4.3.2.2	Valoración de gasoductos que terminaron periodo de vida útil normativo	58
4.3.2.3	Remuneración de proyectos del plan de abastecimiento de gas -PAG.....	58
4.3.3	Distribución de gas natural	59
4.3.3.1	Aprobación de cargos de distribución de gas combustible para mercados existentes	59

4.3.3.2	Aprobación cargos de distribución y comercialización para mercados nuevos.....	61
4.3.4	Comercialización de gas natural	61
4.3.4.1	Metodología para la remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados	62
4.3.4.2	Fórmulas tarifarias generales.....	63
4.4	Sector Gas Licuado de Petróleo	64
4.4.1	Comercialización mayorista	64
4.4.1.1	Nueva Propuesta de Metodología Precios de Suministro.....	64
4.4.1.2	Cambio de Punto de Entrega	65
4.4.1.3	Opción Tarifaria	65
4.4.1.4	Determinación de las Zonas de Influencia para la Asignación de GLP con Precio Regulado.....	65
4.4.1.5	AutoGLP Y NAUTI GLP.....	65
4.4.2	Distribución y comercialización	65
4.4.2.1	Parámetros de conducta y participación de los agentes.....	66
4.4.2.2	Código de medida	66
4.4.2.3	Metodología de distribución y comercialización minorista de GLP en San Andrés y Santa Catalina.....	66
4.4.2.4	Autorizaciones de Movilización de Cilindros Universales Remanentes para Destrucción.....	66
4.5	Transversales a los servicios públicos domiciliarios.....	67
4.5.1	Tasa de descuento.....	67
4.5.2	Derechos de los usuarios autogeneradores a pequeña escala.....	67
4.5.3	Reglas generales del comportamiento de mercado	68
4.5.4	Emergencia Sanitaria Covid-19.....	68
4.5.4.1	Energía Eléctrica	69
4.5.4.1.1	Opción tarifaria.....	69
4.5.4.1.2	Diferimiento del pago por parte de los usuarios	69
4.5.4.1.3	Medidas de flexibilización de compromisos del mercado	70
4.5.4.1.4	Usuarios en Zonas No Interconectadas.....	71
4.5.4.2	Gas Combustible por Redes.....	71
4.5.4.2.1	Comercialización minorista de Gas combustible por redes.....	71
4.5.4.2.2	Comercialización mayorista de Gas Natural	71
4.5.4.3	Gas Licuado de Petróleo, GLP.....	72
4.6	Combustibles Líquidos	72
5.	PLAN NACIONAL DE DESARROLLO Y POLÍTICAS DE LARGO PLAZO	73
a.	Plan Nacional de Desarrollo	73
b.	Políticas de mediano y largo plazo.....	74
6.	EJECUCIONES PRESUPUESTALES Y SITUACIÓN DE LOS RECURSOS:.....	74

6.1 Situación de los recursos:	78
6.2 Talento Humano.....	79
6.3 Contratación:	79
6.4 Créditos externos en ejecución:	80
6.5 Anteproyecto de presupuesto 2023:.....	80
7 PROGRAMAS, ESTUDIOS, PROYECTOS Y OBRAS PÚBLICAS	85
a. Programas:	85
b. Estudios:	86
c. Proyectos	99
d. Proyectos de inversión:	99
e. Obras públicas	100
8 INSTANCIAS DE GOBERNANZA INTERNA Y EXTERNA EN ENTIDADES	100
a. Instancias de participación externas	100
b. Instancias de participación internas	101
9 ASUNTOS JURÍDICOS Y DE CONTROL.....	101
a. Acciones Judiciales.....	101
b. Procesos disciplinarios	102
c. Estado del sistema de control interno	102
d. Liderazgo estratégico.....	102
e. Enfoque hacia la prevención	102
f. Planes de mejoramiento suscritos con la Contraloría General de la República	103
g. Estado de riesgos de la entidad.....	103
10 TEMAS PRIORITARIOS TÉCNICOS.....	105

1. SECTOR ADMINISTRATIVO Y ESTRUCTURA DE LA ENTIDAD

Con base en el Decreto 1073 de 2015 “Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía”, señala que la CREG es una entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objeto según el artículo 1.2.1.1.3.1.1. corresponde a

“(…) regular los monopolios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abusos de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad. Igualmente tiene por objeto expedir la regulación económica para las actividades de la cadena de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos, en los términos y condiciones señalados en la Ley”.

Conforme a lo establecido en la Ley 2099 de 2021, en su artículo 44, se modifica el artículo 21 de la ley 143 de 1994 de la siguiente manera:

“Artículo 21. Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG. La Comisión de Regulación de Energía y Gas se organizará como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía, que estará integrada de la siguiente manera:

- a) Por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá;
- b) Por el Ministro de Hacienda y Crédito Público;
- c) Por el Director del Departamento Nacional de Planeación;
- d) Por seis (6) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años.

El superintendente de servicios públicos domiciliarios asistirá con voz, pero sin voto

La Comisión contará con el personal: profesional, técnico y administrativo necesario para el cumplimiento de sus funciones, de acuerdo con lo que ella misma determine y tendrá regímenes especiales en materia de contratación, de administración de personal, de salarios y de prestaciones y gozará de autonomía presupuestal

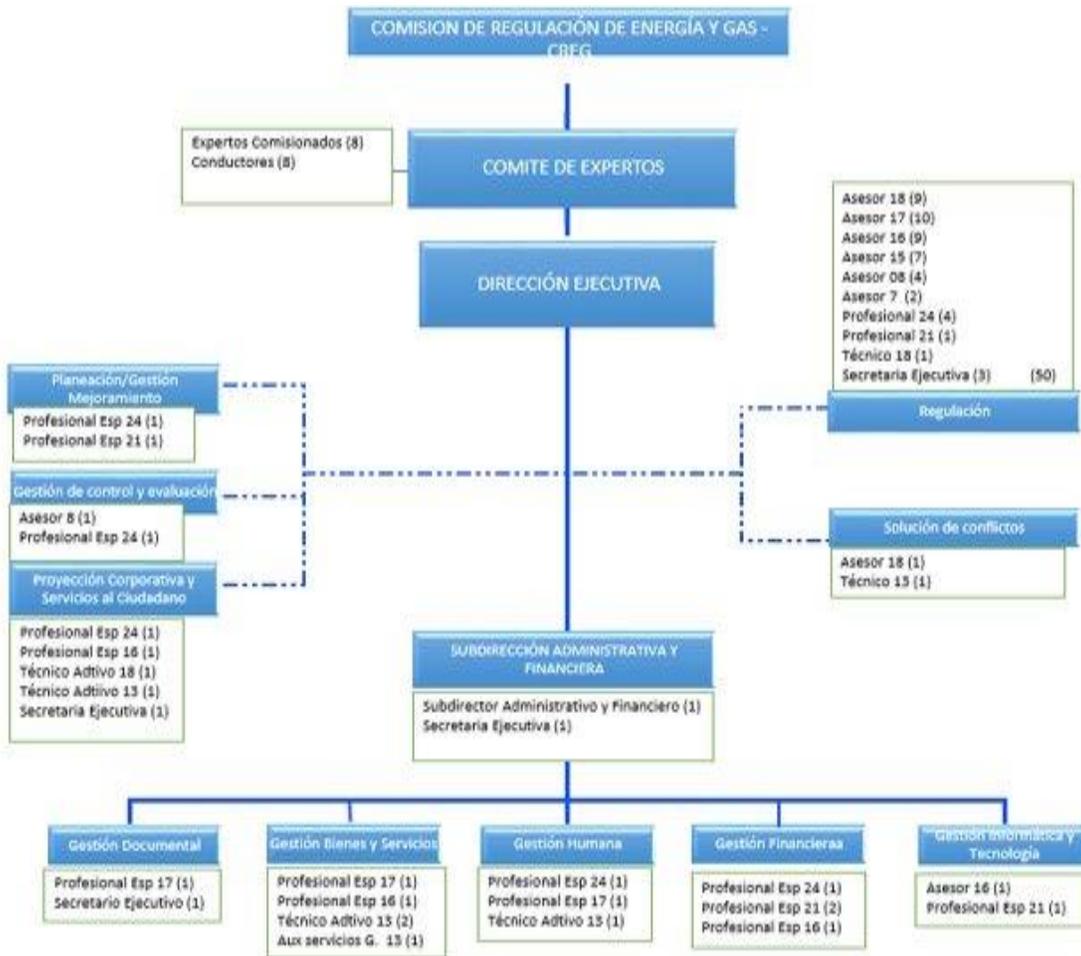
La Comisión manejará sus recursos presupuestales y operará a través del contrato de fiducia mercantil que celebrará el Ministerio de Minas y Energía con una entidad fiduciaria, el cual se someterá a las normas del derecho privado.

Estas disposiciones regirán, igualmente, los actos que se realicen en desarrollo del respectivo contrato de fiducia.

Los expertos tendrán la calidad que determine el Presidente de la República y devengarán la remuneración que él mismo determine.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expedirá su reglamento interno, que será aprobado por el Gobierno Nacional, en el cual se señalará el procedimiento para la designación del Director Ejecutivo de entre los expertos de dedicación exclusiva”

1.1 Organigrama



Fuente: Tomado de www.creg.gov.co

2. NORMATIVIDAD QUE LE APLICA

La normatividad vigente para la Comisión de Regulación de Energía y Gas es la siguiente:

Tipo de Norma	Nro.	Año	Epígrafe	Enlace web
Ley	2128	2021	Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.	https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_2128_2021.htm
Ley	2099	2021	Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.	https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_2099_2021.htm
Decreto	1260	2013	Por medio del cual se modifica la estructura de la CREG	https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decreto_1260_2013.htm
Decreto	4130	2011	Por medio del cual se reasignan unas funciones del Ministerio	https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decreto_4130_2011.htm?resaltar=Decreto+4130
Leyes	143	1994	Art 21. Creación Comisión de Regulación	https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0143_1994.htm?resaltar=ley+143
Leyes	142	1994	Régimen de servicios públicos	https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0142_1994.htm?resaltar=ley+142

3. REGLAMENTOS, MANUALES DE ORGANIZACIÓN, DE PROCEDIMIENTOS

Relacione los reglamentos, manuales de organización y de procedimientos vigentes.

3.1 Reglamento Interno de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Según la Resolución 039 de 2017 se establece el Reglamento Interno de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

3.1.1 Integración de la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, estará conformada por:

- a. Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá. Solo podrán delegar su participación en los viceministros.
- b. Ministro de Hacienda y Crédito Público. Solo podrán delegar su participación en los viceministros
- c. Director del Departamento Nacional de Planeación. Solo podrán delegar su participación en el Subdirector.
- d. Ocho (8) expertos Comisionados de dedicación exclusiva, por periodo de 4 años, designados por el Presidente de la República

El Superintendente de Servicios Públicos participará con voz y sin voto, solo podrá delegar su participación en el Superintendente delegado.

El Superintendente de Industria y Comercio podrá ser invitado para los temas que correspondan a combustibles líquidos.

Como asistentes podrán estar hasta máximo dos (2) asesores por cada integrante y el Secretario.

3.1.2 Funciones.

Determinadas en las leyes 142 y 143 de 1994; Decretos 4130 de 2011 y 1260 de 2013.

3.1.3 Sesiones de la Comisión

Serán convocadas por el Ministro de Minas y Energía y el Director Ejecutivo de la CREG. Pueden ser presenciales, semipresenciales y virtuales. Para el Quorum, se sesionará con 7 integrantes, entre ellos debe estar el Ministro de Minas y Energía o su delegado.

3.1.4 Decisiones.

Se adoptarán mediante resoluciones.

3.1.5 Comité de Expertos y Subcomités.

Está conformado por los ocho (8) expertos, de dedicación exclusiva. Se podrán organizar dos Subcomités, el de energía y gas y combustibles líquidos. Se sesionará con al menos cinco de sus miembros.

3.1.6 Sesiones del Comité y Subcomité

Pueden ser presenciales, semipresenciales y virtuales

3.1.7 Director Ejecutivo

El Comité de Expertos propondrá a la CREG la designación del Director Ejecutivo., el cual será uno de los Comisionados Expertos, de manera rotativa.

3.1.8 Presupuesto

Los recursos de la CREG, provendrá de la contribución especial del artículo 85 de la ley 142 de 1994 y 22 de la ley 143 de 1994.

3.1.9 Agenda Regulatoria

A más tardar el 31 de octubre la Comisión aprobara y publicara en su página web el proyecto agenda regulatoria anual.

3.1.10 Información a la Superintendencia de Industria y Comercio

El Director Ejecutivo informara a la Superintendencia de Industria y Comercio los actos administrativos de carácter general.

3.1.11 Publicidad de Proyectos de Regulación de carácter general

La Comisión publicará en su portal web con antelación a la fecha de su expedición no inferior a 30 días hábiles y 10 días hábiles para la recepción de observaciones, reparos o sugerencias.

3.1.12 Contenido mínimo de los proyectos de regulación de carácter general tarifarios

El documento debe señalar aspectos como el texto del proyecto de resolución; invitación explícita a los agentes, los usuarios, la Superintendencia de servicios públicos (para el caso de energía y gas combustible) y Superintendencia de Industria y Comercio (para el caso de combustible); identificación de la dependencia administrativa y de las personas a cargo y soporte técnico.

3.1.13 Consultas Públicas

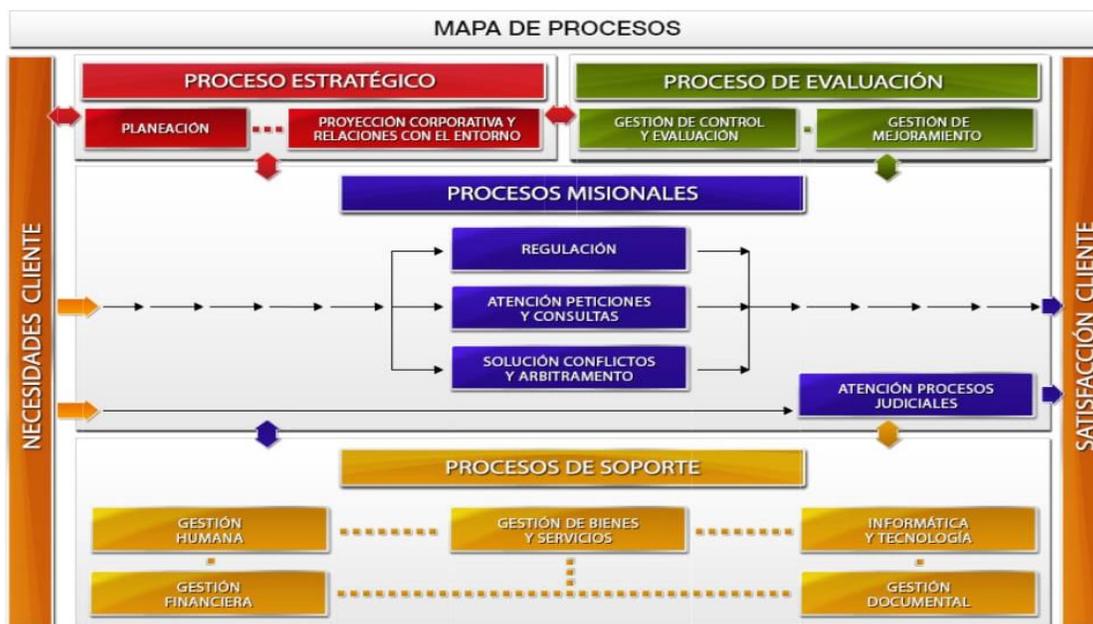
La Comisión organizara consultas públicas en distritos y municipios, durante un periodo que comience con la misma fecha en que se remita la información a los Gobernadores y termine dos meses después. Las Consultas públicas tendrán como propósito lograr la participación de los usuarios.

3.1.14 Carácter Particular

El Director Ejecutivo impulsara las actuaciones administrativas tendientes adoptar la información de carácter particular.

3.2 Procesos y Procedimientos

A continuación se señala el mapa de procesos de la organización:



Fuente: Tomado de www.creg.gov.co

En cuanto a los procedimientos y la respectiva caracterización se encuentra publicada en la página web de la entidad:

Procedimiento	Nombre	Link
a.	Atención de peticiones y consultas	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones
b.	Atención de procesos judiciales	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones
c.	Gestión de bienes y servicios	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones
d.	Gestión de control y evaluación	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones
e.	Gestión documental	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones
f.	Gestión financiera	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones
g.	Gestión humana	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones

h.	Gestión de mejoramiento	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones
i.	Informática y tecnología	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones
j.	Proyección corporativa y relaciones con el entorno	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones
k.	Planeación estratégica	https://www.creg.gov.co/transparencia-y-acceso-la-informacion-publica/ley-de-transparencia-anterior/3-estructura-organica-y-talento-humano/33-procesos-y-procedimientos/caracterizaciones/caracterizaciones

3.3 Manual de Funciones

Manual de Funciones y Competencias laborales para los empleos públicos de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG de conformidad con lo establecido en el Decreto 1785 de 2014.

4. INFORME DE LA ENTIDAD

La Comisión de Regulación de Energía y Gas desarrollo sus funciones dentro del marco jurídico aplicable y buscando siempre el bienestar los usuarios de los servicios públicos que regula mediante la expedición de las normas siguiendo los lineamientos de la metodología de impacto normativo y la eficiencia en la prestación de los servicios.

La regulación expedida por la entidad abarca los sectores de energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo y los combustibles líquidos y en su elaboración se desarrollaron y publicaron documentos de análisis, proyectos de resolución, resoluciones definitivas, así como los estudios contratados por la Comisión y que sirven de insumo en los análisis internos.

4.1 Resumen Ejecutivo

A continuación, se tratarán cada uno de los sectores, relacionando los avances en cada uno, los temas transversales a la prestación del servicio, así como las acciones adelantadas en el marco de la emergencia sanitaria por el Covid-19.

a. Sector de energía eléctrica

La prestación del servicio de energía eléctrica cubre el Sistema Interconectado Nacional, SIN, como las Zonas no Interconectadas, ZNI.

En la generación de energía en el SIN se tuvieron desarrollos importantes apoyando la transición energética, principalmente al adaptar y avanzar en la modernización del mercado mayorista de energía preparándolo para la incorporación de recursos de energía renovable no convencionales, en el aseguramiento de la energía para atender la demanda y las señales de expansión de las plantas de generación mediante el cargo por confiabilidad.

La modernización del mercado hacia un despacho vinculante y mercados intradiarios permitirá la incorporación de las fuentes de energía variable, para ello con el apoyo de diferentes consultorías, la CREG viene evaluando los cambios estructurales que requiere el sistema para una participación más amplia de las nuevas tecnologías, que se esperan a partir de la entrada de la línea colectora de la Guajira, sin que se causen traumatismos en la operación y en las transacciones con la energía aportada por dichas tecnologías.

Adicionalmente, estos cambios que se están estudiando permitirán aumentar la eficiencia del mercado, mejorar las señales económicas a los agentes, así como propiciar la participación de la demanda, y establecer las reglas para la participación de los nuevos agentes y el desarrollo de nuevos negocios, conforme la evolución que vive el sector eléctrico

En línea con lo anterior se han desarrollado múltiples estudios y actualmente se cuenta con un proyecto de resolución que fue aprobado por la CREG en el segundo semestre de 2021 para ser publicado para comentarios de los diferentes implicados y terceros interesados, el cual incluye las reglas de detalle para el mercado del día anterior, los mercados intradiarios y el mercado de servicios complementarios, además de que se cuenta con las modificaciones a las reglas actuales contenidas en el Código de Operación, el ajuste del Código Comercial y el ajuste de la regulación de las Transacciones Internacionales de Energía de corto plazo, entre otros.

En el corto plazo se adecuaron las normas y requisitos técnicos, para la participación de las plantas eólicas y solares en el Mercado de Energía Mayorista, expidiendo la Resolución CREG 060 de 2019, que contiene las reglas transitorias de carácter técnico, operativo y comerciales para la participación en el mercado diario de las nuevas tecnologías que se vienen vinculando al mercado eléctrico.

Por otro lado, con la expedición del Decreto 0570 de 2018, el Gobierno Nacional en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, se definieron los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica, como estrategia para diversificar el parque generador a través de la incorporación de plantas a partir de fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER).

En el marco de las tres subastas desarrolladas para la contratación de largo plazo, la Comisión ha definido condiciones de traslado de los contratos adjudicados, las condiciones de competencia aplicables a la subasta y las reglas aplicables a la garantía para la puesta en operación.

El Cargo por Confiabilidad (CxC) es el mecanismo regulatorio que asegura que el sistema eléctrico colombiano cuente con la energía suficiente para abastecer a la demanda en cualquier condición, en particular, en los períodos de baja hidrología, dada la alta participación de la generación hidráulica en la matriz de producción de energía.

Con la expedición de la Resolución CREG 104 de 2018 se convocó a una subasta del Cargo por Confiabilidad para el período 2022-2023, la cual invitaba a inversionistas interesados a desarrollar nuevos proyectos de generación.

La subasta se llevó a cabo en el mes de febrero de 2019. El precio de cierre de la subasta fue de 15.1 dólares (USD) por megavatio-hora (MWh), y fueron asignados con obligaciones de energía firme 15 proyectos nuevos y 6 especiales, los cuales suman 2.470 MW de capacidad a instalar.

Vale la pena destacar que, de la capacidad que se añadirá al parque de generación gracias a la subasta del Cargo por Confiabilidad, 1.398 MW corresponden a fuentes no convencionales, repartidos en 1.160 MW de plantas eólicas y 238 MW de plantas solares, con lo que además de garantizar el suministro, se logró diversificar la matriz energética, siendo que por primera vez se tuvo una amplia participación de nuevas tecnologías con fuentes no convencionales.

Es preciso mencionar que el precio de cierre de la subasta fue 11% menor al cargo por confiabilidad resultante de la subasta anterior (2011), y que rige actualmente (17.01 USD/MWh).

Adicionalmente, en el marco de este mecanismo se han realizado subastas de reconfiguración de compra, desarrollado la regulación para la verificación anual de la energía firme, estudios para la actualización de las metodologías de estimación de energía firme, ajustes al esquema de Demanda Desconectable Voluntaria y actuaciones administrativas conducentes a evaluar las discrepancias en los parámetros técnicos declarados, así como a declarar el incumplimiento de la puesta en operación de las plantas.

En cuanto a la actividad de transmisión de energía, se han expedido diferentes resoluciones de carácter general y se han aprobado los ingresos relacionados con proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional, STN, los adjudicados mediante convocatorias públicas y los ejecutados como ampliaciones.

La Comisión estuvo atenta al desarrollo de los procesos de libre competencia adelantados por la UPME para seleccionar inversionistas que van a ejecutar los proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional, STN. Durante el 2019 al 2022 se expidieron nueve

(9) resoluciones que hicieron oficiales los ingresos de convocatorias relacionadas con diferentes planes de expansión en el STN, también se actualizaron los cargos de transmisión por la puesta en operación de varios activos mediante el mecanismo de ampliaciones del STN, así como la base de activos con el propósito de registrar en el inventario las líneas que aparecieron al seccionar algunas de las existentes, para permitir la conexión de nuevas subestaciones en el STN.

En el caso de las resoluciones de carácter general, en el 2021 se expidió la nueva metodología de asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), para los agentes dedicados a la actividad de generación y los usuarios que se conectan a los diferentes niveles de tensión de este sistema con los objetivos de: centralizar y mantener actualizada la información del SIN para que esté disponible a los interesados en conectarse; unificar en lo posible los procedimientos de solicitud y asignación de capacidad de transporte; precisar las responsabilidades y los plazos de los diferentes agentes involucrados; y, sobre todo, propender porque las asignaciones de capacidad sean realmente utilizadas.

Dentro del proceso de definición de la nueva metodología de remuneración de la actividad, la Comisión contrató un estudio denominado “Actualización de los valores de las unidades constructivas de la actividad de transmisión” para la actualización de los valores de las unidades constructivas con base en las definidas en el estudio publicado en la Circular CREG 038 de 2014, y definir y valorar las unidades constructivas adicionales requeridas para homologar las que hoy están en operación, o en un futuro van a estarlo, en el Sistema de Transmisión Nacional, STN.

Los resultados de dicho estudio fueron publicados por esta Comisión y presentados por los consultores a fin de recibir de los agentes y terceros interesados, sus comentarios y observaciones.

En la elaboración de la nueva metodología, el estudio y los comentarios recibidos se tendrán en cuenta como un insumo para definir la remuneración eficiente de las inversiones realizadas por los trasmisores.

Por último, en la actividad de transmisión, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 40 de la Ley 2099 de 2021, la CREG publicó para consulta la Resolución CREG 206 de 2021, donde se propusieron modificaciones necesarias a la Resolución CREG 024 de 2013, con el fin de permitir la participación de los trasmisores nacionales en los procesos de convocatoria que se lleven a cabo para ejecutar proyectos necesarios en los Sistemas de Transmisión Regional que no sean realizados por el operador de red del respectivo sistema. La resolución final corresponde a la 101 009 de 2022.

La actividad de distribución de energía eléctrica corresponde a la infraestructura que lleva la energía desde puntos cercanos a los grandes centros de consumo a los hogares. Después de un etapa de consulta y análisis con el sector por más de 4 años, en el periodo 2019 – 2023 se aplicará la metodología de remuneración definida en la Resolución CREG 015 de 2018, esta introduce cambios importantes en la remuneración de las inversiones pasando a un modelo de inversiones depreciadas más un plan de inversión, la introducción de indicadores internacionales para medir la calidad en la prestación del servicio, la aplicación de planes de reducción de pérdidas de energía y el cambio del instrumento regulatorio de precio máximo a ingreso máximo.

La nueva metodología de remuneración busca que las empresas realicen mayores inversiones en el fortalecimiento y renovación de sus sistemas de distribución y que implementen procedimientos de gestión de activos que permitan que sus gastos sean más eficientes, lo anterior con el objetivo de mejorar la calidad del servicio y reducir las pérdidas de energía.

Durante el periodo 2019- 2023 las empresas deben desarrollar planes de inversión, los cuales deben ser de conocimiento de todos los usuarios e interesados, y anualmente deben publicar informes de ejecución de dichos planes, lo cual facilita las actividades de control social por parte de los usuarios y sus asociaciones.

De otra parte, se definen metas anuales de mejora anual de la calidad del servicio para cada empresa con el objetivo de alcanzar en el mediano plazo niveles de calidad comparables con las mejores empresas de la región.

Durante el 2019 al 2022 se aprobaron ingresos de distribución para todas las empresas de distribución, atendiendo todos los recursos de reposición interpuestos por estas. Adicionalmente, la Comisión ha ido resolviendo las solicitudes de modificación de los planes de inversión de acuerdo con la metodología prevista, así como elaborando las propuestas para la verificación de la ejecución de los planes de inversión y de la regulación de la calidad del servicio.

Por otro lado, el Plan Nacional de Desarrollo, Ley 1955 de 2019 y el Decreto 1645 del Gobierno Nacional establecen que la Comisión debe desarrollar un régimen tarifario especial para las actividades de distribución y comercialización de energía en la región Caribe considerando los lineamientos definidos en dichas normas.

En cumplimiento de lo anterior, el régimen transitorio especial quedó en firme mediante la Resolución CREG 010 de 2020 y los ingresos para las empresas que prestan el servicio en la región Caribe fueron determinados en las resoluciones CREG 024, 025, 078 y 079 de 2021.

La cuarta actividad en la prestación del servicio de energía es la comercialización, en este frente la comisión ha avanzado en la actualización de la metodología de remuneración por la atención de usuarios regulados. La Comisión expidió las bases metodológicas para la revisión a finales del 2019 y durante el 2021 realizó dos estudios para apoyar la formulación de la propuesta de regulación.

El primer estudio estuvo orientado a determinar las condiciones necesarias para la liberalización gradual del mercado de comercialización minorista, es decir, que el usuario pueda escoger el prestador del servicio y negociar su tarifa y a la revisión de la metodología de remuneración existente.

En el caso del segundo estudio se revisan los indicadores para evaluar la calidad en la atención de los usuarios y la información que debe ser suministrada a estos en un ambiente en competencia.

Con el objetivo de incentivar a los usuarios para que gestionen sus consumos de energía eléctrica y su factura del servicio, así como a los agentes del mercado para que utilicen la flexibilidad de consumo de los usuarios y alcanzar una operación más eficiente del sistema eléctrico, la comisión desarrollo dos estudios, el primero, con el objeto de identificar

estrategias para la implementación de tarifas horarias a los usuarios del servicio de energía y evaluar su impacto en los mercados de comercialización de energía y el segundo estudio enfocado a la revisión de la aplicación de líneas base de consumo, una herramienta utilizada para medir los ahorros de energía por parte de los usuarios que participan en los programas de respuesta de la demanda.

Adicionalmente, la comisión elaboró una hoja de ruta que define las líneas y programas de trabajo de los proyectos regulatorios de respuesta de la demanda, RD, los cuales permitirán enfocar los esfuerzos en el desarrollo de esquemas de RD de alto impacto en un horizonte multianual. El documento de análisis con la hoja de ruta de la RD fue publicado en el primer trimestre de 2022 mediante la Circular CREG 011 de 2022.

Un elemento habilitador de la respuesta de la demanda y de nuevos modelos de negocio en el sector es la Infraestructura de Medición Avanzada, en este tema la Comisión viene trabajando desde el año 2018 la propuesta para el despliegue de esta infraestructura de acuerdo con la política pública definida para este propósito por el gobierno nacional.

Es así como se han desarrollado cinco estudios de consultoría que han sido insumo para que en el mes de julio de 2020 se publicara el primer proyecto de regulación para establecer las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN y en el mes de diciembre se hizo público un segundo proyecto de regulación, una vez se analizó los comentarios recibidos al proyecto en consulta inicial.

Evaluado el impacto y en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 2099 de 2021, la Comisión ajustó la propuesta regulatoria aprobada y se adoptó mediante la Resolución CREG 101 001 de 2022.

El Costo Unitario de Prestación del Servicio de energía eléctrica con base en el cual se calculan las tarifas de energía eléctrica al usuario final puede cambiar frecuentemente debido al cambio de alguno de sus componentes. Dado que, ocasionalmente, estas variaciones pueden ser importantes, lo que afectaría en buena medida el valor de las facturas del servicio, se considera necesaria una norma que permita diferir, durante varios meses, lo que podría ser un impacto instantáneo.

Con base en este objetivo, mediante la Resolución CREG 192 de 2019, se publicó un proyecto de norma que busca disminuir las variaciones de las tarifas del servicio y mediante la Resolución CREG 012 de 2020 se establecieron las reglas definitivas.

La Resolución CREG 114 de 2018 estableció la posibilidad de que los interesados en promover e implementar mecanismos de transacción de energía a largo plazo a través de instrumentos de cobertura de precios y cantidades, podrían solicitar su evaluación y adopción de las reglas de traslado de precios a los usuarios finales. La Comisión ha avanzado en la evaluación de la propuesta conjunta presentada por DERIVEX S.A. y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia S.A., CRCC, se dio continuidad al proceso de evaluación para el mecanismo de comercialización de energía “Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos” y en el desarrollo del mecanismo de traslado de precios de las transacciones que realicen los comercializadores a través del mecanismo propuesto.

Algunos otros temas en que la Comisión ha avanzado son la actualización de las reglas aplicables a la autogeneración a pequeña escala y generación distribuida, en la

metodología de remuneración de los costos de alumbrado público, las cuales ya cuentan con reglas definitivas, en la actualización de la Metodología de remuneración por los servicios del Centro Nacional de Despacho, Sistema de Intercambios Comerciales y el Liquidador y Administrador de Cuentas, la cual ya tiene un proyecto publicado de resolución.

En cuanto a las Zonas no Interconectadas, la Comisión continúa avanzando en una nueva propuesta metodológica para la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización, y definición del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, para lo cual ha desarrollado dos estudios de consultoría.

Adicionalmente, en el 2021 se adoptaron las reglas especiales para el registro de las fronteras comerciales de mercados de ZNI que se conectan al Sistema Interconectado Nacional, SIN. El objetivo de la norma fue flexibilizar las condiciones de registro de estas fronteras en el caso de los mercados que se van a constituir como nuevos mercados del SIN para viabilizar dicho registro.

De igual manera, se adoptó una medida transitoria definiendo una regla para el cálculo de la tarifa del servicio de energía a los usuarios finales de ZNI cuyos mercados se conectan al SIN. La regla es transitoria en tanto que aplica hasta tanto se adopten las medidas complementarias que se requieren para que sean aplicables las resoluciones 015 de 2018 y 180 de 2014 que definen las metodologías para el cálculo de los componentes de distribución y comercialización que se pueden trasladar a las tarifas de los usuarios finales.

Por último, los temas prioritarios que deben ser abordados en el en el corto plazo son:

- Incremento en las tarifas de energía eléctrica: como consecuencia de las medidas tomadas para enfrentar el COVID, (pago diferido de facturas y aplicación de una opción tarifaria), los efectos del COVID en los precios, que conllevan un incremento en los índices de precios con los cuales se actualiza el costo del servicio de energía eléctrica, se prevén alzas importantes en las tarifas en algunas regiones del País. Por lo anterior, se deben tomar medidas para mitigar el impacto y estabilizar el costo de prestación del servicio.
- Modernización del mercado de energía Mayorista: como ya hemos indicado el objetivo de dicho macroproyecto es actualizar el funcionamiento del mercado eléctrico con los nuevos desarrollos tecnológicos y esquemas transaccionales, y así ampliar el rango de servicios y agentes que pueden transar, de tal forma que se logre una mejor formación del precio de la energía y se cuente con más productos para la operación segura y confiable del sistema.
- Actualización de metodología de remuneración de la actividad de transmisión y su expansión: En la nueva metodología se analizarán temas relacionados con el sistema de gestión de activos con el fin de determinar el estado real de la red y las necesidades de expansión o reposición. Además, se ajustarán las exigencias en la calidad del servicio, la forma de valorar los activos existentes y futuros, y el reconocimiento de gastos eficientes. En cuanto al tema de la expansión, se propondrán ajustes a los mecanismos existentes que hoy permiten la competencia en el desarrollo de los proyectos.
- Despliegue de infraestructura de medición avanzada: La infraestructura de medición avanzada es el sistema mediante el cual se obtienen las lecturas de los consumos

de los usuarios, entre otras muchas señales, con el fin de mejorar en la operación del sistema, reducir costos de comercialización, reducir pérdidas de energía, mejorar la calidad del servicio y, tal vez una de las más relevantes, habilitar los servicios de respuesta de la demanda para convertir al usuario en protagonista del servicio profundizando en la comercialización del servicio y en la instalación de recursos distribuidos.

Para ello, se debe consolidar el despliegue de la infraestructura de medición avanzada, expidiendo la normatividad relacionada y que permita armonizar dicho despliegue con el sistema actual.

b. Sector de gas natural

En cuanto a la comercialización mayorista de gas natural, mediante la Resolución CREG 185 de 2020, la CREG emitió en forma definitiva las disposiciones en materia de la comercialización de la capacidad de transporte en los mercados primario y secundario del transporte de gas natural.

Adicionalmente, tal como se anunció en la Resolución CREG 185 de 2020, mediante la Resolución CREG 001 de 2021, la CREG emitió en forma definitiva las disposiciones que rigen, y cómo es el mecanismo de asignación de capacidad cuando se presenta congestión contractual.

Por otro lado, en el reglamento de la comercialización del gas se definen los tipos de contratos que se pueden transar en el mercado mayorista de gas natural y los mecanismos para realizar las transacciones cada año, según cronograma que establezca la CREG. El mercado mayorista incluye el mercado primario y el secundario.

Mediante la circular CREG 031 de 2021 se publicó el documento D-049 de 29021 en el cual se presenta un análisis de la comercialización mayorista de suministro de gas natural identificando sus antecedentes, objetivos propuestos, las problemáticas que actualmente se enfrentan, la identificación de las causas que las originan. Asimismo, se incluyeron alternativas posibles de evolución regulatoria que permitan aumentar la eficacia de los mecanismos de comercialización y de las modalidades contractuales que son utilizados en el Mercado Mayorista de gas natural en Colombia, tanto para el gas producido localmente como para el gas importado.

A partir de lo anterior, se desarrollaron los análisis y la propuesta de la resolución mediante la cual se publicará para comentarios los ajustes al mercado mayorista de gas natural, particularmente del mercado primario, para lo cual la Comisión aprobó en diciembre la publicación de la Resolución 226 de 2021. En dicha propuesta se incorporan ajustes al mercado primario de gas natural relativos, entre otros aspectos, a las modalidades contractuales de suministro, las condiciones de negociación de los contratos de suministro (duración, cantidades, inicio de ejecución de los contratos y otros más), los mecanismos y procedimientos de comercialización de nuevas fuentes o modos de suministro del gas natural, el nuevo esquema de aseguramiento de contratación de gas con garantía de firmeza para la Demanda Esencial.

Como parte del diseño del mercado mayorista de gas natural, la CREG seleccionó, mediante un proceso abierto y competitivo establecido iniciado en el año 2019, a la Bolsa

Mercantil de Colombia S.A. como gestor de los servicios de información y de los mecanismos de comercialización de suministro y transporte de gas natural, que se ofrecerán desde enero de 2021 y por un período de por lo menos cinco (5) años. Como se dijo, dicha decisión se tomó a partir de un proceso de selección competitivo que permitió, no solo revisar los criterios de experiencia y de capacidad financiera de los proponentes, sino también establecer criterios en términos de calidad de los servicios a ofrecer para ese período de cinco años.

Durante los años 2019, 2020 y 2021 se realizaron los análisis y estudios que condujeron a que Mediante la Resolución CREG 175 de 2021 la Comisión expidió la nueva metodología de transporte de gas. Esta resolución derogó la metodología contenida en la Resolución CREG 126 de 2010.

La mencionada resolución rige por 5 años a partir de su expedición. En 2022 en el cronograma de aplicación deberán actualizarse los cargos con los valores de las inversiones, los gastos de AOM eficientes y las demandas.

Por otra parte, en 2021 la CREG contrató un estudio con la firma The Brattle Group con el fin de iniciar los análisis sobre cómo podría ser el nuevo modelo de transporte de gas cuando termine el periodo tarifario que se inició con la Resolución CREG 175 de 2021. Los resultados del mencionado estudio se hicieron públicos con las circulares CREG 101 de 2021 y 002 de 2022.

La expansión del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural se realiza, entre otros, a partir del Plan de Abastecimiento de Gas, elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, y adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. Para estos proyectos de expansión, principalmente los que se desarrollen a través de los mecanismos de selección de inversionistas desarrollados por la UPME, se requieren algunos ajustes a la regulación definida, tanto para los procesos de selección, como para la administración de los recursos con los cuales se va a remunerar a los inversionistas que sean seleccionados para desarrollar dichos proyectos.

En 2021, mediante la Resolución CREG 127 de 2021 la CREG hizo varios ajustes a la Resolución CREG 107 de 2017. Esta disposición contiene los procedimientos que se deben seguir para ejecutar los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural. Por otra parte, mediante la Resolución CREG 128 de 2021 la CREG hizo varios ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017. Esta disposición contiene la regulación para la selección del adjudicatario del proyecto de la planta de regasificación del Pacífico y del tubo Buenaventura – Yumbo.

Los anteriores actos administrativos se desarrollaron en línea con las disposiciones que el MME adoptó con la Resolución 40304 de 2020.

En la distribución de gas natural, la Comisión ha avanzado en la aprobación de cargos de distribución para mercados existentes y nuevos, el caso de los existentes, la comisión estableció los procedimientos de solicitud y verificación de la información, se encuentra analizando las solicitudes de aprobación de cargos para 137 mercados de 47 empresas distribuidoras.

En el caso de mercados nuevos, durante el 2019 se atendieron 19 solicitudes tarifarias para mercados nuevos, que conllevaron a la expedición de 37 resoluciones mediante las cuales

se aprobaron 18 cargos de distribución y 19 cargos de comercialización de gas combustible por redes de tubería para 11 municipios y 80 centros poblados, beneficiando a 32.044 usuarios.

En el 2020, se atendieron 29 solicitudes tarifarias para mercados nuevos, que conllevaron a la expedición de 58 resoluciones mediante las cuales se aprobaron 29 cargos de distribución y 29 cargos de comercialización de gas combustible por redes de tubería para 37 municipios y 45 centros poblados, beneficiando a 46.688 usuarios.

Durante el año 2021 se atendieron 32 solicitudes tarifarias para mercados nuevos, que conllevaron a la expedición de las resoluciones CREG 043 a 058, 062 a 067, 088 a 091, 112 a 121, 124, 125, 152 a 163, 181 a 184, 190 a 197, 216 y 217 de 2021, mediante las cuales se aprobaron 32 cargos de distribución y 32 cargos de comercialización de gas combustible por redes de tubería para 32 municipios y 150 centros poblados, beneficiando a 99.242 usuarios.

Actualmente están en trámite 21 solicitudes tarifarias de aprobación de cargos de distribución y comercialización para mercados nuevos.

En cuanto la comercialización de gas natural, la comisión ha expedido la resolución de consulta para actualizar la metodología de remuneración de la actividad, incorporando nuevos elementos en el análisis mediante las resoluciones 220 de 2020, 147 y 235 de 2021.

Por otro lado, las fórmulas tarifarias que utilizan actualmente los comercializadores que atienden usuarios del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería para determinar los costos de prestación del servicio están definidas en la Resolución CREG 137 de 2013.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años y vencido este periodo, continúan rigiendo mientras la Comisión no fije unas nuevas. El periodo de cinco años de la Resolución CREG 137 de 2013 finalizó y en ese sentido le corresponde a la CREG la adopción de unas nuevas fórmulas.

En el segundo trimestre del año 2019 la CREG publicó las bases sobre las cuales se realizarán los estudios para establecer la nueva fórmula tarifaria que se aplicará para el siguiente periodo tarifario. Luego de los estudios respectivos se aprobó para comentarios el proyecto de resolución de carácter general: "Por la cual se establecen las fórmulas tarifarias generales que deberán aplicar los comercializadores que atienden usuarios regulados para establecer los costos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural por redes de tubería" (Resolución CREG 227 de 2021).

Por último, los temas prioritarios que deben ser abordados en el en el corto plazo son:

- Aprobación de cargostarifas: Aprobar cargos tarifarios conforme a las metodologías tarifarias para el transporte de gas para todo el Sistema Nacional de Transporte-SNT, de las tarifas de distribución por redes para 143 solicitudes presentadas por las empresas, así como iniciar el proceso de aprobación de las tarifas de comercialización a usuarios regulados para 150 mercados de distribución.

- Si bien este es un tema de trámite, a la CREG le corresponde dar aplicación a las metodologías expedidas y culminar el proceso de ajuste a la regulación vigente y aplicable al proyecto de regasificación del pacífico sobre Infraestructura de importación de gas del Pacífico

A partir de las disposiciones del Decreto 2345 de 2015 el MME, a través de la Resolución 40304 de 2020, ordenó la puesta en operación comercial de unos proyectos que son parte de los planes de abastecimiento de gas natural.

En los proyectos ordenados en la mencionada resolución, el proyecto denominado “infraestructura de importación de gas del Pacífico” tiene una relevancia especial en el sector porque permitiría importar gas y complementar el faltante de gas natural que pudiere presentarse en el país. Este es un tema prioritario en la agenda energética del sector.

Por supuesto es importante señalar que en la agenda todos los proyectos que se ordenaron deben implementarse para cumplir con los criterios de confiabilidad y seguridad de abastecimiento del Decreto 2345.

- Comercialización en el mercado mayorista: En suministro, concretamente en la comercialización de la molécula de gas en el mercado mayorista, se han identificado unos ajustes a las disposiciones vigentes (el proyecto está en la Resolución CREG 226 de 2021). La Comisión está en el proceso de análisis de los comentarios y en el segundo semestre de 2022 o primer semestre de 2023 la Comisión debería determinar cuáles son los ajustes.

En transporte de gas, en el nuevo gobierno deberán continuarse con los análisis para cambiar o ajustar el modelo de transporte vigente. En cinco años se prevé una red de transporte más robusta y resulta relevante cambiar o ajustar el actual modelo de transporte para que el sector sea más eficiente. Culminar el proceso de reforma del Mercado Mayorista de gas para incentivar la colocación de gas de nuevas fuentes de suministro y buscar un mayor aseguramiento de la Demanda Esencial en el corto plazo.

- Aprobación de cargos: Aprobar cargos tarifarios conforme a las metodologías tarifarias. Si bien este es un tema de trámite, a la CREG le corresponde dar aplicación a las metodologías expedidas.

c. Sector Gas Licuado de petróleo, GLP

En la comercialización mayorista de GLP, la comisión definió las condiciones y el esquema de comercialización para el GLP proveniente del proceso de comisionamiento de la planta de estabilización de condensados de Cupiagua, bajo el cual se ofrecieron y asignaron alrededor de 62 millones de kilogramos durante el segundo semestre del 2019.

Adicionalmente, publicó mediante circular el listado de municipios que conforman las zonas de influencia para las Ofertas Públicas de Cantidades (OPC), que cubren los periodos comprendidos entre julio - diciembre de 2019, enero – junio de 2020, entre julio a diciembre de 2020, enero a junio de 2021 y julio y diciembre de 2021.

Una de las componentes dentro de la tarifa del gas licuado de petróleo (GLP) es el precio de suministro, mediante el cual se remunera la actividad de comercialización mayorista dentro de la cadena. Teniendo en cuenta la necesidad de actualizar la regulación establecida actualmente para los precios de suministro de comercializador mayorista al

distribuidor, y teniendo en cuenta tanto los estudios realizados por la Comisión en años anteriores como comunicaciones de los agentes en torno a sugerencias sobre la regulación actual, se publicó en el año 2021 para consulta un proyecto de resolución con la actualización de la regulación de precios de suministro del GLP de comercializadores mayoristas a distribuidores.

En el mes de mayo del año 2021 se realizaron audiencias de socialización de la propuesta anterior. Actualmente la Comisión se encuentra analizando los comentarios recibidos.

Durante el año 2021, en el marco del alza de los precios internacionales del GLP, se realizaron junto con el Ministerio de Minas y Energía dos mesas de trabajo con el sector de GLP para analizar la coyuntura de precios internacionales y el impacto en el mercado nacional.

Producto de lo discutido en estas mesas y de los análisis realizados por la Comisión se definió una opción tarifaria para el suministro de GLP, para facilitar la gestión de la coyuntura de precios de suministro, la cual fue publicada primero como consulta para comentarios y finalmente la resolución definitiva.

Dentro de los parámetros de conducta y la participación de los agentes en las actividades de comercialización mayorista y distribución de GLP, se estableció la capacidad de compra como un mecanismo dentro del proceso de adquisición del producto, el cual se da en función del nivel de activos (cilindros y tanques estacionarios), conforme a los reportes realizados al Sistema Único de Información (SUI), y de la capacidad de envasado del distribuidor.

Las capacidades de compra se han definido para el segundo semestre de 2019 y al primer semestre de 2020, así como para el primer y segundo semestre del año 2021, lo anterior, en función de su nivel de inversiones en cilindros y tanques estacionarios.

Adicionalmente, en el 2019, se complementó la propuesta de código de medida de GLP además de la distribución a granel, abordando la distribución por redes, dentro de las actividades se recolectó información de equipos de medición mediante la Circular CREG 085 de 2019 y se continuó trabajando en una propuesta unificada de código para propuesta de los agentes.

Durante el año 2020 se realizó la publicación de la Resolución CREG 113, mediante la cual se presentó la propuesta de Código de Medida de Gas Licuado de Petróleo, GLP. A partir de esta propuesta, se llevó a cabo el análisis de los comentarios que se recibieron, se hizo un taller para profundizar sobre dichos comentarios con los agentes que los presentaron, y se surtieron las etapas de aprobación de la versión definitiva del código de medida.

En cuanto a la Metodología de distribución y comercialización minorista de GLP en San Andrés y Santa Catalina, en diciembre del año 2019 se expidió para consulta la Resolución CREG 133, que dispone la nueva metodología para remunerar las actividades de distribución y comercialización minorista de GLP en el mercado del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, la cual queda en firme mediante la Resolución CREG 236 de 2020. Con esto se inicia el proceso de aprobación de los nuevos cargos de distribución y comercialización de GLP para el archipiélago, a partir de la información que presenten los interesados en prestar el servicio en dicho mercado, en cumplimiento de lo establecido en esta nueva metodología.

Durante el año 2021 la Comisión inició la actuación administrativa particular para la definición de los cargos de Distribución y Comercialización Minorista en aplicación de la Resolución CREG 236 de 2020. Para la remuneración de las inversiones en la actividad de distribución de GLP en el archipiélago, la Comisión dispuso los parámetros para la estimación de la tasa de descuento de la actividad de distribución de GLP en el mercado del archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, así mismo estableció la tasa de descuento respectiva mediante la Resolución CREG 104 de 2021.

Por último, los temas prioritarios que deben ser abordados en el en el corto plazo son:

- Armonizar desde la regulación económica, la cadena de valor del GLP: El mercado se complejiza, pero a la vez encuentra múltiples opciones de uso como AutoGLP, NautiGLP, Generación de EE, Gas combustible para montacargas, los cuales potencializan los negocios y el desarrollo de esquemas para la atención de usuarios.
- Análisis del desarrollo de las actividades de AutoGLP y NautiGLP: Desarrollar e implementar del marco regulatorio requerido para el desarrollo de las actividades de AutoGLP y NautiGLP dentro de la cadena de GLP.
- Análisis de conductas y condiciones de competencia en los agentes de la cadena de GLP: Revisión de las conductas de los comercializadores mayoristas, distribuidores y comercializadores minoristas en el desarrollo de la sana competencia y cumplimiento de las reglas del mercado.

d. Sector combustibles líquidos

Durante 2019 se agotó el proceso de consulta pública y análisis de comentarios del proyecto regulatorio publicado mediante Resolución CREG 120 de 2018. En dicha resolución y su correspondiente documento de soporte (089-2018), la CREG propuso un conjunto de reglas aplicables a la relación comercial que se presenta entre distribuidores mayoristas y distribuidores minoristas de combustibles líquidos que deben cumplir la obligación de tener abanderamiento exclusivo, con el propósito de promover la libre competencia en estos eslabones de la cadena de valor.

Después de agotar el correspondiente trámite de abogacía exigido ante la Superintendencia de Industria y Comercio, En marzo de 2020, mediante Resolución CREG 024 de 2020 y su documento soporte (013-2020), fue expedida la versión definitiva de este proyecto regulatorio. Allí se establecieron condiciones mínimas respecto del contenido de los acuerdos comerciales que se pactan entre distribuidores mayoristas y minoristas de combustibles líquidos, se expidieron instrucciones para la publicación de información que resulta necesaria para la toma de decisiones por parte de quienes participan en estas actividades, y se prohibió la inclusión de condiciones que resultan contrarias a la libre competencia, como la restricción de la independencia por parte del minorista, barreras injustificadas para la terminación de la relación comercial, entre otras.

Con estas medidas se busca corregir una falla estructural característica de este tipo de relaciones comerciales, donde la asimetría en el poder de negociación entre las partes da lugar al establecimiento de condiciones comerciales que tienen por objeto o como efecto restringir la libre competencia a lo largo de la cadena de distribución.

Conforme lo señalado en el Artículo 35 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo), los ministerios de Minas y Energía, y Hacienda y Crédito Público, son los responsables de establecer las tarifas a los diferentes agentes de la cadena de producción y distribución de combustibles líquidos (gasolina y diésel), y dicha función podrá ser delegada en la CREG.

Durante el año 2020 se trabajó en conjunto con estos ministerios en los términos para la delegación de funciones a la CREG, y en forma paralela, se avanzó en el análisis de los temas relacionados con dicha delegación, que se espera se concrete en los primeros meses de 2021.

En el 2021 se desarrollaron las actividades del procedimiento regulatorio establecido para la expedición del reglamento de transporte por poliductos - RTP.

En cuanto a las Metodologías para la remuneración de las actividades del servicio de combustibles líquidos, mediante la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40193 del 21 de junio de 2021 se delegaron ciertas funciones de regulación del sector de combustibles líquidos en la Comisión relacionadas con las tarifas y márgenes asociados a la remuneración de la cadena de transporte, logística, comercialización y distribución de los combustibles líquidos y biocombustibles.

Por último, los temas prioritarios que deben ser abordados en el en el corto plazo son:

- Elección del administrador de operaciones de la cadena de distribución de combustibles líquidos – AOCL: En 2022 el Ministerio de Minas y Energía (MME), ha sometido a consulta una serie de lineamientos de política pública respecto de la “planeación y coordinación de la operación de la Cadena de distribución de Combustibles Líquidos y se adoptan otras disposiciones”.

En línea con tal iniciativa y como resultado de una serie de mesas de trabajo realizadas entre el MME y la CREG, desde mayo de 2022 esta Comisión se encuentra desarrollando un proyecto regulatorio encaminado a establecer las reglas aplicables para el desarrollo y ejecución de un proceso abierto y competitivo por medio del cual se debe seleccionar al Administrador de las Operaciones de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos (AOCL).

Con esta iniciativa regulatoria se busca que la selección de quien se encargará de la planeación, coordinación y optimización de la operación diaria de la cadena de distribución de combustibles líquidos en Colombia, obedezca a criterios de transparencia, neutralidad y eficiencia.

Este proyecto regulatorio está ligado a la expedición del decreto reglamentario por parte del MME, que establezca los lineamientos definitivos de política pública aplicables al AOCL y que deberá tener en cuenta la CREG para la definición de las reglas aplicables al proceso de selección descrito en los párrafos anteriores.

- Determinación de los márgenes de remuneración para las actividades de distribución mayorista y distribución minorista de combustibles líquidos: En desarrollo de las funciones delegadas conjuntamente por los ministerios de Hacienda y Crédito Público y de Minas y Energía a la CREG (Resolución 40193 de 2021) y como resultado de las reuniones de empalme adelantadas durante el segundo semestre de 2021, durante 2022

esta Comisión ha trabajado en una serie de proyectos regulatorios (4 en total) asociados a la remuneración de las actividades de distribución mayorista y distribución minorista de combustibles líquidos.

Estos proyectos están encaminados, de una parte, a establecer el régimen regulatorio aplicable a cada una de estas actividades (libertad regulada o libertad vigilada) de acuerdo con los resultados del análisis de competencia en cada caso. De otra parte, la Comisión determinará el valor del margen correspondiente a cada una de las actividades en mención (distribución mayorista y distribución minorista de combustibles líquidos).

- Metodología de remuneración de la actividad de transporte: La metodología de remuneración de transporte de combustibles líquidos por poliducto establece los criterios para definir la tarifa que será transferida a los usuarios de este servicio y que remunera los costos de inversión y gastos de AOM en que incurre el transportador por poliducto en desarrollo de su actividad.

Así mismo, como parte de la metodología se establecen los lineamientos para remunerar los proyectos del plan de continuidad o el plan de expansión de la red de poliductos y la infraestructura de almacenamiento

e. Emergencia sanitaria Covid-19

El año 2020 fue completamente atípico, no solamente en temas económicos, si no en muchos aspectos de la vida, a causa de la emergencia sanitaria por la pandemia declarada a nivel mundial ante la aparición del virus que se ha denominado COVID-19.

Como parte de las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional para afrontar dicha emergencia sanitaria, y las consecuencias económicas sobre la población, se facultó a la CREG para adoptar medidas especiales en materia de servicios públicos domiciliarios, adicionales a las facultades ya otorgadas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y demás normas que establecen las funciones y competencias de la Comisión.

En respuesta a las necesidades, tanto de los usuarios de los diferentes servicios públicos que la Comisión regula, como de las empresas prestadoras de dichos servicios, se tomaron múltiples medidas regulatorias, para, de un lado, permitir a los usuarios seguir contando con los servicios públicos a precios competitivos, durante el aislamiento obligatorio decretado por el Gobierno Nacional, y de otro, asegurar la sostenibilidad de las empresas de los diferentes sectores regulados, de manera que no se comprometa en forma grave la prestación del servicio en el mediano y largo plazo.

Es por esto que la Comisión adoptó medidas transitorias, tanto en materia de tarifas a los usuarios finales, como de las reglas de los mercados mayoristas de los diferentes servicios públicos, para garantizar la prestación de los servicios y la sostenibilidad de dicha prestación en el mediano plazo.

A continuación, se desarrollará de forma detallada las acciones realizadas por la Comisión en cada uno de los sectores que regula, junto a los temas transversales y la gestión en el marco de la emergencia sanitaria.

4.2 Sector de energía eléctrica

La prestación del servicio de energía eléctrica cubre el Sistema Interconectado Nacional, SIN, como las Zonas no Interconectadas.

En la producción de energía se tuvieron desarrollos importantes garantizando la transición energética, principalmente al adaptar y modernizar el mercado mayorista de energía para la incorporación recursos de energía renovable no convencionales, en el aseguramiento de la energía para atender la demanda y las señales de expansión de las plantas de generación mediante el cargo por confiabilidad.

La modernización del mercado hacia un despacho vinculante y mercados intradiarios permitirá la incorporación de las fuentes de energía variable, para ello con el apoyo de diferentes consultorías (código de redes, despacho vinculante e intradiario, servicios complementarios e indicadores de penetración de generación distribuida), la CREG viene evaluando los cambios estructurales que requiere el sistema para una participación más amplia de las nuevas tecnologías, que se espera a partir de la entrada de la línea colectora de la Guajira, sin que se causen traumatismos en la operación y transacciones con la energía aportada por dichas tecnologías.

Adicionalmente, estos cambios que se están estudiando permitirán aumentar la eficiencia del mercado, mejorar las señales económicas a los agentes, así como propiciar la participación de la demanda, y establecer las reglas para la participación de los nuevos agentes y el desarrollo de nuevos negocios, conforme la evolución que vive el sector eléctrico

En línea con lo anterior se han desarrollado múltiples estudios y actualmente se cuenta con un proyecto de resolución (Resolución CREG 143 de 2021) que fue aprobado por la CREG en el segundo semestre de 2021 para ser publicado para comentarios de los diferentes implicados y terceros interesados, el cual incluye las reglas de detalle para el mercado del día anterior, los mercados intradiarios y el mercado de servicios complementarios, además de que se cuenta con las modificaciones a las reglas actuales contenidas en el Código de Operación (Resolución CREG 025 de 1994), el ajuste del Código Comercial y el ajuste de la regulación de las Transacciones Internacionales de Energía de corto plazo, entre otros.

Dando cumplimiento a las leyes 142 y 143 de 1994, la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG-1, durante la vigencia 2021, adelanto una serie de acciones puntuales, relacionadas con el sector de Energía Eléctrica, que se describen a continuación.

A continuación, se relacionan para cada una de las actividades de la cadena de prestación del servicio los principales temas desarrollados en los últimos 4 años.

4.2.1 Generación

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) avanzó en cambios importantes hacia la transición energética, principalmente al adaptar y modernizar el mercado mayorista de energía para la incorporación recursos de energía renovable no convencionales, en el aseguramiento de la energía para atender la demanda y las señales de expansión mediante el cargo por confiabilidad.

4.2.1.1 Mercado de Mayorista de Energía

4.2.1.1.1 Código de operación

El mercado eléctrico colombiano de corto plazo se rige principalmente por el código de redes, compuesto por los códigos de planeación, conexión, operación y medida, incluidos en la Resolución CREG 025, y por el código de comercial, Resolución CREG 024, que datan del año 1995, en donde, para dicha época, las tecnologías de generación predominantes eran las plantas hidráulicas y las plantas térmicas.

Con la instalación de las plantas de generación con recursos renovables, tales como plantas eólicas y solares, se impone un nuevo reto al sector, en particular porque estos recursos tienen una producción cambiante o variable en el tiempo y, a diferencia de las demás tecnologías, se fundamentan en la electrónica de potencia para la entrega de energía al sistema, en las condiciones que se requieren para participar en un sistema interconectado.

Por lo anterior, la CREG viene trabajando en dos (2) frentes: el primero de corto plazo, en donde se propuso ajustar las reglas vigentes de tal forma sea viable conectar plantas eólicas y solares, y se le dé viabilidad a las plantas que se vienen construyendo. El segundo frente de trabajo es de mediano plazo, en el que se contempla la modernización del mercado spot y el despacho diario.

En cumplimiento del primer frente de trabajo, que tuvo como objetivo permitir la participación de las plantas eólicas y solares en el Mercado de Energía Mayorista, se expidió la Resolución CREG 060 de 2019¹, que contiene las reglas transitorias de carácter técnico, operativo y comerciales para la participación en el mercado diario de las nuevas tecnologías que se vienen vinculando al mercado eléctrico.

Los desarrollos en el segundo frente serán tratados en el siguiente numeral.

4.2.1.1.2 Modernización del mercado

En este sentido, con el apoyo de diferentes consultorías (código de redes, despacho vinculante e intradiario, servicios complementarios e indicadores de penetración de generación distribuida), la CREG viene evaluando los cambios estructurales que requiere el sistema para una participación más amplia de las nuevas tecnologías, que se espera a partir de la entrada de la línea colectora de la Guajira, sin que se causen traumatismos en la operación y transacciones con la energía aportada por dichas tecnologías.

Adicionalmente, estos cambios que se están estudiando permitirán aumentar la eficiencia del mercado, mejorar las señales económicas a los agentes, así como propiciar la participación de la demanda, y establecer las reglas para la participación de los nuevos agentes y el desarrollo de nuevos negocios, conforme la evolución que vive el sector eléctrico

En este sentido, en el año 2018 se realizaron dos estudios de consultoría que buscaron identificar los cambios que requiere el mercado para permitir la participación de generación variable, flexibilización para nuevos productos y participación de nuevos agentes: i) consultoría para el análisis de los servicios complementarios para el sistema interconectado nacional (SIN). Informe final publicado mediante circular CREG 008 de 2019, y ii) estudio para la modernización del despacho vinculante y el mercado spot de energía eléctrica – despacho vinculante y mercados intradiarios. Informe final publicado mediante circular CREG 005 de 2019.

¹ Modificado por las resoluciones CREG 145 de 2019 y 136 de 2020

En el 2019 se adelantó la integración y simulación de las reglas operativas y de liquidación propuestas en los estudios de servicios complementarios y despacho vinculante y mercados intradiarios.

Con base en los estudios anteriores, la CREG, con sus asesores y expertos, realizó el estudio de las reglas de detalle para el mercado del día anterior, los mercados intradiarios y el mercado de servicios complementarios, todo ello, teniendo en cuenta las modificaciones al Reglamento de Operación, en particular el Código de Operación (anexo de la Resolución CREG 025 de 1994) y el Código Comercial (Resolución CREG 024 de 1994).

El proyecto de resolución (Resolución CREG 143 de 2021) que fue aprobado por la CREG en el segundo semestre de 2021 para ser publicado para comentarios de los diferentes implicados y terceros interesados, tiene incluida las reglas de detalle para el mercado del día anterior, los mercados intradiarios y el mercado de servicios complementarios, además de que se cuenta con las modificaciones a las reglas actuales contenidas en el Código de Operación (Resolución CREG 025 de 1994), el ajuste del Código Comercial y el ajuste de la regulación de las Transacciones Internacionales de Energía de corto plazo, entre otros.

4.2.1.1.3 Implementación subasta de fuentes no convencionales de energía renovable

Con la expedición del Decreto 0570 de 2018, el Gobierno Nacional en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, define los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica, como estrategia para diversificar el parque generador a través de la incorporación de plantas a partir de fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER).

El Ministerio determina que la CREG es la entidad encargada de establecer “el esquema para trasladar los costos eficientes de compra de energía resultantes de la aplicación del mecanismo ... de acuerdo con lo establecido en el artículo 73.11 de la Ley 142 de 1994”. En desarrollo de lo establecido en el mencionado decreto, el Ministerio de Minas y Energía expidió el 31 de julio de 2018 la Resolución 40791 de 2018, por la que se reglamenta un proceso de subasta para la venta de contratos de energía a largo plazo. En la mencionada resolución se establece que la CREG debe definir las condiciones de competencia que deben cumplirse para garantizar un proceso de interacción eficiente entre compradores y vendedores en la subasta, y es quien debe establecer el esquema de garantías de puesta en operación de las plantas.

En cumplimiento de lo anterior, la CREG expidió la Resolución CREG 020 de 2019, en la que se definen las condiciones de competencia para el mecanismo de contratación establecido en la Resolución 40791 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía y fórmula de traslado de los precios de dicho mecanismo en el componente de costos de compras de energía al usuario regulado. Así mismo, se expidió la Resolución CREG 011 de 2019 en la que se definen las garantías.

Realizada la primera subasta, el Ministerio de Minas y Energía decidió cambiar el esquema de subasta y el contrato de largo plazo previstos en la Resolución 40791 de 2018 y diseñar un nuevo producto, así como un nuevo esquema de asignación. La nueva subasta y contrato se reglamentaron a través de la Resolución 40590 de 2019.

Alineado con lo ocurrido en la primera subasta, la CREG tuvo la tarea de definir las condiciones de competencia, la fórmula de traslado de los precios resultantes de la subasta al usuario final y las garantías de puesta en operación. En cumplimiento de lo anterior, se expidieron las Resoluciones CREG 106, 107 y 129 de 2019, en las que se establecieron los indicadores de competencia, las garantías de puesta en operación comercial y la fórmula de traslado, respectivamente.

Vale la pena destacar que, dentro del mecanismo de subasta contemplado por el Ministerio de Minas y Energía, se reglamentó una asignación complementaria de contratos, para los casos en los que el cierre de la subasta no alcanzara la demanda objetivo-establecida por el ministerio. En la medida en que los contratos resultantes de dicho esquema serían asignados a comercializadores que atienden demanda regulada, la CREG expidió la Resolución CREG 142 de 2019, en la que se determina la fórmula de traslado de los precios de estos contratos a los usuarios finales.

Para la tercera subasta desarrollada durante el 2021 el Ministerio de Minas y Energía, expidió la Resolución 40141 de 2021, (modifica la Resolución 40590 de 2019). En esta oportunidad, la Comisión tenía las mismas tres obligaciones que en el proceso del 2019: 1) Definir condiciones de traslado de los contratos adjudicados; 2) definir las condiciones de competencia aplicables a la subasta y 3) definir las reglas aplicables a la Garantía para la Puesta en Operación.

En concordancia con lo anterior la Comisión expidió las Resoluciones CREG 177, 179 y 186 de 2021.

4.2.1.1.4 Opción de despacho central

Debido al desarrollo de nuevas tecnologías de generación no convencional y la flexibilidad de instalación de este tipo de proyectos, hay interés por parte de los agentes generadores, personas naturales o jurídicas, en desarrollar plantas de generación con capacidades menores a 10 MW, con el objetivo de comercializar su generación de energía en el mercado de energía mayorista, participar de la bolsa a través del despacho centralizado, en los servicios de regulación, generación de seguridad y participar en las subastas de asignación de obligaciones de energía firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad.

En ese sentido, la CREG encontró conveniente permitir la participación en el despacho central de plantas con capacidades menores a 10 MW. Para ello, se expidió la Resolución CREG 096 de 2019, en donde se estableció el límite para participar en el despacho central en 1 MW. Con este cambio, las plantas de generación de fuentes no convencionales que participaron en la subasta de suministro de energía adelantada por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), por encargo del Ministerio de Minas y Energía, podrán optar al despacho central.

4.2.1.1.5 Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento

El Estatuto para situaciones de riesgo de desabastecimiento define procedimientos a aplicar en el mercado de energía mayorista cuando se identifican condiciones que pueden crear un riesgo futuro de suministro para la demanda de energía. Este estatuto establece indicadores de seguimiento del sistema y un mecanismo para el almacenamiento de energía.

La Comisión de Regulación definió las reglas para activar el mecanismo de sostenimiento de confiabilidad ante las situaciones de riesgo de desabastecimiento, tal como ocurrió al inicio del 2020, en donde se llegó a un nivel del embalse inferior al que históricamente se había presentado, y con unas expectativas de aportes bajas, según lo previo el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales, IDEAM (Resolución CREG 209 de 2020). Mediante esta reglamentación se definió la senda de referencia para el nivel de embalsamiento agregado del Sistema Interconectado Nacional, SIN, la cual constituye un indicador claro y conciso para identificar la condición del sistema en todo momento.

Adicionalmente, la Comisión expidió el proyecto de Resolución CREG 200 de 2021 con dos objetivos específicos. El primero consistió en corregir un problema de borde para la activación del índice Nivel de Embalse (NE), el cual es uno de los niveles de alerta para seguimiento del sistema y en segundo definió la inclusión de métodos estocásticos para definir los aportes hídricos del sistema.

Luego de recibir cometarios al proyecto de resolución mencionado antes, la Comisión aprobó la Resolución CREG 210 de 2021 con los ajustes previstos.

4.2.1.1.6 Ajustes sobre capacidad de respaldo de operaciones en el mercado

La Comisión expidió, mediante la Resolución CREG 156 de 2012, modificada por las resoluciones CREG 134 de 2013 y 145 de 2015, una serie de disposiciones con el objetivo de proveer al mercado de un mecanismo de mitigación del riesgo sistémico. Esto es, prevenir la salida en cadena de agentes en coyunturas críticas por posiciones de compra y/o venta de energía sin el adecuado respaldo.

El mecanismo, denominado Capacidad de Respaldo para Operaciones en el Mercado, CROM, es una medida del riesgo adicional que puede comprometer un agente en el mercado, medido en cantidad de energía, teniendo en cuenta la condición de valor en riesgo vigente para ese momento y su situación de patrimonio transaccional

Dada la implementación de las normas Normas Internacionales de Información Financiera, NIF, se debió ajustar el esquema que determina la capacidad de respaldo de las operaciones en el mercado. Para ello se desarrollaron dos consultas públicas, resoluciones CREG 124 de 2018 y 100 de 2020, que concluyeron en la expedición de la Resolución CREG 240 de 2020.

4.2.1.1.7 Restricciones

Las restricciones en los sistemas eléctricos se presentan cuando hay limitaciones en la operación, por ejemplo, cuando se tienen salidas (fallas) de operación de las líneas del sistema de transmisión que llevan la energía de una zona B a la A, y no hay rutas alternativas para el transporte de la energía desde la zona B, llevando a que los recursos de generación ubicados en la zona B, que son de los de bajo costo variable (generación en mérito) para atender la demanda, no se pueden utilizar, lo que lleva a que la operación del sistema se encarezca, porque se tendrán que utilizar recursos más costosos (generación fuera de mérito) ubicados en la zona A.

Las restricciones también se pueden presentar porque la demanda crece en una zona y la infraestructura de transporte no crece al mismo ritmo, falta de expansión, llevando a que solamente se puedan utilizar los recursos de generación de la zona, y no se pueda importar energía de otras zonas con generación de costos variables bajos.

Teniendo en cuenta la relevancia que han adquirido los costos de las restricciones en la tarifa al usuario final, llegando a representar el 7% del costo unitario de prestación del servicio, la CREG publicó para comentarios las Resoluciones 034 de 2019 y 100 de 2019. En los documentos soporte de las citadas normas, D-022 de 2019 y D-063 de 2019, respectivamente, se identifican las principales razones por las cuales se presentan dichos costos, considerando que las restricciones tienen origen en diferentes causas, destacándose las siguientes razones: i) falta de infraestructura, ii) disponibilidad de activos de transporte, iii) reglas operativas, iv) cambios en demanda y v) características de las plantas de generación.

En ese sentido, las Resoluciones CREG 034 y CREG 100 de 2019 contienen propuestas de ajustes de corto plazo en los siguientes temas: pagos por generación forzada de plantas térmicas, despacho económico, pronósticos de demanda, pruebas de generación, publicación de información, costos de generación de seguridad causada por activos de transporte y reglas de comportamiento.

Considerando los comentarios a los proyectos regulatorios y los análisis internos, la Comisión planteó diferentes plazos de implementación para las medidas regulatorias a ser adoptadas. Los temas de declaración de costos de combustibles y pruebas por unidades se adelantaron en el año 2020, mientras que, los otros temas se irán implementando en cuanto se siga avanzando en los cambios estructurales del mercado de corto plazo ya comentados.

Es así como, para atender los temas anteriores, en el año 2020 se adoptó la Resolución CREG 044 de 2020, donde se definieron las reglas para: i) las pruebas por unidades (antes se consideraba que toda la planta salía a pruebas), dado que se logra mayor flexibilidad para la operación del sistema, y ii) se establecieron las reglas para cambio en la forma y fecha de declaración de los costos de combustibles, pasando de una declaración ex -ante a una declaración ex -post, que da más certeza de los combustibles utilizados y de sus costos. Además, en la Resolución CREG 207 de 2020 se reglamentó la realización de auditorías de los costos de combustibles declarados para asegurar que los usuarios paguen los costos realmente incurridos.

4.2.1.1.8 Condiciones para la compra de energía del mercado regulado

En la búsqueda de mercados caracterizados por la eficiencia, la transparencia, la neutralidad y la fiabilidad, la CREG ha implementado una serie de cambios a la forma en como los comercializadores que atienden usuarios regulados suscriben contratos de energía para el cubrimiento de este tipo de clientes.

Con la expedición de la Resolución CREG 130 de 2019, la Comisión crea el sistema centralizado de información de convocatorias públicas (SICEP), mediante el cual se recogerá y publicará toda la información relevante sobre los procesos mediante las que los comercializadores suscriben contratos para el mercado regulado. En el SICEP estarán publicados los requisitos, formatos, cronogramas y metodología de evaluación de ofertas, para que los interesados en participar en estos procesos puedan hacerlo en las mismas condiciones.

Con la creación del SICEP se busca que las condiciones y procesos de las convocatorias sean neutrales y los resultados de la contratación del mercado regulado sean visibles para

el público en general. Con ello se busca promover la competencia, mediante el empoderamiento de los usuarios, y la publicación de la información necesaria que incentive la entrada de nuevos agentes al mercado.

Además de la creación del SICEP, con la Resolución CREG 130 de 2019 se reducen el porcentaje de compras que un generador puede hacerle a un comercializador integrado, del mismo controlante o con quien se encuentre en relación de control a través de una convocatoria. Con esta medida se busca promover la competencia y darle mayor liquidez al mercado de contratos.

4.2.1.1.9 Reglas para el Registro ante el ASIC y el LAC

Mediante la Resolución CREG 031 de 2021 se actualizaron las reglas para el registro de agentes ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, y el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, definiendo entre otros un mecanismo para la suscripción de los pagarés que se exigen para pagarés y herramientas para la prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo. El objetivo principal de esta revisión fue evitar los riesgos asociados a la entrega de pagarés que se habían identificado en la regulación existente, articular adecuadamente las actividades de registro ante el mercado con la de información de inicio de actividades ante la Creg y la SSPD y dotar al administrador del mercado de herramientas para prevenir riesgos por lavado de activos y financiación del terrorismo.

4.2.1.2 Cargo por confiabilidad

4.2.1.2.1 Subasta de expansión

El Cargo por Confiabilidad (CxC) es el mecanismo regulatorio que asegura que el sistema eléctrico colombiano cuente con la energía suficiente para abastecer a la demanda en cualquier condición, en particular, en los períodos de baja hidrología, dada la alta participación de la generación hidráulica en la matriz de producción de energía.

Con la expedición de la Resolución CREG 104 de 2018 se convocó a una subasta del Cargo por Confiabilidad para el período 2022-2023, la cual invitaba a inversionistas interesados a desarrollar nuevos proyectos de generación.

La subasta se llevó a cabo en el mes de febrero de 2019. El precio de cierre de la subasta fue de 15.1 dólares (USD) por megavatio-hora (MWh), y fueron asignados con obligaciones de energía firme 15 proyectos nuevos y 6 especiales, los cuales suman 2.470 MW de capacidad a instalar.

Vale la pena destacar que, de la capacidad que se añadirá al parque de generación gracias a la subasta del Cargo por Confiabilidad, 1.398 MW corresponden a fuentes no convencionales, repartidos en 1.160 MW de plantas eólicas y 238 MW de plantas solares, con lo que además de garantizar el suministro, se logró diversificar la matriz energética, siendo que por primera vez se tuvo una amplia participación de nuevas tecnologías con fuentes no convencionales.

Es preciso mencionar que el precio de cierre de la subasta fue 11% menor al cargo por confiabilidad resultante de la subasta anterior (2011), y que rige actualmente (17.01 USD/MWh).

4.2.1.2.2 Subasta de reconfiguración de compra

De acuerdo con la Resolución CREG 071 de 2006, anualmente se hacen los balances de oferta de energía firme – demanda, para establecer la situación de cobertura con Obligaciones de Energía Firme del sistema, con el fin de asegurar el abastecimiento seguro y confiable de la demanda ante condiciones críticas.

En cumplimiento con lo anterior, la CREG, en el 2019, acometió el ejercicio de balance de energía firme – demanda proyectada por la UPME, considerando la información más reciente para el período comprendido entre el 1 de diciembre de 2019 al 30 de noviembre de 2024, encontrando que, para los períodos 2020-2021 y 2021-2022, de mantenerse la incertidumbre sobre la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Ituango, podría existir un eventual déficit de obligaciones de energía firme frente a la demanda proyectada. Por esta razón, se expidió la Resolución CREG 117 de 2019, mediante la cual se convocó la subasta de reconfiguración de compra, en la modalidad de sobre cerrado.

En el 2020, la Comisión de Regulación convocó una subasta de reconfiguración de compra de energía firme (Resolución CREG 099 de 2020), con la participación de plantas que se encontraban en operación comercial en el Sistema Interconectado Nacional, para contar con más energía firme comprometida y asegurar el suministro confiable y seguro de energía para los períodos de diciembre de 2020 a noviembre de 2021, y de diciembre de 2021 a noviembre de 2022, esto, ante el atraso de la entrada en operación del proyecto Hidroituango.

4.2.1.2.3 Verificación anual de energía firme del cargo por confiabilidad

Buscando mejorar la información de disponibilidad de energía firme en el Sistema, mediante la Resolución CREG 127 de 2020 se definió el procedimiento para llevar a cabo la verificación anual del cálculo de la energía firme de las plantas de generación en operación, de tal forma que se tenga actualizada la información de la energía firme con que cuentan los generadores para cumplir con las Obligaciones de Energía Firme, OEF, asignadas del Cargo por Confiabilidad, y a su vez se cuente con mejor información para el mercado de respaldo de OEF. En caso de que la verificación resulte en que un generador tiene menos energía firme que las OEF asignada, éste deberá presentar un plan de acción a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, SSPD, y la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG.

4.2.1.2.4 Opción para plantas en construcción

Con la expedición de la Resolución CREG 194 de 2020 se definió una opción para aquellas plantas en construcción que tienen asignaciones de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad, y que tienen un avance significativo en la construcción que les permite generar la energía firme suficiente para cumplir con las Obligaciones de Energía Firme dentro del plazo previsto en la subasta que le fueron asignadas, pero que, para alcanzar la capacidad instalada declarada, requiere de un plazo adicional.

4.2.1.2.5 Tomadores Cargo por Confiabilidad

En el sistema eléctrico colombiano, dados los últimos desarrollos tecnológicos (solares y eólicas), y los desarrollos reglamentarios, Decreto 570 de 2018 “Por el cual se adiciona el

Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones”, existe la posibilidad de que se incorporen plantas de generación de escala media y baja, que toman sus decisiones de inversión fundamentadas en la posibilidad de la contratación, con unos plazos de entrada que no necesariamente coinciden con los procesos de subasta para asignación de obligaciones de energía firme del Cargo por Confiabilidad.

Para permitir la participación de dichas plantas en el esquema de Obligaciones de Energía Firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad, se expidió la Resolución CREG 132 de 2019, mediante la cual se establece una ventana que se tiene disponible hasta una cantidad, equivalente al doble de incremento de la demanda en un año, para permitir la participación en el mecanismo del Cargo por Confiabilidad a plantas nuevas, por un mecanismo adicional a las subastas de expansión, que fundamentan su modelo de financiación con mecanismos diferentes al Cargo por Confiabilidad, tales como contratos de suministro. La remuneración de OEF por este mecanismo es inferior al resultante en la subasta de expansión.

En la misma dirección de flexibilizar las reglas, a la norma de Tomadores del Cargo (Resolución CREG 132 de 2019) que sirve para asignaciones de OEF por fuera de una subasta, se le amplió el espectro de aplicación para incluir plantas en construcción, dado que inicialmente solamente esta opción estaba definida para plantas nuevas. Estos cambios se presentaron para consulta mediante la Resolución CREG 130 de 2021 y se adoptaron finalmente con la Resolución CREG 176 de 2021.

4.2.1.2.6 Estudios de metodología de estimación de energía firme

La Comisión estableció las metodologías del cálculo de la energía firme del cargo por confiabilidad según el tipo de tecnología, como sigue: Resolución CREG 071 de 2006, plantas hidráulicas y térmicas; Resolución CREG 153 de 2013, plantas con combustible de origen agrícola; Resolución CREG 132 de 2014, plantas geotérmicas; Resolución CREG 167 de 2017, plantas eólicas; y Resolución CREG 201 de 2017, plantas solares fotovoltaicas.

La CREG identificó oportunidades de mejora en las metodologías para la determinación de la ENFICC para plantas hidráulicas, solares y eólicas, con los cambios que se prevén en la operación del sistema y la experiencia en la aplicación de dichas metodologías.

En ese sentido, contrató un estudio en el que se evaluaron las citadas metodologías y los resultados se publicaron en la Circular CREG 103 de 2020.

A partir de este insumo y de los análisis internos de la Comisión se cuenta con las propuestas regulatorias para las plantas con tecnología eólica y solar, las cuales será publicadas en el primer semestre de 2022

4.2.1.2.7 Ajustes a la Demanda Desconectable Voluntaria

La Demanda Desconectable Voluntaria-DDV- es un mecanismo establecido por la Comisión, como parte de los denominados anillos de seguridad con que cuentan los generadores para asegurar el cumplimiento de sus obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad, por ejemplo, durante el período de mantenimiento de sus plantas. Desde el año 2010 en que fue establecido, se han realizado diferentes modificaciones al mecanismo de la DDV.

Mediante la Resolución CREG 069 de 2020 se establecieron ajustes al programa de Demanda Desconectable Voluntaria, con respecto a: procedimiento de pruebas, registro de contratos, verificación de desconexión y la inclusión de la DDV en la liquidación del cargo por confiabilidad de los generadores del grupo térmico de la Planta de Regasificación del Caribe.

En el 2021, la Comisión realizó una revisión integral de la regulación de la Demanda Desconectable Voluntaria y elaboró la propuesta de actualización de las reglas de funcionamiento de la DDV, con el objeto de introducir mejoras al mecanismo, adoptar recomendaciones de estudios previos y compilar los cambios realizados en resoluciones anteriores.

4.2.1.2.8 Asignación del Cargo por Confiabilidad con Gas Natural

El gas natural juega un rol relevante en la transición energética, además es el combustible de una capacidad importante del parque térmico que asegura la confiabilidad en el suministro de energía, en algunos casos con contratación de gas importado cuya vigencia finaliza en el 2025. En el 2021 se publicó una propuesta regulatoria definiendo una opción de asignación de OEF del Cargo por Confiabilidad (Resolución CREG 132 de 2021) por un período de 5 años, con el fin de dar señales estables de remuneración para la contratación de largo plazo con gas natural, bien sea local o importado, y asegurar el suministro confiable de dicho combustible y la confiabilidad en el abastecimiento de energía.

En el 2022 se culminará el trabajo de análisis de los comentarios recibidos al proyecto para adoptar la resolución definitiva.

4.2.1.2.9 Esquema Competitivo para la Asignación de OEF a Plantas Existentes

La asignación de OEF a plantas existentes, cuando no se adelanta subasta de expansión, se lleva a cabo mediante un mecanismo administrado en donde las cantidades se asignan a prorrata, es decir, en porcentaje de la energía firme con respecto a la demanda a cubrir, y el precio corresponde a precio de la última subasta de expansión. Teniendo en cuenta que la Misión de Transformación Energética del Ministerio de Minas y Energía, así como otros estudios y propuestas adelantadas por la CREG recomiendan migrar la asignación a plantas existentes hacia un mecanismo competitivo, se publicó para comentarios la Resolución CREG 133 de 2021 proponiendo un mecanismo de asignación de OEF mediante concurso entre las plantas existente. Mediante dicho mecanismo se asignarían las cantidades de OEF entre plantas existentes de acuerdo con sus ofertas con las cuales se define el precio a remunerar, sin que se supere el precio de la última subasta de expansión.

En el 2022 se culminará el trabajo de análisis de los comentarios recibidos al proyecto para adoptar la resolución definitiva.

4.2.1.2.10 Oportunidad para Asignar OEF para los Períodos 2023-2024 y 2024-2025

Con base en los balances de energía firme y las perspectivas de suministro para el período 2022-2023 la Comisión inicialmente convocó una subasta de reconfiguración de venta para dicho período mediante la Resolución CREG 170 de 2021. Posteriormente y conforme a lo previsto en dicha norma a partir de la revisión de las proyecciones de demanda la CREG

dio por finalizado el proceso de subasta y en su lugar se analizó la oportunidad de asignar Obligaciones de Energía firme para los períodos 2023-2024 y 2024-2025.

Teniendo en cuenta que el balance entre demanda y energía indicó que para los períodos diciembre de 2023 a noviembre de 2024 y diciembre de 2024 a noviembre de 2025, se cuenta con suficiente energía firme de plantas en operación para abastecer la demanda proyectada, se publicó el proyecto de Resolución CREG 223 de 2021 para convocar la asignación administrada de OEF a plantas existentes para dicho períodos, con el fin de asegurar el suministro de energía a mediano plazo y de que los agentes puedan adelantar las actividades y contrataciones requeridas para dar cumplimiento oportuno a las obligaciones.

4.2.1.2.11 Actuaciones Administrativas

4.2.1.2.11.1 Discrepancias en los parámetros declarados

Durante el 2021 se culminaron 4 actuaciones administrativas iniciadas por discrepancias reveladas en las auditorías a los parámetros declarados por las plantas térmicas Paipa II, Paipa IV, Termoflores I y IV y Termonorte para las OEF asignadas para el período 2022-2023. Estas actuaciones se realizaron en cumplimiento de lo ordenado en el artículo 39 de la Resolución CREG 070 de 2006 y tenían por objeto determinar la existencia de la discrepancia identificada por el auditor y definir sus efectos. Las decisiones referidas se encuentran contenidas en las resoluciones 039, 040, 041 y 042 de 2021.

Adicionalmente se iniciaron las actuaciones por discrepancias reveladas en las auditorías a los parámetros declarados por las plantas hidráulicas para las OEF asignadas para el mismo período de 21 plantas hidráulicas.

4.2.1.2.11.2 Incumplimientos de puesta de operación de las plantas

De conformidad con el párrafo del artículo 9 de la Resolución CREG 071 de 2006, se adelantó la actuación administrativa iniciada en noviembre de 2018, con el objeto establecer plenamente la existencia del incumplimiento grave e insalvable del proyecto Hidroeléctrico Ituango, adelantado por Empresas Públicas de Medellín ESP –EPM-, y determinar las consecuencias respecto de las obligaciones de energía firme (OEF) asignadas con inicio de vigencia 2018 y de las obligaciones de energía firme (OEF) asignadas con inicio de vigencia 2021.

Adelantada la actuación y practicadas las pruebas, la Comisión determinó, mediante Resolución CREG 101 de 2019, que se configuraron los supuestos establecidos en el artículo 9 de la Resolución CREG 071 de 2006 y, en consecuencia, declaró el incumplimiento grave e insalvable del Proyecto Hidroeléctrico Ituango adelantado por Empresas Públicas de Medellín E.S.P., respecto de las Obligaciones de Energía Firme - OEF- adquiridas en subasta GPPS en 2008, con inicio de período de vigencia de la obligación -IPVO- el 1 de diciembre de 2018, ordenando la ejecución de la garantía que ampara la construcción y puesta en operación del proyecto a 1 de diciembre de 2018.

Respecto de las Obligaciones de Energía Firme adquiridas en la subasta GPPS en el año 2012 y con Inicio del Periodo de Vigencia de la Obligación 1 de diciembre de 2021, determinó que, a la fecha, y como resultado de la actuación, no se pudo establecer plenamente la existencia del incumplimiento grave e insalvable.

La mencionada resolución fue recurrida mediante recurso de reposición, el cual fue decidido y negado mediante Resolución CREG 154 de 2019, confirmado en su integridad la Resolución CREG 101 de 2019.

En cumplimiento de lo dispuesto en la resolución, XM, en su calidad de administrador del mercado de energía, hizo efectiva la garantía por más de 43 millones de dólares en el mes de noviembre de 2019.

Adicionalmente, se adelantó actuación administrativa para determinar plenamente la existencia del incumplimiento grave e insalvable del Proyecto Central Hidroeléctrica Miel II desarrollado por Promotora Energética de Centro SAS ESP. Como resultado de la actuación, se encontró plenamente probado la existencia de incumplimiento grave e insalvable y en consecuencia se declaró la pérdida de las Obligaciones de Energía Firme con IPVO 1 de diciembre de 2022 para el Proyecto Central Hidroeléctrica Miel II, así como la pérdida de la remuneración asociada a ellas y se ordenó a XM S.A ESP la ejecución de la garantía que ampara la construcción y puesta en operación del proyecto. La decisión fue adoptada mediante Resolución CREG 013 de 2021 y el recurso interpuesto contra la misma se resolvió con la Resolución CREG 019 de 2021.

4.2.2 Transmisión

Para esta actividad de la cadena de prestación del servicio de energía se han expedido diferentes resoluciones de carácter general y se han aprobado los ingresos relacionados con proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional, STN, los adjudicados mediante convocatorias públicas y los ejecutados como ampliaciones.

4.2.2.1 Convocatorias en el Sistema de Transmisión Nacional

La Comisión estuvo atenta al desarrollo de los procesos de libre competencia adelantados por la UPME para seleccionar inversionistas que van a ejecutar los proyectos de expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Durante el 2019 al 2022 se expidieron nueve (9) resoluciones que hicieron oficiales los ingresos de convocatorias relacionadas con diferentes planes de expansión en el STN.

Se aprobaron los ingresos de convocatorias en el STN adjudicadas a:

- Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la línea Sabanalarga - Bolívar 500 kV, de acuerdo con la convocatoria UPME 07-2017. Resolución CREG 012 de 2019.
- Sampi JPD S.A.S. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación San Juan 220 kV y líneas asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 04-2018. Resolución CREG 013 de 2019.
- Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Toluviejo 220 kV y líneas asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 05-2018. Resolución CREG 014 de 2019.

- Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación El Río 220 kV y líneas asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 06-2018. Resolución CREG 031 de 2019.
- Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión La Loma - Sogamoso, 500 kV, de acuerdo con la convocatoria UPME 04-2019.
- Celsia Colombia S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Sahagún, 500 kV, y líneas de transmisión asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 09-2019.
- Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión Bonda - Río Córdoba, 220 kV, de acuerdo con la convocatoria UPME 10-2019.
- Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P., por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Carrieles, 230 kV, y líneas de transmisión asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 03-2021. Resolución CREG 087 de 2021.
- Celsia Colombia S.A. E.S.P., por el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Pacífico, 230 kV, y líneas de transmisión asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME 02-2021. Resolución CREG 111 de 2021.

4.2.2.2 Actualización de cargos de transmisión

Durante el periodo de 2019 a 2022 se actualizaron los ingresos anuales de Intercolombia S.A. E.S.P., Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P., Transelca S.A. E.S.P. y Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., por la puesta en operación de varios activos mediante el mecanismo de ampliaciones previsto en la regulación.

Adicionalmente, se actualizaron las bases de activos del Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. y de Intercolombia S.A. E.S.P., con el propósito de registrar en el inventario las líneas que aparecieron al seccionar algunas de las existentes, para permitir la conexión de nuevas subestaciones en el STN.

4.2.2.3 Cambio en la Representación de Activos del STN

Durante el año 2021 se atendieron dos solicitudes para cambiar la representación de activos del STN construidos por convocatoria, luego de que estos entraran en operación. Al respecto, se aprobaron los siguientes cambios:

- Intercolombia S.A. E.S.P. pasó a representar los activos relacionados con la convocatoria UPME 01-2018, segundo transformador 500/230 kV de 360 MVA en la subestación Ocaña, el cual fue instalado y puesto en operación por Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. Resolución CREG 087 de 2021.
- Intercolombia S.A. E.S.P. pasó a representar los activos de las subestaciones Ituango y Medellín, 500 kV, y las líneas asociadas, objeto de la convocatoria UPME 03-2014, las cuales fueron construidas y puestas en operación por Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. Resolución CREG 111 de 2021.

4.2.2.4 Procedimiento de conexión al SIN

De acuerdo con la regulación vigente, se requiere obtener la viabilidad técnica del transportador involucrado y el visto bueno de la Unidad de Planeación Minero-Energética,

UPME, para la conexión de generadores al SIN. El procedimiento establecido para lo anterior ha llevado, entre otros, a observar disparidades en los requisitos y procedimientos establecidos por cada transportador. Igual situación se presentó en el caso de conexiones de cargas a los sistemas de distribución. Por ello, la Comisión realizó un análisis de la regulación vigente que aplica para la conexión de generadores al SIN, el cual permitió identificar varios aspectos susceptibles de mejora.

Teniendo en cuenta lo anterior, mediante la Resolución CREG 233 de 2020 se hizo público un proyecto regulatorio que recoge, entre otros, los objetivos de: centralizar y mantener actualizada la información del SIN para que esté disponible a los interesados en conectarse; unificar en lo posible los procedimientos de solicitud y asignación de capacidad de transporte; precisar las responsabilidades y los plazos de los diferentes agentes involucrados; y, sobre todo, propender porque las asignaciones de capacidad sean realmente utilizadas.

Con base en las resoluciones CREG 208 de 2020 y 233 de 2020 publicadas para consulta a finales de 2020, se realizó un análisis detallado de los comentarios para definir las reglas definitivas a adoptar y mediante la Resolución CREG 075 de 2021 se expidió la nueva metodología y obtener una asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), para los agentes dedicados a la actividad de generación y los usuarios que se conectan a los diferentes niveles de tensión de este sistema.

Así, entre las nuevas disposiciones establecidas por la Comisión, se señala que cuando no se cumplan los diferentes compromisos adquiridos por parte de los interesados en conectarse se liberan las capacidades asignadas, con el fin de que sean asignadas nuevamente y así lograr su utilización.

Sobre este tema se realizó un taller explicativo de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 075 de 2021, respecto a los nuevos procedimientos de conexión al SIN, que despertó gran interés, y en el cual se atendieron y respondieron diferentes preguntas enviadas a la CREG por los interesados.

Relacionado con este tema, también se expidieron las resoluciones CREG 107 de 2021 y 212 de 2021 en las cuales se permitía modificar la fecha de puesta en operación de algunos de los proyectos que están en proceso de construcción.

Igualmente, la Comisión llevó a cabo el estudio denominado “Requisitos y condiciones para la asignación de capacidad de transporte a usuarios finales que requieren conectarse o modificar su conexión a los sistemas de Distribución Local” que buscaba definir los formatos y requisitos a cumplir por los usuarios y que puedan realizar las solicitudes de conexión, tal como está dispuesto en la citada resolución.

4.2.2.5 Flexibilización de los criterios de operación en los STR

La CREG tiene la facultad de establecer los criterios técnicos para la operación del sistema eléctrico interconectado nacional. Con este propósito se encuentran definidos, entre otros parámetros, los rangos de tensión en que pueden operar las redes de transmisión de energía.

Para los sistemas de transmisión regional, se identificó que en algunas áreas del país se está alcanzando su límite de capacidad de transporte, por retraso en obras de expansión o

repotenciación de las redes eléctricas. Como consecuencia, bajo ciertas condiciones no sería posible suministrar la totalidad de la energía demandada en dichas áreas y cumplir los límites de tensión establecidos, lo que conduciría a no atender la totalidad de la demanda.

Frente a tal situación, la CREG encontró que en tales casos era posible flexibilizar los límites operativos de tensión en el STR y permitir que los operadores de red tomaran otras acciones operativas para evitar que se presente demanda no atendida, cumpliendo siempre con los criterios de calidad de la energía que reciben los usuarios del servicio.

Con tal fin, la CREG definió las reglas y procedimientos para permitir una excepción temporal a los límites de tensión inferiores en la operación de los STR, en tanto se solucionan los problemas de la red. Con su aplicación desde noviembre de 2019, se cuenta con herramientas adicionales para evitar o reducir la programación de demanda no atendida en áreas del país sin afectar la calidad del servicio eléctrico.

4.2.2.6 Modificación de la Resolución CREG 022 de 2001

A partir de diferentes comunicaciones y solicitudes recibidas, y teniendo en cuenta las condiciones actuales de la expansión del SIN, la CREG consideró conveniente modificar un artículo de la Resolución CREG 022 de 2001, relacionado con las ampliaciones y algunas condiciones de las garantías que otorgan quienes van a hacer uso de las expansiones del STN. Por esta razón, mediante la Resolución CREG 193 de 2020, se actualizó la lista de activos que pueden ser ejecutados sin recurrir a proceso de selección, y se definieron diferentes condiciones para estos casos. Sobre el tema de garantías, principalmente, se hicieron ajustes a las condiciones exigidas a los operadores de red que se conectan a los nuevos proyectos.

4.2.2.7 Esquema de separación de áreas

Con el objeto de aprovechar mejor las posibilidades de intercambio de energía entre los países con los cuales se tiene interconexión, y particularmente con el Ecuador, mediante la Resolución CREG 187 de 2020 se definieron las disposiciones para la actualización del esquema de separación de áreas, ESA, instalado en las líneas de la interconexión Colombia – Ecuador, 230 kV. Estas nuevas condiciones permiten contar con esquemas que permitan lograr los beneficios de: mayor selectividad, flexibilidad y robustez en la interconexión, aumento de intercambios entre Colombia y Ecuador, y mejor supervisión y registro de eventos. Dicha actualización permitió aumentar las importaciones de energía desde Ecuador en 2020, lo que contribuyó a gestionar la situación de bajos aportes hídricos que se dio en el primer semestre del año.

4.2.2.8 Conexión temporal de generadores

Dado el distinto nivel de avance de las obras de expansión de los sistemas de transmisión y, de los nuevos proyectos de generación, se identificaron diferentes casos en los que es posible conectar nueva generación al Sistema Interconectado Nacional, SIN, de manera temporal, mientras entran en operación las expansiones de las redes requeridas.

Con este propósito, la Resolución CREG 208 de 2020 se publicó para comentarios. En ella se proponen mecanismos para conectarse temporalmente al sistema en dos situaciones: i) plantas de generación con capacidad de transporte asignada que han terminado su

construcción, pero las redes de transporte aún no están finalizadas; y ii) mientras se terminan de construir proyectos de generación con capacidad de transporte asignada, las redes pueden ser utilizadas por otras plantas que estén disponibles para generar.

4.2.2.9 Metodología de Remuneración de la Actividad de Transmisión

Dentro del proceso de definición de la nueva metodología de remuneración de la actividad, la Comisión contrató un estudio denominado “Actualización de los valores de las unidades constructivas de la actividad de transmisión” para la actualización de los valores de las unidades constructivas con base en las definidas en el estudio publicado en la Circular CREG 038 de 2014, y definir y valorar las unidades constructivas adicionales requeridas para homologar las que hoy están en operación, o en un futuro van a estarlo, en el Sistema de Transmisión Nacional, STN.

Los resultados de dicho estudio fueron publicados por esta Comisión y presentados por los consultores a fin de recibir de los agentes y terceros interesados, sus comentarios y observaciones.

En la elaboración de la nueva metodología, el estudio y los comentarios recibidos se tendrán en cuenta como un insumo para definir la remuneración eficiente de las inversiones realizadas por los transmisores.

4.2.2.10 Participación de Transmisores en Convocatorias de los Sistemas de Transmisión Regional

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 40 de la Ley 2099 de 2021, la CREG publicó para consulta la Resolución CREG 206 de 2021, donde se propusieron modificaciones necesarias a la Resolución CREG 024 de 2013, con el fin de permitir la participación de los transmisores nacionales en los procesos de convocatoria que se lleven a cabo para ejecutar proyectos necesarios en los Sistemas de Transmisión Regional que no sean realizados por el operador de red del respectivo sistema.

La resolución final corresponde a la 101 009 de 2022.

4.2.2.11 Código de Redes

En 2021 la Comisión avanzó en el trabajo de revisión y actualización integral del Código de Redes, el cual se espera finalizar en el transcurso del año 2022 con el propósito de tener una resolución a consulta en el primer semestre del año en curso. Esto se refleja en la agenda regulatoria indicativa que se expidió con la Circular CREG 110 de 2021. Actualmente se cuenta con una propuesta que está siendo evaluada de forma transversal al interior de la Comisión.

Adicionalmente, en 2021 se realizó una actualización parcial de un aspecto asociado con las curvas de capacidad de operación que deben cumplir las plantas solares fotovoltaicas y eólicas que se conectan al STN y STR.

4.2.3 Distribución

4.2.3.1 Metodología de remuneración para el nuevo período

Después de un etapa de consulta y análisis con el sector por más de 4 años, en el periodo 2019 – 2023 se aplicará la metodología de remuneración definida en la Resolución CREG 015 de 2018, esta introduce cambios importantes en la remuneración de las inversiones pasando a un modelo de inversiones depreciadas más un plan de inversión, la introducción de indicadores internacionales para medir la calidad en la prestación del servicio, la aplicación de planes de reducción de pérdidas de energía y el cambio del instrumento regulatorio de precio máximo a ingreso máximo.

Otro de los aspectos nuevos en esta metodología es que el cálculo de los cargos de distribución de las empresas y las liquidaciones que deben realizarse entre los agentes serán realizadas mensualmente de manera centralizada por el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, esto minimiza el riesgo de que el cálculo de los cargos de distribución trasladados a los usuarios sean incorrectos o realizados con diferentes criterios y asegura que al usuario se le incluirá en su factura el costo aprobado.

Para asegurar la adecuada aplicación de lo definido en esta metodología, durante el 2019 y 2020 se expidieron dos resoluciones con ajustes o aclaraciones sobre el cálculo de los cargos de distribución y la liquidación de ingresos entre agentes.

Adicionalmente, con base en lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo en materia de acciones promovidas por el Gobierno Nacional para la solución de la situación que se venía presentando en la Región Caribe con la prestación del servicio de energía eléctrica, se estableció el régimen transitorio especial en materia tarifaria.

Este último aspecto se detalla en un numeral subsiguiente.

4.2.3.2 Resoluciones de aprobación de ingresos

La nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución busca que las empresas realicen mayores inversiones en el fortalecimiento y renovación de sus sistemas de distribución y que implementen procedimientos de gestión de activos que permitan que sus gastos sean más eficientes, lo anterior con el objetivo de mejorar la calidad del servicio y reducir las pérdidas de energía.

Durante el periodo 2019- 2023 las empresas deben desarrollar planes de inversión, los cuales deben ser de conocimiento de todos los usuarios e interesados, y anualmente deben publicar informes de ejecución de dichos planes, lo cual facilita las actividades de control social por parte de los usuarios y sus asociaciones.

De otra parte, se definen metas anuales de mejora anual de la calidad del servicio para cada empresa con el objetivo de alcanzar en el mediano plazo niveles de calidad comparables con las mejores empresas de la región.

Durante el 2019 al 2022 se aprobaron ingresos de distribución para todas las empresas de distribución, atendiendo todos los recursos de reposición interpuestos por estas.

4.2.3.3 Actualización planes de inversiones

Las empresas distribuidoras presentan unos planes de inversiones, para un periodo de cinco años, conforme la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018, en

los cuales se incluyen los proyectos que están en ejecución o próximos a iniciar. Sin embargo, en el proceso pueden cambiar algunas de sus características, por lo que los planes de inversión deben ser ajustados. Esto fue previsto en la metodología de remuneración de la actividad de distribución y, por tanto, las empresas tienen derecho de ajustar sus planes de inversiones y dar aviso para su aprobación a la Comisión.

Así las cosas, durante el año 2020, 2021 y 2022, atendieron y aprobaron las solicitudes de modificación de presentadas por los Operadores de Red: Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P., Codensa S.A. E.S.P., Electrificadora del Huila S.A. E.S.P., Empresas Públicas de Medellín E.S.P., Empresas Municipales de Cartago E.S.P., Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P., Celsia Colombia S.A. E.S.P., Celsia Tolima S.A. E.S.P., Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A. E.S.P., Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P., Empresas Municipales de Cali E.I.C.E. E.S.P., Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. y la Empresa de Energía del Quindío S.A. E.S.P.

4.2.3.4 Verificación de Ejecución de Planes de Inversión

La metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 contempla el reconocimiento de ingresos por inversiones a cada operador de red, -OR-, asociados con la infraestructura utilizada para la prestación del servicio.

La metodología contempla varios mecanismos de verificación, con el fin de que la base regulatoria de activos corresponda con los activos puestos en operación por cada OR. Al respecto se publicó para consulta la Resolución CREG 167 de 2021, en la que se propuso un mecanismo adicional que utiliza verificaciones durante el periodo tarifario para minimizar las diferencias entre lo reportado anualmente por el OR y las inversiones puestas en operación durante el periodo tarifario, con lo cual se reduce el impacto del ajuste de la base de activos al inicio del próximo periodo tarifario.

A partir de los comentarios recibidos y los análisis que realice la CREG se publicará la resolución definitiva en el año 2022.

4.2.3.5 Verificaciones de la Aplicación de la Regulación de Calidad del Servicio

Considerando las disposiciones establecidas en la Resolución CREG 015 de 2018 en materia de calidad del servicio brindada por los operadores de red a los usuarios que se conecta a sus sistemas, se publicó para consulta la Resolución CREG 234 de 2021, mediante la cual se establecieron las reglas para realizar verificaciones al cumplimiento de las exigencias regulatorias establecidas y poder hacer seguimiento al desempeño en calidad del servicio que se tiene en cada mercado de comercialización.

Con los resultados de estas verificaciones se espera tener información suficiente y oportuna del desempeño en calidad del servicio, siendo en lo posible una herramienta adicional brindada desde la regulación para el ejercicio de vigilancia y control que lleva a cabo la Superintendencia de Servicios Públicos e insumo en los análisis y revisiones regulatorias que sobre este tema lleva a cabo la Comisión.

A partir de los comentarios recibidos y los análisis que realice la CREG se publicará la resolución definitiva en el año 2022.

4.2.3.6 Régimen tarifario especial para la Región Caribe

El Plan Nacional de Desarrollo, Ley 1955 de 2019 y el Decreto 1645 del Gobierno Nacional establecen que la Comisión debe desarrollar un régimen tarifario especial para las actividades de distribución y comercialización de energía en la región Caribe considerando los lineamientos definidos en dichas normas.

En cumplimiento de lo anterior, en la Resolución 109 de 2019 la Comisión publicó la propuesta de régimen transitorio especial, en la cual se definen los aspectos de aplicación particulares para el o los nuevos prestadores del servicio de distribución y comercialización de energía en la región.

La Comisión realizó un taller de socialización de la propuesta en Barranquilla, recibió comentarios de agentes e interesados en el tema y actualmente se encuentra en proceso de aprobación de la resolución definitiva.

De otra parte, dando cumplimiento a lo ordenado en la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Atlántico, la CREG llevó a cabo siete audiencias sobre la pertinencia, eficacia, ventajas, desventajas y condiciones de las modificaciones tarifarias a adoptar con la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018. Las audiencias fueron realizadas en las ciudades de Barranquilla, Cartagena, Valledupar, Santa Marta, Riohacha, Sincelejo y Montería entre mayo y julio de 2019.

El régimen transitorio especial quedó en firme mediante la Resolución CREG 010 de 2020 y los ingresos para las empresas que prestan el servicio en la región caribe fueron determinados en las resoluciones CREG 024, 025, 078 y 079 de 2021.

4.2.3.7 Convocatorias en el Sistema de Transmisión Regional

La Comisión de Regulación estuvo atenta al desarrollo de los procesos de libre competencia desarrollados por la Unidad de Planeación Minero-Energética para seleccionar inversionistas que van a ejecutar proyectos de expansión de los Sistemas de Transmisión Regional, STR. En 2020, se expidieron dos resoluciones que hicieron oficiales los ingresos de convocatorias relacionadas con expansiones del STR del norte del país. Se aprobaron los ingresos de convocatorias adjudicadas a dos nuevos transmisores regionales:

- Desarrollo Eléctrico del Río Guatapurí S.A.S. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de la subestación Guatapurí, 110 kV, y líneas asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 10-2018. Resolución CREG 008 de 2020.
- Energía de Colombia STR S.A.S. E.S.P. por el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de las obras asociadas a las subestaciones Termoflores, Las Flores, Centro, Oasis, Magdalena, Unión, Tebsa y Estadio en el departamento del Atlántico, 110 kV, y las líneas asociadas, de acuerdo con la convocatoria UPME STR 02-2019. Resolución CREG 071 de 2020.

En el año 2021, con base en la metodología definida mediante la Resolución CREG 098 de 2019, la UPME hizo pública la convocatoria UPME STR 01-2021 mediante la cual se solicitaban ofertas para la instalación de un sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías.

Una vez adjudicada la convocatoria en julio de 2021, la CREG expidió la Resolución 110 de 2021, mediante la cual se hicieron oficiales los ingresos esperados del adjudicatario del sistema de almacenamiento. El sistema, adjudicado en julio de 2021, está ubicado en el departamento del Atlántico, tiene una capacidad de 50 MW y su propósito es mitigar la posible indisponibilidad de redes en el Sistema de Transmisión Regional de la costa caribe.

Es el primer sistema de almacenamiento con baterías que se instala en el país con propósitos diferentes a los relacionados con la generación de energía.

4.2.3.8 Ajustes a la Resolución Relacionada con Sistemas de Almacenamiento con Baterías

A la Resolución CREG 098 de 2019, mediante la cual se definieron los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento para mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía, fue necesario hacerle un ajuste relacionado con los valores anuales que podían ser incluidos dentro de la oferta a presentar por parte de los interesados en las convocatorias que se abrieran para seleccionar al adjudicatario de este tipo de proyectos.

Mediante la Resolución CREG 070 de 2021 se definió un ajuste a la fórmula para determinar los límites máximo y mínimo de los valores anuales a incluir en las ofertas. También, en la misma resolución se definió cómo se obtendrían los recursos para cubrir el valor de los proyectos que se adjudicaran con base en la Resolución CREG 098 de 2019.

De otra parte, mediante la Resolución CREG 074 de 2021 se puso en consulta una propuesta para hacer seguimiento a la calidad del servicio prestada por estos sistemas de almacenamiento. La resolución definitiva se publicará en el transcurso del 2022.

4.2.3.9 Ajuste a la Tasa de Retorno de la Actividad de Distribución

Mediante la Resolución CREG 016 de 2018, se definió la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica. En esta norma se estableció que la tasa se debería actualizar cuando se modificara la tasa del impuesto de renta utilizado en su cálculo.

Dado que con la expedición de la Ley 2155 de 2021 se modificó la “tarifa general del impuesto sobre la renta aplicable a las sociedades nacionales y sus asimiladas” a aplicar a partir del año 2022, la Comisión expidió la Resolución CREG 215 de 2021 donde se incorporó esta modificación dentro de la tasa de retorno de la actividad de distribución.

4.2.3.10 Reglas de Plantas Solares y Eólicas para Conexión en el Sistema de Distribución Local

En el año 2020, la Comisión expidió el proyecto de Resolución CREG 170 de 2020 que se concentró en la adición de un capítulo transitorio al anexo general del Reglamento de Distribución (Resolución 070 de 1998) para establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las plantas Solares Fotovoltaicas -SFV- y eólicas de 5 MW o más que se quieran conectar al sistema de distribución local (SDL) y de esta manera dar señales a los agentes interesados que a la fecha han desarrollado, están desarrollando o planean desarrollar este tipo de plantas.

Como resultado de los comentarios y sugerencias a la anterior propuesta, la Comisión publicó la Resolución CREG 148 de 2021, con la cual se espera tener una integración de

este tipo de recursos con reglas claras y de tal forma se garantice una operación segura, confiable y económica del sistema.

En el mismo sentido, la Comisión estableció las reglas para plantas solares y eólicas de capacidad mayor a 1 MW y menor a 5 MW mediante la Resolución CREG 101 011 de 2022.

4.2.3.11 Ajuste a la entrada en aplicación de los cargos horarios en distribución de energía eléctrica

En el capítulo 9 de la Resolución CREG 015 de 2018 se establecieron las reglas para el cálculo de cargos horarios en los sistemas de distribución, y se anunció que dicho cálculo y aplicación de los cargos horarios iniciaría dos (2) meses después de que todos los OR tengan aprobados los ingresos y cargos resultantes de la aplicación de la metodología de remuneración contenida en esa resolución.

Considerando la proximidad del evento descrito en el párrafo anterior y teniendo en cuenta que el costo unitario de prestación del servicio de qué trata la Resolución CREG 119 de 2007 no permite el cobro de cargos por uso horarios y que es importante revisar la aplicación del cálculo de cargos horarios en una ADD respecto de la aplicación de cargos por cada uno de los sistemas que la componen respecto de los objetivos establecidos en el Decreto 2492 de 2014, en relación con la promoción de la gestión eficiente de la energía, se consideró necesario armonizar las señales horarias en el costo unitario de prestación del servicio.

Con este propósito se publicó, para comentarios, una propuesta de normatividad, ampliando el plazo de cálculo y aplicación de los cargos horarios para efectuarlo cuatro (4) meses después de la fecha de entrada en vigor de la resolución que reemplace la Resolución CREG 119 de 2007, que permita el cálculo de costo unitario en forma horaria. Esta propuesta fue publicada con la Resolución CREG 198 de 2021.

Analizados los comentarios realizados a dicha propuesta, se expidió la Resolución CREG 222 de 2021 con el cambio consultado.

4.2.4 Comercialización

4.2.4.1 Remuneración de la comercialización a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional

Las metodologías de remuneración establecen los ingresos a los prestadores del servicio y deben ser revisadas cada cinco años de acuerdo con los mandatos de la ley de servicios públicos.

En este orden, la Comisión expidió las bases metodológicas para la revisión a finales del 2019 y durante el 2021 realizó dos estudios para apoyar la formulación de la propuesta de regulación.

El primer estudio estuvo orientado a determinar las condiciones necesarias para la liberalización gradual del mercado de comercialización minorista, es decir, que el usuario pueda escoger el prestador del servicio y negociar su tarifa y a la revisión de la metodología de remuneración existente.

En el caso del segundo estudio se revisan los indicadores para evaluar la calidad en la atención de los usuarios y la información que debe ser suministrada a estos en un ambiente en competencia.

La Comisión espera publicar la propuesta de remuneración de la actividad de comercialización en el segundo semestre de 2022.

4.2.4.2 Respuesta de la demanda

La respuesta de la demanda es un conjunto de programas que permiten dar incentivos a los usuarios para gestionar sus consumos de energía eléctrica y su factura del servicio, así como a los agentes del mercado para utilizar la flexibilidad de consumo de los usuarios y alcanzar una operación más eficiente del sistema eléctrico.

En concordancia con esta premisa, se realizaron durante la vigencia 2020 dos estudios de consultoría. El primero, con el objeto de identificar estrategias para la implementación de tarifas horarias a los usuarios del servicio de energía y evaluar su impacto en los mercados de comercialización de energía. El segundo estudio enfocado a la revisión de la aplicación de líneas base de consumo, una herramienta utilizada para medir los ahorros de energía por parte de los usuarios que participan en los programas de respuesta de la demanda.

Los dos estudios fueron presentados a la industria para su formulación de comentarios en el mes de diciembre de 2020, y servirán como insumo importante en la elaboración de las propuestas de regulación para incrementar la participación de la demanda en el mercado eléctrico.

Durante el 2021, la Comisión compiló y analizó las diferentes propuestas realizadas por los grupos de interés respecto a este tema, revisó la experiencia internacional y los resultados de los estudios contratados por la CREG en 2020, para preparar una hoja de ruta para el desarrollo de la regulación de la Respuesta de la Demanda en el Sistema Interconectado Nacional.

Esta hoja de ruta define las líneas y programas de trabajo de los proyectos regulatorios de respuesta de la demanda, RD, los cuales permitirán enfocar los esfuerzos en el desarrollo de esquemas de RD de alto impacto en un horizonte multianual.

El documento de análisis con la hoja de ruta de la RD fue publicado en el primer trimestre de 2022 mediante la Circular CREG 011 de 2022.

4.2.4.3 Infraestructura de medición avanzada

La Comisión viene trabajando desde el año 2018 la propuesta para el despliegue de la infraestructura de medición avanzada de acuerdo con la política pública definida para este propósito por el gobierno nacional.

La Comisión de Regulación avanzó en la reglamentación de la política pública para el despliegue de la medición inteligente. Es así como se publicó, mediante la Circular CREG 003 de 2020, el estudio desarrollado durante el 2019 sobre infraestructura de medición avanzada (AMI por su sigla en inglés), con el objeto de proponer el agente encargado de la implementación de esta tecnología. Posteriormente, en el mes de julio se publicó el primer proyecto de regulación para establecer las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN.

En el segundo semestre del año, la Comisión analizó los comentarios recibidos al proyecto en consulta, ejecutó dos estudios de consultoría, con sus respectivos talleres de difusión, complementando los análisis de beneficios y costos sobre el despliegue de la infraestructura y preparando las bases para la creación de un nuevo agente para la gestión independiente de los datos obtenidos de la infraestructura de medición inteligente y, finalmente, en el mes de diciembre, hizo público un segundo proyecto de regulación.

Durante el 2021, luego de expedir dos propuestas regulatorias para compartir, la Comisión revisó y analizó los comentarios recibidos a la segunda propuesta de regulación, envió a la Superintendencia de Industria y Comercio el proyecto de regulación para efectos de abogacía de la competencia, analizando las observaciones realizadas por dicha entidad, por lo que una vez aprobada la propuesta y posterior a esto, evaluó el impacto de lo dispuesto en la Ley de Transición Energética.

Evaluated y dicho impacto y en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 2099 de 2021, la Comisión ajustó la propuesta regulatoria aprobada y se adoptó mediante la Resolución CREG 101 001 de 2022.

4.2.4.4 Opción tarifaria

El Costo Unitario de Prestación del Servicio de energía eléctrica con base en el cual se calculan las tarifas de energía eléctrica al usuario final puede cambiar frecuentemente debido al cambio de alguno de sus componentes.

Dado que, ocasionalmente, estas variaciones pueden ser importantes, lo que afectaría en buena medida el valor de las facturas del servicio, se considera necesaria una norma que permita diferir, durante varios meses, lo que podría ser un impacto instantáneo.

Con base en este objetivo, mediante la Resolución CREG 192 de 2019, se publicó un proyecto de norma que busca disminuir las variaciones de las tarifas del servicio y mediante la Resolución CREG 012 de 2020 se establecieron las reglas definitivas.

4.2.4.5 Mecanismo de comercialización de energía

La resolución CREG 114 de 2018 estableció la posibilidad de que los interesados en promover e implementar mecanismos de transacción de energía a largo plazo a través de instrumentos de cobertura de precios y cantidades, podrían solicitar su evaluación y adopción de las reglas de traslado de precios a los usuarios finales. Durante 2020, con base en la propuesta conjunta presentada por DERIVEX S.A. y la Cámara de Riesgo Central de Contraparte de Colombia S.A., CRCC, se dio continuidad al proceso de evaluación para el mecanismo de comercialización de energía “Mercado de Derivados Estandarizados de Commodities Energéticos”.

En esta línea, y en respuesta a las observaciones derivadas de los informes finales presentados por los agentes especializados a finales de 2019, en 2020 los proponentes presentaron ajustes que encontraron pertinentes, y cuya versión final fue objeto de evaluación por parte de la CREG para determinar las condiciones de traslado a la tarifa de los usuarios finales regulados en el componente de compras de energía G, de los costos de la energía transada en el mecanismo de comercialización en mención.

Como una etapa más de dicho proceso, mediante la Resolución CREG 206 de 2020 se presentó para consulta pública el proyecto regulatorio que contiene las condiciones y los indicadores de seguimiento para el traslado de precios de las transacciones que realicen los comercializadores a través del mecanismo propuesto por DERIVEX y la CRCC, para la atención de demanda regulada, a las tarifas de estos usuarios.

Con ocasión de dicha consulta, los proponentes (Derivex y CRCC) presentaron en agosto de 2021 una serie de ajustes adicionales a su mecanismo de comercialización, lo que llevó a su vez a que esta Comisión reformulara las condiciones de traslado inicialmente planteadas.

La propuesta ajustada por Derivex y CRCC fue presentada ante el público mediante Circular 070 de 2021 y las condiciones para el traslado de los precios de los contratos resultantes del mecanismo propuesto fueron consultadas mediante la Resolución CREG 144 de 2021. Actualmente, la Comisión se encuentra evaluando los comentarios recibidos en el marco de esta última consulta, con el fin de expedir en 2022 la resolución definitiva que establecerá las condiciones de traslado de los contratos resultantes de las compras realizadas en el mecanismo presentado por Derivex y CRCC, en la tarifa de los usuarios regulados.

4.2.4.6 Modificación Transitoria del Componente G para la Incorporación de Compras en Mecanismos de Comercialización Resultantes de la Aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018

Mediante la Resolución CREG 023 de 2021 la Comisión sometió a consulta pública, entre otros aspectos, la fórmula de traslado para los contratos resultantes de la participación de los agentes del mercado en los mecanismos de comercialización que surjan de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, como es el caso de aquel presentado por Derivex-CRCC.

Con los comentarios recibidos durante el periodo de consulta pública, mediante radicado S-2021-005459 del 22 de diciembre de 2021, se remitió para concepto de abogacía de la competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio, el proyecto de resolución “Por la cual se define la fórmula de traslado en el componente de compras de energía G del CU con el fin de incluir las compras que realicen los comercializadores en los mecanismos autorizados como resultado de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018, para la atención de demanda regulada”.

Una vez finalizado el trámite de abogacía de la competencia, esta Comisión adoptó mediante la Resolución CREG 101 002 la versión definitiva de las reglas de traslado para los contratos resultantes de la participación de los agentes del mercado en los mecanismos de comercialización que surjan de la aplicación de la Resolución CREG 114 de 2018. Estas reglas aplicarían tanto para el mecanismo presentado por Derivex-CRCC, en caso de ser autorizado su traslado, como para los mecanismos que pudieran ser sometidos a evaluación por parte de la CREG en el futuro.

4.2.4.7 Autogeneración y Generación Distribuida

La autogeneración es la actividad mediante la cual un usuario produce energía eléctrica principalmente para atender su propio consumo.

Por su parte, la generación distribuida es la actividad en la que una empresa de generación produce energía eléctrica para venderla y la entrega directamente a las redes del sistema de distribución local.

En el año 2018 la Comisión expidió las reglas de participación para las actividades de autogeneración a pequeña escala (AGPE) y de generación distribuida (GD) en el Sistema Interconectado Nacional.

Producto de esta regulación surgieron inquietudes y solicitudes de concepto requiriendo aclaraciones sobre los procedimientos de conexión y los requisitos técnicos establecidos. Con base en lo anterior y posterior a la realización de estudios técnicos por parte de la Comisión para evaluar los procedimientos de conexión y los requisitos técnicos solicitados, se publicó en enero del año 2021 una propuesta de ajustes regulatorios a las reglas para las actividades de AGPE y GD, y en noviembre del mismo año la resolución definitiva (Resolución CREG 174 de 2021) que incorpora los ajustes correspondientes conforme a los comentarios recibidos por los usuarios y agentes interesados en estas actividades.

4.2.4.8 Alumbrado Público

La metodología de remuneración de los costos de alumbrado público debía ser ajustada para incorporar las nuevas tecnologías que a nivel mundial se han desarrollado, y las cuales permiten llegar con la prestación de este servicio a sitios remotos. Si bien este no es un servicio público domiciliario, sí mejora la calidad de vida de todos los habitantes de un municipio.

En el 2020, la CREG contrató una consultoría con el propósito de obtener una propuesta de actualización de la resolución que actualmente está vigente, pero que, ya debe incorporar la reglamentación correspondiente.

En el mes de noviembre de 2020 fueron dadas a conocer a conocer las principales conclusiones del estudio, en una audiencia pública dirigida a los municipios, empresas prestadoras y demás interesados.

En el año 2021 la Comisión puso en conocimiento de los municipios, gremios, usuarios y demás interesados la propuesta metodológica, Resolución CREG 037 de 2021, para la determinación de los costos máximos por la prestación del servicio de alumbrado público. Sobre el tema se recibieron 40 comunicaciones de las cuales se extractaron un total de 269 comentarios entre los que, por competencia, fue necesario consultar al Ministerio de Minas y Energía, entidad que remitió las respuestas correspondientes.

Con los ajustes asociados a las respuestas sobre las inquietudes se expidió la Resolución CREG 101 013 de 2022.

4.2.4.9 Movilidad Eléctrica

De acuerdo con la Ley de Transformación Energética, en relación con los incentivos para la movilidad eléctrica otorgados por el Gobierno Nacional, la Comisión estableció en noviembre las condiciones para realizar la medición diferenciada de los consumos de energía eléctrica a efectos de que no se aplique el cobro de la contribución del 20% establecida en la ley de servicios públicos domiciliarios.

Adicionalmente, durante el año 2021 la Comisión recopiló y analizó la normativa y los estudios disponibles relacionados con la movilidad eléctrica en Colombia, con el fin de evaluar sus competencias frente a las acciones regulatorias recomendadas y necesarias para promover la entrada de vehículos eléctricos en el país.

El documento con los resultados finales del análisis publicó mediante la Circular CREG 001 de 2022.

4.2.4.10 Costo del Componente de Generación que puede ser Trasladado a los Usuarios Regulados.

Como parte del proceso de revisión de la metodología para establecer el costo de prestación del servicio, CU,¹⁸ la Comisión realizó un estudio para apoyar la formulación de la propuesta de regulación.

El objetivo general principal de este estudio fue revisar las condiciones de compraventa de energía eléctrica, tanto en el país como en otros mercados de referencia, así como identificar mecanismos de traslado de costos eficientes al usuario final en el Sistema Interconectado Nacional, SIN.

La Comisión espera publicar la propuesta de cálculo del CU en el segundo semestre de 2022.

4.2.5 Zonas No Interconectadas

4.2.5.1 Metodología de remuneración

Durante el año 2019 la Comisión continuó con el desarrollo de una nueva propuesta metodológica para la remuneración de las actividades de generación, distribución y comercialización, y definición del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, la cual incorpora los lineamientos de política para la expansión de cobertura en dichas zonas y busca incentivar la prestación eficiente del servicio.

Así mismo, se contrató una consultoría para obtener costos de sistemas que permitan la captura de información, monitoreo, supervisión, coordinación de recursos o control de los equipos y redes utilizados para la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI y adicionalmente se llevaron a cabo visitas de campo en poblaciones seleccionadas.

En desarrollo de una nueva propuesta metodológica para la remuneración de la prestación del servicio de energía eléctrica en las Zonas No Interconectadas, ZNI, la Comisión expidió la Resolución CREG 137 de 2020 para consulta, en la que se propone la fórmula tarifaria general para remunerar de la prestación del servicio de energía eléctrica mediante Soluciones Individuales Solares Fotovoltaicas.

Mientras entra en vigencia esta nueva metodología para soluciones individuales solares fotovoltaicas, la Comisión definió una regulación transitoria de remuneración de este tipo de soluciones, complementaria de la resolución CREG 091 de 2007, para soluciones individuales de 700 Wp, conforme las necesidades de cobertura manifestadas por el Ministerio de Minas y Energía.

En el 2021 se adoptaron las reglas especiales para el registro de las fronteras comerciales de mercados de ZNI que se conectan al Sistema Interconectado Nacional, SIN. El objetivo de la norma fue flexibilizar las condiciones de registro de estas fronteras en el caso de los mercados que se van a constituir como nuevos mercados del SIN para viabilizar dicho registro.

Adicionalmente, se adoptó una medida transitoria definiendo una regla para el cálculo de la tarifa del servicio de energía a los usuarios finales de ZNI cuyos mercados se conectan al SIN. La regla es transitoria en tanto que aplica hasta tanto se adopten las medidas complementarias que se requieren para que sean aplicables las resoluciones 015 de 2018 y 180 de 2014 que definen las metodologías para el cálculo de los componentes de distribución y comercialización que se pueden trasladar a las tarifas de los usuarios finales.

4.2.5.2 Revisión particular de cargos máximos de generación para un proyecto SFV

Durante el segundo semestre de 2019, la Comisión resolvió la solicitud de revisión de la remuneración para un proyecto solar fotovoltaico (SFV) interconectado a la red de distribución del municipio de Inírida con una capacidad de generación de 2.47MWp.

4.2.5.3 Trámite de actuaciones administrativas

Durante el año 2019 se realizaron los trámites correspondientes para adelantar las actuaciones administrativas relacionadas con la revisión y solicitudes de cargos de generación con fuentes no convencionales de energías renovables para las poblaciones del Cedral, Jumaracarra y Unguía en el departamento del Chocó y Mitú en el departamento del Vaupés. De igual manera se adelantaron los trámites correspondientes para la revisión de los costos de transporte de combustible en la población de la primavera, departamento del Vichada.

Adicionalmente, durante el año 2021 se iniciaron las actuaciones administrativas encaminadas a resolver las siguientes solicitudes de cargos:

- Propuesta de remuneración para la granja solar fotovoltaica con acumulación de 12,2 MWp ubicada en Inírida – Guainía.
- Proyecto solar fotovoltaico interconectado a la red de distribución del municipio de La Primavera en el departamento del Vichada, con una capacidad de generación de 3,9 MWp con acumulación de 6 MWh.
- Proyecto solar fotovoltaico interconectado a la red de distribución de Casuarito en el departamento del Vichada, con una capacidad de generación de 307,5 kWp con acumulación de 140 kWh.
- Proyecto solar fotovoltaico interconectado a la red de distribución del municipio de Puerto Leguizamo en el departamento del Putumayo, con una capacidad de generación de 9,8 MWp con acumulación de 14 MWh.
- Proyecto solar fotovoltaico interconectado a la red de distribución del municipio de Santa Rosalía en el departamento del Vichada, con una capacidad de generación de 1,3 MWp con acumulación de 1,2 MWh.
- Sistema híbrido de generación BIOMASA-DIÉSEL que entrega al punto de inicio de la red de distribución local del municipio de Puerto Carreño, Vichada.

4.2.6 Transversales de energía eléctrica

4.2.6.1 Ciberseguridad

La digitalización del sector eléctrico, tanto en la operación del sistema como en el manejo de las transacciones del mercado y la aparición de nuevos agentes y de usuarios activos aumenta las vulnerabilidades y genera un mayor riesgo de ocurrencia de eventos de seguridad digital, de otra parte, la electrificación de la economía hace que tanto los procesos productivos como los hogares, sean más dependientes del suministro de energía eléctrica, por lo cual, un problema en el suministro conlleva un mayor impacto.

Teniendo en cuenta el alto impacto en la economía por la falta de suministro de energía eléctrica, ocasionada por la materialización de riesgos en la operación del sistema y del mercado eléctrico por eventos de ciberseguridad, la Comisión se encuentra en proceso de definición de una estrategia integral que permita al sector eléctrico minimizar los riesgos asociados con eventos de seguridad digital, así como el manejo y recuperación del sistema ante la materialización de dichos riesgos.

Mediante la Circular 072 de 2019 se publicó el plan de trabajo para definir la estrategia integral seguridad digital en el sector eléctrico y la regulación necesaria para su implementación.

Como parte de las actividades desarrolladas en el 2019 se encuentra la elaboración de un estudio de consultoría para dar apoyo a la Comisión en el desarrollo de la estrategia, la realización de encuestas a las empresas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica para realizar un diagnóstico del estado del sector en relación con políticas y prácticas en materia de seguridad digital y se realizaron reuniones con agentes y terceros involucrados en aspectos de la seguridad digital del sector.

En el año 2020 se inició el desarrollo de la estrategia integral de ciberseguridad del sector eléctrico con la participación de agentes, usuarios, proveedores e instituciones involucradas, sin embargo, debió suspenderse y posponerse debido a la pandemia Covid-19.

4.2.6.2 Derechos de los usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala

En el mes de febrero de 2019, la Comisión divulgó un proyecto de regulación para establecer los derechos de los usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala – AGPE. Esto con el propósito de establecer los criterios mínimos que protejan los derechos de estos usuarios AGPE cuando venden sus excedentes de energía a una empresa de comercialización de energía eléctrica. Con esta propuesta se busca:

- Definir las relaciones contractuales entre los comercializadores y los usuarios AGPE
- Establecer el contenido mínimo que debe tener el contrato y las facturas para la protección de los usuarios.
- Definir claramente las responsabilidades de liquidación y facturación dentro de las transacciones de compra de excedentes de energía.
- Definir las condiciones para el pago por parte del usuario y del comercializador cuando hay venta de excedentes de energía

- Definir causales de suspensión y corte y procedimiento para reclamaciones del usuario por inconformidades con el comercializador en relación con medición, facturación, pago y otros.
- Evitar el abuso de posición dominante por parte de las empresas comercializadoras. En el año 2021, de forma articulada con la publicación de las nuevas reglas para las actividades de AGPE y GD, se publicó la resolución definitiva con los mecanismos de protección y deberes de los usuarios AGPE, con el fin de regular su relación con el comercializador que le presta el servicio público de energía eléctrica.

4.2.6.3 Operación del Sistema y del Mercado de Energía Eléctrica

Durante el 2019 se avanzó en la propuesta de remuneración de las actividades del Centro Nacional de Despacho, CND, el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC y el Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, para el siguiente periodo tarifario. Adicionalmente, se aprobaron los ingresos del prestador de los servicios del CND, ASIC y LAC para el año 2020. Para esto se consideraron las actividades adicionales requeridas por la regulación expedida en el año 2019, así como el plan general de inversiones de 2019 propuesto por el prestador de estos servicios.

Se realizaron reuniones periódicas de trabajo con el prestador de estos servicios para analizar temas relacionados con la operación del sistema y del mercado y se realizaron reuniones para la adecuada implementación de la regulación expedida por la Comisión, en especial en lo relacionado con el cálculo de cargos y liquidación de ingresos en la actividad de distribución.

En el 2021, se aprobaron los ingresos requeridos por el prestador de los servicios del Centro Nacional de Despacho, CND, del Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC, y del Liquidador y Administrador de Cuentas, LAC, Resolución CREG 221.

De otra parte, se publicó una resolución de consulta en la cual se propone la metodología de remuneración de los servicios del CND, ASIC y LAC para el próximo periodo tarifario, en el documento soporte de esta consulta se presentan los principales análisis realizados por la Comisión sobre la evolución de la aplicación de la metodología actual, así como las propuestas de mejora de dicha metodología.

4.3 Sector Gas Natural

4.3.1 Comercialización mayorista

4.3.1.1 Comercialización de transporte de gas natural

Mediante la Resolución CREG 185 de 2020, la CREG emitió en forma definitiva las disposiciones en materia de la comercialización de la capacidad de transporte en los mercados primario y secundario del transporte de gas natural.

En el diseño regulatorio de la mencionada resolución, la CREG consultó el proyecto mediante la Resolución CREG 082 de 2019, y luego de los análisis de cada uno de los comentarios recibidos, el proyecto final se envió para concepto de abogacía de la competencia a la Superintendencia de Industria y Comercio.

Adicionalmente, tal como se anunció en la Resolución CREG 185 de 2020, mediante la Resolución CREG 001 de 2021, la CREG emitió en forma definitiva las disposiciones que

rigen, y cómo es el mecanismo de asignación de capacidad cuando se presenta congestión contractual. El proyecto que derivó en la mencionada resolución se consultó con la Resolución CREG 149 de 2020, y luego de los análisis de cada uno de los comentarios que se recibieron, el proyecto final también se envió a la Superintendencia de Industria y Comercio para concepto de abogacía de la competencia.

4.3.1.2 Comercialización mayorista de suministro de gas natural

En el reglamento de la comercialización del gas se definen los tipos de contratos que se pueden transar en el mercado mayorista de gas natural y los mecanismos para realizar las transacciones cada año (ej. negociaciones bilaterales y subastas), según cronograma que establezca la CREG. El mercado mayorista incluye el mercado primario y el secundario.

Mediante la circular 031 de 2021 se publicó el documento D-049 de 29021 mediante el que se presenta un análisis de la comercialización mayorista de suministro de gas natural identificando sus antecedentes, objetivos propuestos, las problemáticas que actualmente se enfrentan, la identificación de las causas que las originan. Asimismo, se incluyeron alternativas posibles de evolución regulatoria que permitan aumentar la eficacia de los mecanismos de comercialización y de las modalidades contractuales que son utilizados en el Mercado Mayorista de gas natural en Colombia, tanto para el gas producido localmente como para el gas importado.

A partir de lo anterior, se desarrollaron los análisis y la propuesta de la resolución mediante la cual se publicará para comentarios los ajustes al mercado mayorista de gas natural, particularmente del mercado primario, para lo cual la Comisión aprobó en diciembre la publicación de la Resolución 226 de 2021. En dicha propuesta se incorporan ajustes al mercado primario de gas natural relativos, entre otros aspectos, a las modalidades contractuales de suministro, las condiciones de negociación de los contratos de suministro (duración, cantidades, inicio de ejecución de los contratos y otros más), los mecanismos y procedimientos de comercialización de nuevas fuentes o modos de suministro del gas natural, el nuevo esquema de aseguramiento de contratación de gas con garantía de firmeza para la Demanda Esencial.

4.3.1.3 Selección del gestor del mercado

Como parte del diseño del mercado mayorista de gas natural, la CREG seleccionó, mediante un proceso abierto y competitivo establecido iniciado en el año 2019, a la Bolsa Mercantil de Colombia S.A. como gestor de los servicios de información y de los mecanismos de comercialización de suministro y transporte de gas natural, que se ofrecerán desde enero de 2021 y por un período de por lo menos cinco (5) años. Como se dijo, dicha decisión se tomó a partir de un proceso de selección competitivo que permitió, no solo revisar los criterios de experiencia y de capacidad financiera de los proponentes, sino también establecer criterios en términos de calidad de los servicios a ofrecer para ese período de cinco años.

4.3.2 Transporte de gas natural

4.3.2.1 Metodología de remuneración de transporte de gas

Durante los años 2019, 2020 y 2021 se realizaron los análisis y estudios que condujeron a que Mediante la Resolución CREG 175 de 2021 la Comisión expidió la nueva metodología

de transporte de gas. Esta resolución derogó la metodología contenida en la Resolución CREG 126 de 2010.

La mencionada resolución rige por 5 años a partir de su expedición. En 2022 en el cronograma de aplicación deberán actualizarse los cargos con los valores de las inversiones, los gastos de AOM eficientes y las demandas.

Por otra parte, en 2021 la CREG contrató un estudio con la firma The Brattle Group con el fin de iniciar los análisis sobre cómo podría ser el nuevo modelo de transporte de gas cuando termine el periodo tarifario que se inició con la Resolución CREG 175 de 2021. Los resultados del mencionado estudio se hicieron públicos con las circulares CREG 101 de 2021 y 002 de 2022.

4.3.2.2 Valoración de gasoductos que terminaron periodo de vida útil normativo

Durante 2019 la CREG designó como perito a la firma Tipiel S.A. para establecer el costo de reposición a nuevo de aproximadamente 108 gasoductos que cumplieron el periodo de vida útil normativo de 20 años establecido en la metodología.

En el año 2020 se solicitó información adicional para avanzar en las actuaciones administrativas tendientes a la valoración de los gasoductos que ya terminaron su vida útil normativa. Se consideró información adicional como parte de las actuaciones administrativas para establecer el valor a reconocer a los activos que cumplieron dicho período de vida útil normativa. En 2021, con las resoluciones 096 a 101 se resolvieron las solicitudes interpuestas por las empresas Promigas S.A. E.S.P., Transmetano E.S.P. S.A., Promioriente E.S.P. S.A., Transoccidente S.A. E.S.P., TGI S.A. E.S.P. y Progasur S.A. E.S.P.

4.3.2.3 Remuneración de proyectos del plan de abastecimiento de gas -PAG

La expansión del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural se realiza, entre otros, a partir del Plan de Abastecimiento de Gas, elaborado por la Unidad de Planeación Minero-Energética, UPME, y adoptado por el Ministerio de Minas y Energía. Para estos proyectos de expansión, principalmente los que se desarrollen a través de los mecanismos de selección de inversionistas desarrollados por la UPME, se requieren algunos ajustes a la regulación definida, tanto para los procesos de selección, como para la administración de los recursos con los cuales se va a remunerar a los inversionistas que sean seleccionados para desarrollar dichos proyectos.

La CREG realizó la contratación de un estudio para determinar la forma de remunerar a los transportadores, con el objetivo de establecer los mecanismos de remuneración, la liquidación, actualización, facturación, recaudo y transferencia de los pagos mensuales que deberán realizar estos agentes transportadores a los adjudicatarios de procesos de selección en el marco de la Resolución CREG 107 de 2017.

En 2021, mediante la Resolución CREG 127 de 2021 la CREG hizo varios ajustes a la Resolución CREG 107 de 2017. Esta disposición contiene los procedimientos que se deben seguir para ejecutar los proyectos del plan de abastecimiento de gas natural. Por otra parte, mediante la Resolución CREG 128 de 2021 la CREG hizo varios ajustes a la Resolución CREG 152 de 2017. Esta disposición contiene la regulación para la selección del

adjudicatario del proyecto de la planta de regasificación del Pacífico y del tubo Buenaventura – Yumbo.

Los anteriores actos administrativos se desarrollaron en línea con las disposiciones que el MME adoptó con la Resolución 40304 de 2020.

4.3.3 Distribución de gas natural

4.3.3.1 Aprobación de cargos de distribución de gas combustible para mercados existentes

Durante el año 2019 se expidió una resolución de aprobación de cargos para mercados existentes, con base en una solicitud tarifaria presentada en 2018 fundamentada en lo dispuesto en la Circular CREG 034 de 2017, en donde se concedió la opción para que las empresas distribuidoras de gas combustible por redes de tubería, que prestan servicio en mercados existentes, soliciten la aprobación de cargos de distribución transitorios para dichos mercados.

Ahora bien, teniendo en cuenta que en el 2018 se establecieron los apartes revocados de la metodología de Distribución de Gas Natural Combustible por parte de la Comisión, lo cual permite contar con los elementos necesarios para aprobar de manera definitiva, y no transitoria, los cargos de distribución de gas combustible por redes, a finales de ese mismo año se profirió la Circular CREG 107 de 2018 mediante la cual se requirió a las empresas de distribución de gas combustible que cuentan con cargos transitorios aprobados según la Circular CREG 034 de 2017, que manifestaran su decisión de solicitar la aprobación de un nuevo cargo o de mantener vigente el cargo transitorio aprobado. Para ello, se concedió plazo hasta el 28 de enero de 2019.

De las 13 empresas que contaban con cargos transitorios aprobados según la Circular CREG 034 de 2017, 9 decidieron quedarse con los cargos transitorios antes mencionados y 4 decidieron acogerse a la nueva metodología.

Adicionalmente y para lo que tiene que ver con las futuras solicitudes de cargos y aprobación de mercados, se profirió la Circular CREG 030 de 2019, a través de la cual se divulgó el procedimiento aplicable al trámite de solicitud y aprobación de cargos de distribución conforme a la metodología antes mencionada. En Anexo se presenta el cronograma indicativo del trámite que se debe adelantar en el momento de la aprobación de una solicitud de cargos de distribución de gas combustible.

Ahora bien, como parte de dicho procedimiento de solicitud y aprobación de cargos, se profirió la Circular 031 de 2019 en relación la verificación de la calidad de la información sobre los activos reportados por las empresas distribuidoras de gas combustible por redes de tubería. Mediante dicha circular se indicaron las pautas para adelantar el proceso de Verificación de Activos Tipo I y se les asignó a las empresas distribuidoras un periodo determinado para cargar su inventario de activos en el aplicativo APLIGAS.

La Verificación de Activos Tipo I se llevó a cabo en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2019 y fue realizada por una empresa seleccionada por la CREG mediante un proceso de pluralidad determinada de oferentes. El proceso de verificación se les realizó a 39 empresas distribuidoras de gas combustible.

Ahora bien, en relación con la Metodología de Distribución de Gas Combustible, a finales del año 2019 se expidió la Resolución CREG 176 de 2019 “Por la cual se ordenó hacer público el proyecto de resolución ‘Por la cual se resuelve una actuación administrativa iniciada en virtud de una solicitud particular en interés general con base en lo establecido en el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994’”. Conforme a lo dispuesto en la Resolución en mención y la Resolución CREG 187 de 2019, el plazo para comentarios fue de veinte (20) días hábiles, los cuales finalizarán el 9 de enero de 2020.

A inicio del año 2020 se expidió la Resolución CREG 011 de 2020, “Por la cual se resuelve una actuación administrativa iniciada en virtud de una solicitud particular en interés general con base en lo establecido en el Artículo 126 de la Ley 142 de 1994”.

Ahora bien, como parte del procedimiento de solicitud y aprobación de cargos, durante el primer trimestre del año 2020 se presentaron los resultados de la verificación de la calidad de la información sobre los activos reportados por las empresas distribuidoras de gas combustible por redes de tubería, en virtud de la Circular 031 de 2019. El proceso de verificación se realizó a 39 empresas distribuidoras de gas combustible, de las cuales, a 17 empresas se les aceptó la información reportada de sus activos, y a 22 empresas les fue rechazada dicha información.

Conforme a lo anterior, y durante el segundo y tercer trimestre del año 2020, la Comisión, con base en la facultad establecida en el numeral 1 del Anexo 3 de la metodología de distribución de gas combustible por redes de tubería, decretó pruebas a las 22 empresas que les fue rechazada la información de activos en la verificación tipo 1, con el objeto de contar con elementos de convicción adicionales y que le permitieran reconsiderar o ratificar la conclusión proferida por la empresa verificadora sobre la calidad de la información de activos reportada. Una vez verificado por parte de la Comisión el ajuste de la información de activos de acuerdo con el resultado de las pruebas adelantadas, las 22 empresas concluyeron de manera satisfactoria el proceso de verificación Tipo 1 de la calidad de activos reportada a la CREG para efectos de la determinación de los cargos por uso de los sistemas de distribución.

Ahora bien, como parte del procedimiento y aprobación de cargos, durante el segundo semestre de 2020, la Comisión publicó las listas de chequeo indicativas que utilizó para la verificación de la completitud de las solicitudes de cargos (Circular CREG 077 de 2020), así como el cronograma para que las empresas distribuidoras presentaran sus solicitudes de aprobación de cargos de distribución para mercados existentes (Circulares CREG 062, 068, 082 y 084 de 2020).

De esta manera, se presentaron 135 solicitudes de aprobación de cargos de distribución para la misma cantidad de mercados relevantes existentes, por parte de 47 empresas distribuidoras que prestan el servicio de gas a cerca de 9 millones de usuarios en el país. Durante el último trimestre del año, se realizó el procedimiento de revisión de la completitud y posterior inicio de las actuaciones administrativas de las 135 solicitudes presentadas para la aprobación de cargos de distribución para mercados existentes. Actualmente, las solicitudes se encuentran en etapa de análisis dentro del desarrollo de la actuación administrativa correspondiente.

Durante el año 2021, la Comisión, en desarrollo del período probatorio de las 135 solicitudes de aprobación de cargos de distribución para la misma cantidad de mercados relevantes

existentes, por parte de 47 empresas distribuidoras que prestan el servicio de gas a cerca de 9 millones de usuarios, adelantó audiencias virtuales con cada una de las empresas para que expusieran y sustentaran a la Comisión la información de los Otros Activos, OA, los gastos de Administración, Operación y Mantenimiento, AOM y los Otros Gastos de AOM cuyo reconocimiento pretenden como parte de las solicitudes presentadas.

Igualmente, la Comisión, adelantó durante el año 2021, dentro del período probatorio, requerimientos de aclaración sobre la información suministrada por las empresas en sus solicitudes tarifarias, relacionadas con la conformación de mercados, inversiones y demanda.

Actualmente las solicitudes se encuentran en etapa de análisis y cálculo de los cargos dentro del desarrollo de la actuación administrativa correspondiente.

4.3.3.2 Aprobación cargos de distribución y comercialización para mercados nuevos

Los cargos de distribución y comercialización de gas remuneran a las empresas la prestación del servicio en dichas actividades. El cargo que se define establece una señal económica para que los prestadores del servicio tomen sus decisiones de inversión y atención de usuarios en los municipios de interés.

Como se mencionó anteriormente, en el 2018 se establecieron los apartes revocados de la metodología de Distribución de Gas Natural Combustible por parte de la Comisión, lo que permitió contar con los elementos necesarios para aprobar de manera definitiva, los cargos de distribución de gas combustible por redes para mercados nuevos.

Fue así como, durante el 2019 se atendieron 19 solicitudes tarifarias para mercados nuevos, que conllevaron a la expedición de 37 resoluciones mediante las cuales se aprobaron 18 cargos de distribución y 19 cargos de comercialización de gas combustible por redes de tubería para 11 municipios y 80 centros poblados, beneficiando a 32.044 usuarios.

En el 2020, se atendieron 29 solicitudes tarifarias para mercados nuevos, que conllevaron a la expedición de 58 resoluciones mediante las cuales se aprobaron 29 cargos de distribución y 29 cargos de comercialización de gas combustible por redes de tubería para 37 municipios y 45 centros poblados, beneficiando a 46.688 usuarios.

Durante el año 2021 se atendieron 32 solicitudes tarifarias para mercados nuevos, que conllevaron a la expedición de las resoluciones CREG 043 a 058, 062 a 067, 088 a 091, 112 a 121, 124, 125, 152 a 163, 181 a 184, 190 a 197, 216 y 217 de 2021, mediante las cuales se aprobaron 32 cargos de distribución y 32 cargos de comercialización de gas combustible por redes de tubería para 32 municipios y 150 centros poblados, beneficiando a 99.242 usuarios.

Actualmente están en trámite 21 solicitudes tarifarias de aprobación de cargos de distribución y comercialización para mercados nuevos.

4.3.4 Comercialización de gas natural

4.3.4.1 Metodología para la remuneración de la actividad de comercialización de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados

Durante 2019 se continuaron los análisis para la determinación de la metodología tarifaria que remunera la actividad de comercialización, en relación con aspectos como: la conformación de mercados, la determinación de gastos eficientes de AOM, el reconocimiento de margen de comercialización, el riesgo de cartera, el ciclo efectivo incluido pago de los subsidios y variación en la tasa representativa del mercado, entre otros.

En el 2020 se continuaron los análisis para la determinación de la metodología tarifaria que remunera la actividad de comercialización minorista de gas combustible por redes a través de una componente fija, y una componente variable que incluye aspectos como: la conformación de mercados, inversiones, la determinación de gastos eficientes de AOM, el reconocimiento de margen operacional, el riesgo de cartera, y costos financieros que incluyen el ciclo efectivo y el pago de los subsidios.

De esta manera, a finales de año 2020, se aprobó la resolución por la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución: “Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización minorista de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados”.

Como resultado del proceso de consulta de la Resolución CREG 220 de 2020 se recibieron hasta el mes de mayo de 2021, las observaciones o sugerencias sobre la propuesta contenida en el proyecto de resolución en mención.

Con base en los análisis adelantados por la Comisión con posterioridad a la publicación de la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG 220 de 2020, se consideró necesario efectuar ajustes a dicha propuesta en relación con los temas de Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento - AOM, Inversiones y Riesgo de Cartera.

En consecuencia, mediante la Resolución CREG 147 de 2021 se publicó el proyecto de resolución por la cual se modifican los Artículos 11, 15, 17 y el Anexo 2 y se adicionan el Artículo 18A y el Anexo 4 a la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG No. 220 de 2020.

Con base en los análisis adelantados por la Comisión con posterioridad a la publicación de las propuestas regulatorias publicadas a través de las Resoluciones CREG 220 de 2020 y CREG 147 de 2021, la CREG consideró necesario ajustarla, con el fin de incorporar una gradualidad en la aplicación de los nuevos cargos de comercialización para el Siguiendo Período Tarifario a usuarios de uso residencial, para mitigar los impactos de posibles incrementos altos a los usuarios de uso residencial.

Por lo anterior, se expidió la Resolución CREG 235 de 2021, “Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se adiciona el Artículo 14A a la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG No. 220 de 2020 ‘Por la cual se establecen los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización minorista de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados”.

En el proceso de consulta de la Resolución CREG 235 de 2021 se recibieron hasta la primera semana del mes de enero de 2022, las observaciones o sugerencias sobre la propuesta contenida en el proyecto de resolución en mención.

Surtido el debido proceso de consulta de la propuesta regulatoria formulada y de los ajustes a la misma, revisados y analizados los comentarios y observaciones formulados por los interesados y con base en los análisis efectuados hasta la fecha por la Comisión se formula la metodología para establecer los criterios generales para remunerar la actividad de comercialización de gas combustible a usuarios regulados.

4.3.4.2 Fórmulas tarifarias generales

Las fórmulas tarifarias que utilizan actualmente los comercializadores que atienden usuarios del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería para determinar los costos de prestación del servicio están definidas en la Resolución CREG 137 de 2013.

De acuerdo con lo previsto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, las fórmulas tarifarias tienen una vigencia de cinco años y vencido este periodo, continúan rigiendo mientras la Comisión no fije unas nuevas. El periodo de cinco años de la Resolución CREG 137 de 2013 finalizó y en ese sentido le corresponde a la CREG la adopción de unas nuevas fórmulas.

En el segundo trimestre del año 2019 la CREG publicó las bases sobre las cuales se realizarán los estudios para establecer la nueva fórmula tarifaria que se aplicará para el siguiente periodo tarifario.

Durante el segundo semestre del año 2020, y según lo previsto en las “bases sobre las cuales se realizaron los estudios para establecer la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario”, la Comisión contrató los siguientes estudios, adelantados por la firma consultora Econometría S.A., para avanzar en la definición de una nueva metodología para calcular el costo de prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes.

Adicionalmente, los informes recibidos por parte de la firma consultora fueron publicados para comentarios mediante las Circulares CREG 128 y 130 de 2020. Estos resultados serán tenidos en cuenta por la Comisión de Regulación como insumo para la expedición de la resolución que contenga la nueva fórmula tarifaria, la cual permita determinar los costos unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios regulados del servicio de gas combustible por redes de tubería.

Luego de los estudios respectivos se aprobó para comentarios el proyecto de resolución de carácter general: “Por la cual se establecen las fórmulas tarifarias generales que deberán aplicar los comercializadores que atienden usuarios regulados para establecer los costos de prestación del servicio público domiciliario de gas natural por redes de tubería” (Resolución CREG 227 de 2021). En esta propuesta se plantea entre otros aspectos lo siguiente:

- a) Separación de fórmula tarifaria del servicio por redes de gas natural y GLP considerando las particularidades de cada uno de estos gases en relación con el suministro y transporte.
- b) Definición de condiciones para el traslado de costos por parte del comercializador
- c) Reconocimiento de las cantidades de compras de suministro y capacidad de transporte de gas mediante contratos con respaldo físico únicamente para la demanda regulada esencial para evitar el exceso en la contratación

- d) Introducción de señales de eficiencia para las compras y el traslado de precios de suministro y transporte.
- e) incentivos para que el comercializador venda los excedentes de suministro y transporte en beneficio de la demanda regulada.
- f) Reconocimiento en las desviaciones entre lo pagado por el comercializador al productor por el suministro de gas y lo recaudado a los usuarios por concepto de la variación de la Tasa Representativa del mercado
- g) Limite a los precios en el mercado secundario para usuarios de demanda esencial.
- h) Recopilación de información confiable para hacer trazabilidad de los costos de suministro y transporte hasta llegar a la definición del costo de prestación del servicio.
- i) Claridad en la conversión de unidades de las variables hasta llegar a las utilizadas en la facturación del usuario.

4.4 Sector Gas Licuado de Petróleo

4.4.1 Comercialización mayorista

Durante el año 2019 la Comisión definió las condiciones y el esquema de comercialización para el GLP proveniente del proceso de comisionamiento de la planta de estabilización de condensados de Cupiagua, bajo el cual se ofrecieron y asignaron alrededor de 62 millones de kilogramos durante el segundo semestre del año.

Adicionalmente, la Comisión determinó el precio máximo regulado de suministro para la fuente Cupiagua, decisión contra la que procede recurso de reposición.

Para el año 2020, la Comisión de Regulación resolvió la solicitud de precio máximo de suministro de Gas Licuado de Petróleo, GLP, producido por la PTF Capachos. Para esto, la CREG expidió la Resolución CREG 159 de 2020, la cual, después de resolver los recursos de reposición interpuestos, quedó en firme mediante la Resolución CREG 211 de 2020.

Adicionalmente, durante el segundo semestre del año 2020, la Comisión contrató como consultor al Consorcio Calidad GLP 2020, que adelantó un estudio cuyo objeto era elaborar una propuesta de mecanismo mediante el cual se ajuste la remuneración del GLP según la calidad del producto entregado.

Finalmente, la Comisión se encuentra trabajando en la metodología para la regulación de precio de suministro de GLP de comercializadores mayoristas a distribuidores.

4.4.1.1 Nueva Propuesta de Metodología Precios de Suministro

Una de las componentes dentro de la tarifa del gas licuado de petróleo (GLP) es el precio de suministro, mediante el cual se remunera la actividad de comercialización mayorista dentro de la cadena. Teniendo en cuenta la necesidad de actualizar la regulación establecida actualmente para los precios de suministro de comercializador mayorista al distribuidor, y teniendo en cuenta tanto los estudios realizados por la Comisión en años anteriores como comunicaciones de los agentes en torno a sugerencias sobre la regulación actual, se publicó en el año 2021 para consulta un proyecto de resolución con la actualización de la regulación de precios de suministro del GLP de comercializadores mayoristas a distribuidores.

En el mes de mayo del año 2021 se realizaron audiencias de socialización de la propuesta anterior. Actualmente la Comisión se encuentra analizando los comentarios recibidos.

4.4.1.2 Cambio de Punto de Entrega

Producto de una situación que se presentó con el GLP comercializado en la fuente Cusiana, ECOPEPETROL solicitó a la Comisión analizar la posibilidad de hacer un cambio en el punto de entrega para los contratos con esta fuente. La Comisión analizó la situación expuesta y, con el objetivo de asegurar la disponibilidad de una oferta de energéticos eficiente en todo el país, autorizó el cambio de fuente y publicó una resolución para consulta y la resolución definitiva para modificar el punto de entrega de los contratos de suministro, desde la fuente Cupiagua a la fuente Cusiana.

4.4.1.3 Opción Tarifaria

Durante el año 2021, en el marco del alza de los precios internacionales del GLP, se realizaron junto con el Ministerio de Minas y Energía dos mesas de trabajo con el sector de GLP para analizar la coyuntura de precios internacionales y el impacto en el mercado nacional.

Producto de lo discutido en estas mesas y de los análisis realizados por la Comisión se definió una opción tarifaria para el suministro de GLP, para facilitar la gestión de la coyuntura de precios de suministro, la cual fue publicada primero como consulta para comentarios y finalmente la resolución definitiva.

4.4.1.4 Determinación de las Zonas de Influencia para la Asignación de GLP con Precio Regulado

Acorde con lo establecido en el reglamento de comercialización mayorista del GLP, se determinó y publicó mediante circular el listado de municipios que conforman las zonas de influencia para las OPC que cubren los períodos comprendidos entre julio - diciembre de 2019, enero – junio de 2020, entre julio a diciembre de 2020, enero a junio de 2021 y julio y diciembre de 2021.

4.4.1.5 AutoGLP Y NAUTI GLP

Según lo definido en la regulación vigente, el AutoGLP es el GLP que es utilizado como combustible para el transporte automotor; por su parte, el nautiGLP es el GLP utilizado como combustible en embarcaciones marítimas o fluviales a motor.

Con base en las funciones de la Comisión, en relación con la definición de metodologías y fórmulas para la fijación de precios y tarifas de gas para uso vehicular, se contrató en el año 2021 un estudio para realizar la revisión de información en torno al AutoGLP y nautiGLP y con el objetivo de recopilar elementos insumo para desarrollar un documento en el que se analizarán la competencia de la CREG en este tema y la necesidad de desarrollos regulatorios.

4.4.2 Distribución y comercialización

4.4.2.1 Parámetros de conducta y participación de los agentes

Dentro de los parámetros de conducta y la participación de los agentes en las actividades de comercialización mayorista y distribución de GLP, se estableció la capacidad de compra como un mecanismo dentro del proceso de adquisición del producto, el cual se da en función del nivel de activos (cilindros y tanques estacionarios), conforme a los reportes realizados al Sistema Único de Información (SUI), y de la capacidad de envasado del distribuidor.

Las capacidades de compra se han definido para el segundo semestre de 2019 y al primer semestre de 2020, así como para el primer y segundo semestre del año 2021, lo anterior, en función de su nivel de inversiones en cilindros y tanques estacionarios.

4.4.2.2 Código de medida

En el 2019, se complementó la propuesta de código de medida de GLP además de la distribución a granel, abordando la distribución por redes, dentro de las actividades se recolectó información de equipos de medición mediante la Circular CREG 085 de 2019 y se continuó trabajando en una propuesta unificada de código para propuesta de los agentes.

Durante el año 2020 se realizó la publicación de la Resolución CREG 113, mediante la cual se presentó la propuesta de Código de Medida de Gas Licuado de Petróleo, GLP. A partir de esta propuesta, se llevó a cabo el análisis de los comentarios que se recibieron, se hizo un taller para profundizar sobre dichos comentarios con los agentes que los presentaron, y se surtieron las etapas de aprobación de la versión definitiva del código de medida.

4.4.2.3 Metodología de distribución y comercialización minorista de GLP en San Andrés y Santa Catalina.

En diciembre del año 2019 se expidió para consulta la Resolución CREG 133, que dispone la nueva metodología para remunerar las actividades de distribución y comercialización minorista de GLP en el mercado del Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, la cual queda en firme mediante la Resolución CREG 236 de 2020. Con esto se inicia el proceso de aprobación de los nuevos cargos de distribución y comercialización de GLP para el archipiélago, a partir de la información que presenten los interesados en prestar el servicio en dicho mercado, en cumplimiento de lo establecido en esta nueva metodología.

Durante el año 2021 la Comisión inició la actuación administrativa particular para la definición de los cargos de Distribución y Comercialización Minorista en aplicación de la Resolución CREG 236 de 2020. Para la remuneración de las inversiones en la actividad de distribución de GLP en el archipiélago, la Comisión dispuso los parámetros para la estimación de la tasa de descuento de la actividad de distribución de GLP en el mercado del archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, así mismo estableció la tasa de descuento respectiva mediante la Resolución CREG 104 de 2021.

4.4.2.4 Autorizaciones de Movilización de Cilindros Universales Remanentes para Destrucción.

La CREG expidió mediante la Resolución CREG 164 de 2014 las medidas regulatorias dentro de las actividades de distribución y/o comercialización minorista de GLP enfocadas a reforzar la aplicación del esquema de responsabilidad de marcas en cilindros.

Dentro de dicha resolución, se estableció la destrucción de los cilindros universales remanentes que se encuentren en poder de las empresas prestadoras del servicio de GLP en cilindros. Para llevar a cabo la destrucción de estos cilindros se estableció la obligación de las empresas distribuidoras y comercializadoras minoristas de GLP de informar a la CREG la cantidad de cilindros universales remanentes que tiene en su poder y el lugar donde se encuentran almacenados y así mismo informar a la CREG la programación prevista para su destrucción para la respectiva revisión y autorización por parte de esta.

Así las cosas, la Comisión aprueba la movilización de estos cilindros para su posterior destrucción, realizando en lo corrido del 2021 cinco (5) autorizaciones las cuales quedaron dispuestas en las circulares CREG 19, 49, 66, 72 y 103 de 2021.

4.5 Transversales a los servicios públicos domiciliarios

4.5.1 Tasa de descuento

Durante 2019 la CREG contrató un estudio de consultoría para analizar y proponer una metodología de construcción de la tasa de descuento. El estudio se hizo público con la Circular CREG 100 de 2019.

Con base en dicho estudio y los comentarios recibidos de los diferentes agentes que prestan los servicios públicos materia de regulación de la CREG, mediante la Resolución CREG 155 de 2020, se sometió a consulta el proyecto para la construcción de las tasas de descuento que se utilizan en la regulación de las actividades a cargo de la CREG.

Mediante la Resolución CREG 004 de 2021 la CREG expidió las disposiciones para el cálculo de las tasas de descuento aplicables a las actividades reguladas que la Comisión tiene a su cargo.

A esta disposición se le hizo un ajuste con la Resolución CREG 073 de 2021 porque algunas de las fuentes que se utilizan en el cálculo hicieron ajustes en sus procedimientos de reporte de información.

Con base en las resoluciones CREG 103 y 104 de 2021, se hicieron las primeras estimaciones utilizando la metodología contenida en la Resolución CREG 004 de 2021.

4.5.2 Derechos de los usuarios autogeneradores a pequeña escala

En el mes de febrero la Comisión divulgó un proyecto de regulación para establecer los derechos de los usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala – AGPE. Esto con el propósito de establecer los criterios mínimos que protejan los derechos de estos usuarios AGPE cuando venden sus excedentes de energía a una empresa de comercialización de energía eléctrica.

Con esta propuesta se busca:

- Definir las relaciones contractuales entre los comercializadores y los usuarios AGPE.
- Establecer el contenido mínimo que debe tener el contrato y las facturas para la protección de los usuarios.

- Definir claramente las responsabilidades de liquidación y facturación dentro de las transacciones de compra de excedentes de energía.
- Definir las condiciones para el pago por parte del usuario y del comercializador cuando hay venta de excedentes de energía.
- Definir causales de suspensión y corte y procedimiento para reclamaciones del usuario por inconformidades con el comercializador en relación con medición, facturación, pago y otros.
- Evitar el abuso de posición dominante por parte de las empresas comercializadoras.

4.5.3 Reglas generales del comportamiento de mercado

Con las resoluciones CREG 105 de 2018 y 039 de 2019, se sometió a consulta pública el proyecto regulatorio que establece las reglas generales de comportamiento de mercado para los agentes que prestan los servicios de energía eléctrica y gas combustible. La versión definitiva fue expedida en Resolución 080 de 2019.

Este conjunto de reglas sirve como base para el desarrollo de un nuevo enfoque regulatorio, caracterizado por medidas de intervención que responden a la rápida transformación tecnológica que enfrentan estos sectores. El fin último es que los intereses de los usuarios sean gestionados de manera adecuada y puedan beneficiarse de las eficiencias derivadas del desarrollo y la innovación.

El nuevo enfoque regulatorio requiere el uso de reglas que dan mayor libertad a los agentes para el desarrollo de la iniciativa privada y la incorporación de nuevas tecnologías. Sin embargo, una mayor libertad en el actuar trae riesgos de que los agentes se comporten de manera contraria a los fines regulatorios. Las reglas generales de comportamiento mitigan estos riesgos, al guiar el actuar de los agentes y permitir una vigilancia efectiva en mercados regulados que se encuentran en constante transformación.

Además, con la entrada en vigencia de la Resolución CREG 080 de 2019 se dio inicio a una estrategia pedagógica en conjunto con la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, cuyo propósito es facilitar el entendimiento por parte de los agentes sobre aquellas situaciones que resultan contrarias al buen comportamiento en el mercado.

En desarrollo de esta iniciativa, se realizaron mesas de trabajo con los agentes interesados y se publicó un primer documento donde se plantean las bases de discusión sobre aquellos comportamientos que resultan contrarios a la regulación en materia de acceso a redes de transporte de energía eléctrica. El objetivo de este documento es contribuir al cumplimiento de las obligaciones que tienen los agentes de (i) alinear sus comportamientos con los fines de la regulación y (ii) realizar la debida diligencia para asegurar su cumplimiento continuo.

4.5.4 Emergencia Sanitaria Covid-19

El año 2020 fue completamente atípico, no solamente en temas económicos, si no en muchos aspectos de la vida, a causa de la emergencia sanitaria por la pandemia declarada a nivel mundial ante la aparición del virus que se ha denominado COVID-19.

Como parte de las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional para afrontar dicha emergencia sanitaria, y las consecuencias económicas sobre la población, se facultó a la CREG para adoptar medidas especiales en materia de servicios públicos domiciliarios,

adicionales a las facultades ya otorgadas por las Leyes 142 y 143 de 1994 y demás normas que establecen las funciones y competencias de la Comisión.

En respuestas a las necesidades, tanto de los usuarios de los diferentes servicios públicos que la Comisión regula, como de las empresas prestadoras de dichos servicios, se tomaron múltiples medidas regulatorias, para, de un lado, permitir a los usuarios seguir contando con los servicios públicos a precios competitivos, durante el aislamiento obligatorio decretado por el Gobierno Nacional, y de otro, asegurar la sostenibilidad de las empresas de los diferentes sectores regulados, de manera que no se comprometa en forma grave la prestación del servicio en el mediano y largo plazo.

Es por esto que la Comisión adoptó medidas transitorias, tanto en materia de tarifas a los usuarios finales, como de las reglas de los mercados mayoristas de los diferentes servicios públicos, para garantizar la prestación continua de los servicios y la sostenibilidad de dicha prestación en el mediano plazo.

4.5.4.1 Energía Eléctrica

4.5.4.1.1 Opción tarifaria

Durante el año 2020, definió una opción tarifaria para que los prestadores del servicio de energía eléctrica pudieran mitigar los cambios súbitos en el Costo Unitario de Prestación del Servicio. Este mecanismo se definió como un esquema de aplicación voluntaria por parte de los prestadores.

Sin embargo, con el inicio de la emergencia sanitaria del COVID-19, se hizo de obligatoria aplicación, desde el momento a partir del cual se congeló la variación del Costo Unitario de Prestación del Servicio, hasta noviembre del 2020, mediante la expedición de la Resolución CREG 058 de 2020, modificada y adicionada por las resoluciones CREG 064, 108 y 152 de 2020.

4.5.4.1.2 Diferimiento del pago por parte de los usuarios

Además de la aplicación obligatoria de la opción tarifaria, se tomaron medidas adicionales para el diferimiento automático (estratos 1 a 4) o voluntario (estratos 5 y 6, comercial), del pago de las facturas correspondientes a los consumos durante los meses iniciales de la emergencia sanitaria, y su posterior pago por parte de los usuarios. Las medidas adoptadas se resumen así:

- a. Facturas objeto del pago diferido: Las correspondientes a abril, mayo, junio y julio.

Consumos sujetos del pago diferido: En el caso de los usuarios residenciales de los estratos 1 y 2, fueron sujetos del pago diferido al valor asociado con el consumo del período facturado que superara el consumo básico o de subsistencia. Para los usuarios residenciales del estrato 3, fueron sujetos del pago diferido el valor asociado con el consumo menos el subsidio. Para los usuarios residenciales del estrato 4, fueron sujetos del pago diferido el valor del consumo total.

Período de gracia: El primer pago correspondiente a cada factura diferida podía ser cobrado cuatro meses después de la fecha de vencimiento inicial de esa factura. Esto es, el primer pago de la factura diferida de abril podía ser cobrada con la factura de agosto, la de mayo en septiembre, la de junio en octubre y la de julio en noviembre.

Plazo: Para usuarios residenciales de estratos 1 y 2, un período de pago de treinta y seis (36) meses. Para usuarios residenciales de estratos 3 y 4, un período de pago de veinticuatro (24) meses.

b. Pago anticipado: En cualquier momento por solicitud del usuario.

Tasa de financiación: Los comercializadores debían aplicar a los usuarios residenciales de estratos 1 a 4 el menor valor entre: i) la tasa de los créditos que el comercializador adquiriera para esta financiación; ii) la tasa preferencial más doscientos puntos básicos; y, iii) la tasa resultante de los mecanismos de compensación que dispusiera la Nación, directa o indirectamente, o a través de entidades bilaterales o multilaterales.

Usuarios residenciales de estratos 5 y 6, comerciales e industriales: El comercializador debía ofrecer opciones de financiación antes de realizar la suspensión del servicio, cuya aplicación se haría por mutuo acuerdo.

Financiación automática: Procedía cuando el usuario no pagaba la factura, es decir, no requería informar al comercializador que se acogía al diferimiento.

Zonas de difícil acceso: Se definieron reglas para garantizar la financiación a usuarios ubicados en zonas de difícil acceso y para garantizar, si el usuario lo decidía, la recarga y su financiación, a los usuarios que usaran la medición prepaga.

Reporte de lectura por parte del usuario: Se definieron algunas disposiciones para determinar el consumo de energía eléctrica empleado para el cálculo de la tarifa, en los casos en los cuales el comercializador no podía acceder al medidor del usuario. En estos casos el comercializador podía también utilizar la información de lectura del medidor reportada por el usuario.

4.5.4.1.3 Medidas de flexibilización de compromisos del mercado

Para mitigar los efectos sobre las empresas prestadoras de los servicios del diferimiento de los pagos por parte de los usuarios, y complementando las medidas adoptadas por el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía, la Comisión realizó ajustes a las reglas del mercado eléctrico en diferentes frentes, para flexibilizar las condiciones de los compromisos, de tal forma que se tuvieran mayores plazos para el cumplimiento de las obligaciones y se reflejaran las nuevas condiciones que se estaban enfrentando. Igualmente, se adoptaron medidas regulatorias para el cumplimiento de otros compromisos que se podían estar afectando como consecuencia del aislamiento obligatorio, y de los efectos económicos sobre la economía global de la pandemia.

En ese sentido, se adoptaron las siguientes medidas en materia de regulación del mercado de energía mayorista:

- Ajustes de la Tasa Representativa del Mercado, TRM, para la actualización de las garantías de construcción de las plantas nuevas que han sido asignadas con Obligaciones de Energía Firme, OEF, del Cargo por Confiabilidad, y ampliación de plazos para la entrega de los informes de auditoría de combustibles líquidos para las plantas que respaldan sus OEF con este tipo de combustibles (Resolución CREG 033 de 2020).

- Actualización de los medios tecnológicos alternativos para hacer las ofertas de precios y declaraciones de disponibilidad requeridos para el despacho de la energía, ante el operador y administrador del sistema (Resolución CREG 034 de 2020).
- Suspensión de los programas de limitación de suministro y retiro del mercado durante la aplicación del aislamiento obligatorio, a las empresas que incumplen sus obligaciones financieras con el mercado (Resolución CREG 043 de 2020).
- Ajuste del cronograma para la emisión y pago de las facturas del Mercado de Energía Mayorista -MEM-, así como la presentación de los mecanismos de cubrimiento de obligaciones correspondientes a las transacciones en la Bolsa de Energía y de los cargos por uso del STN (Resolución CREG 056 de 2020).
- Diferimientos de pago de las compras de energía en bolsa y de los cargos por uso de las redes de transporte, para los comercializadores con problemas de recaudo (Resolución CREG 061 de 2020).

4.5.4.1.4 Usuarios en Zonas No Interconectadas

Al igual que para los usuarios del Sistema Interconectado Nacional, SIN, se adoptaron medidas tendientes al diferimiento de los pagos de las facturas de los consumos de los usuarios ubicados en las Zonas No Interconectadas, en condiciones similares a las del SIN.

4.5.4.2 Gas Combustible por Redes

4.5.4.2.1 Comercialización minorista de Gas combustible por redes

Al igual que para el servicio público de energía eléctrica, la Comisión adoptó medidas en materia de la aplicación de la opción tarifaria para los usuarios del servicio público de gas combustible por redes, y medidas tendientes al diferimiento de los pagos de las facturas correspondientes a los consumos de los usuarios finales regulados durante los primeros meses de la emergencia sanitaria. Las medidas adoptadas para energía, con algunas particularidades propias de las metodologías tarifarias vigentes para el servicio público de gas combustible por redes, fueron las mismas en cuanto a plazos, tasas de financiación y demás aspectos señalados en el numeral 6.

4.5.4.2.2 Comercialización mayorista de Gas Natural

En relación con el mercado mayorista de gas natural, se tomaron decisiones que permitieron a las partes de los contratos vigentes de suministro firme, revisar las condiciones de precios y cantidades que aplicaron durante el período de emergencia económica y hasta noviembre 30 de 2020. También, y con el objeto de flexibilizar las condiciones de oferta de corto plazo, se permitió la comercialización directa o a través de los mecanismos de comercialización establecidos por la regulación, del suministro de gas antes declarado para propio consumo, para poder comercializarlo en contratos con ejecución hasta noviembre 30 de 2020.

Complementario a estas decisiones, y con el objeto de tener mejor información disponible para la toma de decisiones, se implementaron reportes acerca de la ejecución de los contratos y de las condiciones de moneda de pago y TRM definidos en los contratos de suministro, a través del Gestor del Mercado de Gas.

Los efectos económicos de la situación inusual que vive el país por cuenta de la pandemia y las medidas de aislamiento preventivo conllevaron a flexibilizar las condiciones de

contratación de suministro durante el año de gas 2020-21. En particular, se permitió la negociación directa de contratos de suministro en las modalidades de opción de compra y de firmeza condicionada, en adición a la modalidad de suministro firme, con duración máxima de un año, y con ejecución hasta noviembre 30 de 2021.

En aspectos de información, se establecieron medidas acerca de la cantidad de gas natural disponible para la venta a través de la declaración de producción disponible para la venta en firme -PTDVF- a partir de diciembre 1 de 2020, de todos los campos, incluidos campos menores, aislados y en pruebas extensas. Además, se revisaron los mecanismos de comercialización de suministro bimestral cuyos posibles ajustes se implementarán durante el año 2021.

4.5.4.3 Gas Licuado de Petróleo, GLP

En el marco del estado de emergencia por el COVID-19, y con el fin de asegurar la oferta de gas en los diferentes puntos del territorio nacional en donde se utiliza este combustible, la Comisión de Regulación expidió medidas regulatorias relacionadas con la comercialización mayorista y el precio máximo de suministro de GLP.

Así las cosas, con referencia a la comercialización mayorista de GLP, la Resolución en consulta CREG 032 de 2020, adopta medidas regulatorias para la comercialización de GLP durante el período de la OPC vigente, medidas que quedan en firme con la Resolución CREG 038 de 2020.

En el mismo sentido, se adoptaron disposiciones transitorias para la comercialización de GLP de fuentes de precio regulado para el segundo semestre de 2020, consultadas con la Resolución CREG 110 de 2020, y establecidas en firme mediante la Resolución CREG 134 de 2020.

Dado lo anterior, a través de Circulares CREG, la Comisión publicó el listado de municipios que conforman las zonas de influencia para la Oferta Pública de Cantidades, OPC, adicionales, para los meses comprendidos entre agosto y diciembre de 2020.

Por otro lado, la Comisión expidió la Resolución CREG 045 de 2020, con la fórmula para establecer el precio máximo regulado de venta o suministro del GLP de fuentes de producción nacional, con destino al servicio público domiciliario, y la Resolución CREG 097 de 2020, consultó la ampliación del plazo de vigencia para este precio máximo, quedando en definitiva mediante la Resolución CREG 102 de 2020.

4.6 Combustibles Líquidos

Durante 2019 se agotó el proceso de consulta pública y análisis de comentarios del proyecto regulatorio publicado mediante Resolución CREG 120 de 2018. En dicha resolución y su correspondiente documento de soporte (089-2018), la CREG propuso un conjunto de reglas aplicables a la relación comercial que se presenta entre distribuidores mayoristas y distribuidores minoristas de combustibles líquidos que deben cumplir la obligación de tener abanderamiento exclusivo, con el propósito de promover la libre competencia en estos eslabones de la cadena de valor.

Después de agotar el correspondiente trámite de abogacía exigido ante la Superintendencia de Industria y Comercio, En marzo de 2020, mediante Resolución CREG 024 de 2020 y su

documento soporte (013-2020), fue expedida la versión definitiva de este proyecto regulatorio. Allí se establecieron condiciones mínimas respecto del contenido de los acuerdos comerciales que se pactan entre distribuidores mayoristas y minoristas de combustibles líquidos, se expidieron instrucciones para la publicación de información que resulta necesaria para la toma de decisiones por parte de quienes participan en estas actividades, y se prohibió la inclusión de condiciones que resultan contrarias a la libre competencia, como la restricción de la independencia por parte del minorista, barreras injustificadas para la terminación de la relación comercial, entre otras.

Con estas medidas se busca corregir una falla estructural característica de este tipo de relaciones comerciales, donde la asimetría en el poder de negociación entre las partes da lugar al establecimiento de condiciones comerciales que tienen por objeto o como efecto restringir la libre competencia a lo largo de la cadena de distribución.

Conforme lo señalado en el Artículo 35 de la Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo), los ministerios de Minas y Energía, y Hacienda y Crédito Público, son los responsables de establecer las tarifas a los diferentes agentes de la cadena de producción y distribución de combustibles líquidos (gasolina y diésel), y dicha función podrá ser delegada en la CREG.

Durante el año 2020 se trabajó en conjunto con estos ministerios en los términos para la delegación de funciones a la CREG, y en forma paralela, se avanzó en el análisis de los temas relacionados con dicha delegación, que se espera se concrete en los primeros meses de 2021.

En el 2021 se desarrollaron las actividades del procedimiento regulatorio establecido para la expedición del reglamento de transporte por poliductos - RTP.

En cuanto a las Metodologías para la remuneración de las actividades del servicio de combustibles líquidos, mediante la Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40193 del 21 de junio de 2021 se delegaron ciertas funciones de regulación del sector de combustibles líquidos en la Comisión relacionadas con las tarifas y márgenes asociados a la remuneración de la cadena de transporte, logística, comercialización y distribución de los combustibles líquidos y biocombustibles.

5. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO Y POLÍTICAS DE LARGO PLAZO

a. Plan Nacional de Desarrollo

Relacione las metas del Plan Nacional de Desarrollo (PND) cumplidas, pendientes y su avance de ejecución para el cierre de la vigencia. Explique la causal de retraso si aplica.

La CREG no cuenta con metas de gobierno en el Plan Nacional de Desarrollo.

b. Políticas de mediano y largo plazo.

Relacione las políticas de largo plazo pendientes y su avance de ejecución para el cierre de la vigencia. Explique la causal de retraso si aplica.

Se tiene el CONPES Transición Energética, pero desde el 2022

6. EJECUCIONES PRESUPUESTALES Y SITUACIÓN DE LOS RECURSOS:

Relacione por cada una de las vigencias fiscales cubiertas por el período entre la fecha de inicio de la gestión o ratificación del cargo y la fecha de finalización del gobierno los valores presupuestados, los efectivamente recaudados y el porcentaje de ejecución.

Ingresos			
Concepto del Ingreso	Valor Presupuestado (Millones de pesos)	Valor Recaudado (Millones de pesos)	Porcentaje de Recaudado
VIGENCIA FISCAL 2018			
Aportes de la Nación	\$ 28.617	\$ 4.701	16%
Recursos Propios	\$ 0	\$ 0	0%
Otras fuentes de recursos	\$ 0	\$ 0	0%

Ingresos

Concepto del Ingreso	Valor Presupuestado (Millones de pesos)	Valor Recaudado (Millones de pesos)	Porcentaje de Recaudo
VIGENCIA FISCAL 2019			
Aportes de la Nación	\$ 38.351	\$ 23.097	60%
Recursos Propios	\$ 0	\$ 0	0%
Otras fuentes de recursos	\$ 0	\$ 0	0%

Ingresos			
Concepto del Ingreso	Valor Presupuestado (Millones de pesos)	Valor Recaudado (Millones de pesos)	Porcentaje de Recaudo
VIGENCIA FISCAL 2020			
Aportes de la Nación	\$ 36.668	\$ 38.302	104%
Recursos Propios	\$ 0	\$ 0	0%
Otras fuentes de recursos	\$ 0	\$ 0	0%

Ingresos			
Concepto del Ingreso	Valor Presupuestado (Millones de pesos)	Valor Recaudado (Millones de pesos)	Porcentaje de Recaudo
VIGENCIA FISCAL 2021			
Aportes de la Nación	\$ 37.701	\$ 29.752	79%
Recursos Propios	\$ 0	\$ 0	0%
Otras fuentes de recursos	\$ 0	\$ 0	0%

Ingresos			
Concepto del Ingreso	Valor Presupuestado (Millones de pesos)	Valor Recaudado (Millones de pesos)	Porcentaje de Recaudo
VIGENCIA FISCAL 2022			
Aportes de la Nación	\$ 34.610	\$ 18.464	53%
Recursos Propios	\$ 0	\$ 0	0%
Otras fuentes de recursos	\$ 0	\$ 0	0%

Relacione por cada una de las vigencias fiscales cubiertas por el período entre la fecha de inicio de la gestión o ratificación del cargo y la fecha de finalización del gobierno, los valores presupuestados, los efectivamente gastados y el porcentaje de ejecución.

Gastos			
Concepto del Gasto	Valor Presupuestado (Millones de pesos)	Valor Comprometido (Millones de pesos)	
VIGENCIA FISCAL 2018			
Funcionamiento	\$ 21.988	\$ 21.539	\$ 21.411
Inversión	\$ 6.629	\$ 6.192	\$ 5.946
Otros Conceptos	\$ 0	\$ 0	\$ 0

Gastos			
Concepto del Gasto	Valor Presupuestado (Millones de pesos)	Valor Comprometido (Millones de pesos)	
VIGENCIA FISCAL 2019			
Funcionamiento	\$ 23.326	\$ 22.181	\$ 22.169
Inversión	\$ 9.645	\$ 8.592	\$ 7.993
Otros Conceptos	\$ 0	\$ 0	\$ 0

Gastos			
Concepto del Gasto	Valor Presupuestado	Valor Comprometido	

	(Millones de pesos)	(Millones de pesos)	
VIGENCIA FISCAL 2020			
Funcionamiento	\$ 20.883	\$ 19.074	\$ 19.074
Inversión	\$ 10.457	\$ 8.235	\$ 7.682
Otros Conceptos	\$ 0	\$ 0	\$ 0

Gastos			
Concepto del Gasto	Valor Presupuestado (Millones de pesos)	Valor Comprometido (Millones de pesos)	
VIGENCIA FISCAL 2021			
Funcionamiento	\$ 29.106	\$ 20.502	\$ 20.476
Inversión	\$ 13.200	\$ 11.747	\$ 11.275
Otros Conceptos	\$ 0	\$ 0	\$ 0

Gastos			
Concepto del Gasto	Valor Presupuestado (Millones de pesos)	Valor Comprometido (Millones de pesos)	
VIGENCIA FISCAL 2022			
Funcionamiento	\$ 25.306	\$ 5.452	\$ 4.171
Inversión	\$ 11.523	\$ 3.213	\$ 508
Otros Conceptos	\$ 3.142	\$ 0	\$ 0

NOTA: Adjunte las ejecuciones presupuestales agregadas del SIIF por vigencias, recursos PGN / SGR / PROPIOS / OTROS.

a. Aprobación de vigencias futuras

Fecha de aprobación	Documento de aprobación	Objeto del proceso	Valor aprobado	Ejecución	Pendiente por comprometer
19/10/2018	2-2018-037884	Contratar hasta julio de 2022, los servicios de administración de archivo y la custodia documental; vigilancia y custodia; impresos y publicaciones; correo; outsourcing contable y financiero;	\$ 529	\$ 418	\$ 111
19/10/2018	2-2018-037884	Contratar hasta julio de 2022, los servicios de administración de archivo y la custodia documental; vigilancia y custodia; impresos y publicaciones; correo; outsourcing contable y financiero;	\$ 271	\$ 137	\$ 134

04/07/2019	2-2019-024096	Contratar el servicio de vigilancia y seguridad privada.	\$ 74	\$ 74	\$ 0
12/08/2019	2-2019-029939	Contratar los servicios profesionales de contabilidad.	\$ 98	\$ 96	\$ 2
09/03/2020	2-2020-008732	Contratar Aseo y cafetería	\$ 79	\$ 79	\$ 0
03/12/2021	2-2021-063848	Para adicionar y/o prorrogar hasta el mes de abril de 2022, la orden de compra para dar continuidad a la prestación del servicio de canal principal y de respaldo, para el acceso dedicado a la red de internet	\$ 3	\$ 3	\$ 0

b. Reservas presupuestales

Tipo de gasto	Total, reserva constituida (en millones de \$)	Obligado (en millones de \$)	% de ejecución pagos
2019- Funcionamiento	\$ 101	\$ 101	100%
2019-Inversión	\$ 239	\$ 239	100%
2020- Funcionamiento	\$ 11	\$ 11	100%
2020-Inversión	\$ 599	\$ 599	100%
2021- Funcionamiento	\$ 0	\$ 0	0%
2021-Inversión	\$ 553	\$ 553	100%
2022- Funcionamiento	\$ 25	\$ 25	100%
2022-Inversión	\$ 472	\$ 43	9%
Total	\$ 2.000	\$ 1.571	79%

c. Cuentas por Pagar

Tipo de gasto	Total, cuentas por pagar constituidas (millones de \$)	Pagos (millones de \$)	% de ejecución pagos
2019- Funcionamiento	\$ 4.254	\$ 4.254	100%
2019-Inversión	\$ 1.949	\$ 1.949	100%
2020- Funcionamiento	\$ 3.906	\$ 3.906	100%
2020-Inversión	\$ 5.414	\$ 5.414	100%

2021- Funcionamiento	\$ 237	\$ 237	100%
2021-Inversión	\$ 3.323	\$ 3.323	100%
2022- Funcionamiento	\$ 175	\$ 175	100%
2022-Inversión	\$ 1.665	\$ 1.665	100%
Total	\$ 20.923	\$ 20.923	100%

NOTA: Cuentas por pagar al cierre de la última vigencia (2021)

6.1 Situación de los recursos:

Detalle pormenorizado sobre la situación de los recursos financieros y bienes muebles e inmuebles, por cada una de las vigencias fiscales cubiertas por el período entre la fecha de inicio de la gestión o ratificación del cargo y la fecha de finalización del gobierno, así:

a. Recursos Financieros:

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

CONCEPTO	VALOR (en millones de pesos)
VIGENCIA FISCAL MARZO 2022	
Activo total	\$53.737
• Corriente	\$38.399
• No corriente	\$15.338
Pasivo total	\$421.913
• Corriente	\$421.913
• No corriente	\$0
Patrimonio	\$-368.175

ESTADO DE RESULTADOS

CONCEPTO	VALOR (en millones de pesos)
VIGENCIA FISCAL ENERO A MARZO 2022	
Ingresos Operacionales	\$766
Gastos Operacionales	\$5.738
Costos de Venta y Operación	\$0
Resultado Operacional	\$-4.972
Ingresos Extraordinarios	\$374
Resultado No Operacional	\$-18.595
Resultado Neto	\$-23.567

NOTA 1: Adjunte el juego completo de Estados Financieros (Estado de la Situación Financiera, Estado de Resultados, Estado de Cambios en el Patrimonio, Estado de Flujo de Efectivos² y Notas a los Estados Financieros)

NOTA 2: Incluir el Estado de Balance Contable

b. Bienes Muebles e Inmuebles

CONCEPTO	VALOR (en millones de pesos)
VIGENCIA FISCAL 2022	
TERRENOS	\$11.064

² Cuando aplique.

EDIFICACIONES	\$2.818
CONSTRUCCIONES EN CURSO	
MAQUINARIA Y EQUIPO	
EQUIPO DE TRANSPORTE, TRACCION Y ELECACION	\$358
EQUIPO DE COMUNICACIONES Y COMPUTACION	\$544
MUEBLES, ENSERES Y EQUIPOS DE OFICINA	\$132
BIENES MUEBLES EN BODEGA	
REDES, LINEAS Y CABLES	
PLANTAS, DUCTOS Y TUNELES	
OTROS CONCEPTOS	

NOTA: Adjunte relación de inventarios actualizada y responsables.

c. Relación de obras inconclusas

NOTA: De acuerdo el último reporte mensual a la DIARI-CGR.

6.2 Talento Humano.

Detalle de la planta de personal permanente y temporal de la Entidad, así:

CONCEPTO	NUMERO TOTAL DE CARGOS DE LA PLANTA	NUMERO DE CARGOS PROVISTOS	NUMERO DE CARGOS VACANTES
CARGOS DE LIBRE NOMBRAMIENTO Y REMOCION			
• A la fecha de inicio de la gestión (agosto 2018)	58	49	9
• A la fecha de finalización de gobierno (mayo/2022)	58	58	0
• Variación porcentual	0%	18%	1%
CARGOS DE CARRERA ADMINISTRATIVA			
• A la fecha de inicio de la gestión	29	28	1
• A la fecha de finalización de gobierno	29	27	1
• Variación porcentual	0%	0%	0%

Fecha de Corte: 01/06/2022

a. Concursos

Actualmente se encuentran en concurso 25 empleos de vacancia definitiva dentro del proceso de Selección 1504 de 2020 - Nación 3, convocado mediante Acuerdo N° 0347 de 28 de noviembre de 2020. A la fecha el proceso se encuentra en la finalización de la etapa de pruebas escritas. La actuación judicial (acción de tutela en etapa de verificación de requisitos) que se presentó en virtud del mismo ya se encuentra resuelta por el Juzgado que la admitió.

6.3 Contratación:

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los decretos 1524 y 2253 de 1994, las cuales le confieren un régimen especial de contratación, la CREG ha venido cumpliendo con los principios y procedimientos establecidos en la Ley y en su manual de contratación,

realizando la adquisición de bienes y servicios necesarios para el cumplimiento de los objetivos propuestos por la CREG.

El detalle de la contratación se relaciona en el archivo anexo denominado “Anexo Punto 6.3 Contratación”

NOTA: No incluya los contratos de obra pública reportados anteriormente.

6.4 Créditos externos en ejecución:

La CREG, no realizó operaciones de crédito.

Relacione por cada una de las vigencias fiscales cubiertas por el período entre la fecha de inicio de la gestión o ratificación del cargo y la fecha de finalización del gobierno los créditos externos en ejecución, teniendo en cuenta lo siguiente:

6.5 Anteproyecto de presupuesto 2023:

La Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG requiere un presupuesto total de \$42.224.906.477, de los cuales, \$ 28.424.906.477 (67,32%) corresponden a gastos de funcionamiento, que tienen por objeto de atender el normal funcionamiento de la entidad y \$13.800.000.000 (32,68%) a gastos de inversión, teniendo en cuenta los proyectos y actividades que se requieren realizar en dicha vigencia para cumplir con los mandatos legales que tiene a su cargo, materializados a través de la agenda regulatoria.

Concepto	Gastos Programados		
	Recurso 10	Recurso 16	Total
Funcionamiento	\$ 5.482.488.450	\$ 22.942.418.027	\$ 28.424.906.477
Inversión	\$ 2.600.000.000	\$ 11.200.000.000	\$ 13.800.000.000
Total	\$ 8.082.488.450	\$ 34.142.418.027	\$ 42.224.906.477

Funcionamiento

Para la vigencia fiscal 2023 la CREG requiere un presupuesto para Gastos de Funcionamiento de \$ 28.424.906.477, desagregados de la siguiente manera:

Solicitud Gastos de Funcionamiento

Concepto	Gastos Programados (t+1)		
	Recurso 10 - CSF	Recurso 16 - SSF	Total
	1	2	3=1+2
Gastos de Personal	\$ 4.991.225.340	\$ 16.951.100.315	\$ 21.942.325.655
Adquisición de Bienes y Servicios	\$ 353.702.000	\$ 3.229.611.329	\$ 3.583.313.329
Transferencias Corrientes	\$ 137.561.110	\$ 2.599.402.816	\$ 2.736.963.926
Gastos por Tributos	\$ -	\$ 162.303.567	\$ 162.303.567
Total, General	\$ 5.482.488.450	\$ 22.942.418.027	\$ 28.424.906.477

Servicio de la Deuda

De acuerdo con la Resolución 2159 del 13 de noviembre 2020 y el Decreto 1266 del 17 de septiembre 2020, la CREG proyecta para la vigencia 2023 un valor de \$2.543.430.102 por concepto de Aporte al Fondo de Contingencias:

Concepto	Gastos Programados (t+1)		
	Recurso 10 – CSF	Recurso 16 - SSF	Total
	1	2	3=1+2
Aportes al Fondo Contingencias	\$ -	\$ 2.543.430.102	\$ 2.543.430.102
Total, General	\$ -	\$ 2.543.430.102	\$ 2.543.430.102

INVERSIÓN

Para la vigencia 2023, la CREG solicito la ampliación de horizonte (un año) de los cuatro (4) proyectos de inversión, con la finalidad de consolidar diferentes acciones, que se han venido generando durante la dinámica y ejecución de los proyectos, lo cual invita a dar una continuidad de las actividades que se venían desarrollando y responder institucionalmente a las diferentes problemáticas planteadas logrando una “regulación oportuna y participativa; creadora de conocimiento y arquetipo de otras instituciones” (CREG, 2022)

En cuanto a los recursos de financiación solo para el proyecto de inversión “Estudios y análisis para la adopción de medidas regulatorias requeridas por los sectores de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos a nivel Nacional”, se solicita un valor de \$ 2.600.000.000 para financiar lo relacionado a Combustible líquidos con recurso 10, el valor restante de \$ 6.900.000.000 corresponde a recurso 16.

Por ello los recursos solicitados son los siguientes:

Proyecto	Apropiación solicitada
Divulgación de la regulación a la ciudadanía a nivel Nacional	290.000.000,00
Estudios y análisis para la adopción de medidas regulatorias requeridas por los sectores de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos a nivel Nacional	9.500.000.000,00
Fortalecimiento institucional a partir del aprendizaje organizacional a nivel nacional	310.000.000,00
Mejoramiento y modernización de las TICS de la CREG a nivel Nacional	3.700.000.000,00
Total, Inversión	13.800.000.000,00

En este orden, la CREG solicito recursos para sus cuatro proyectos de inversión de la siguiente manera:

a. Divulgación de la regulación a la ciudadanía a nivel Nacional

Fortalecer la participación ciudadana en el marco del proceso de construcción y socialización de la regulación, permite lograr un escenario más fuerte de legitimidad, en el corto, mediano y largo plazo, es uno de los propósitos del proyecto de Divulgación, en el cual de manera organizando una serie de acciones y actividades previstas de antemano

con las que se pretende alcanzar el objetivo determinado, teniendo en cuenta el contexto, las problemáticas y los recursos fiscales, con lo cual se aporta a los pactos transversales definidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022, se solicitó ampliación de horizonte en un año por valor de \$ 290.000.000,00. Mediante la divulgación se lograr trascender el papel instrumental de la comunicación que tradicionalmente les otorga el Estado a los medios, utilizados como vehículo de promoción de información, para transformarlos en promotores del desarrollo participativo al permitir, el intercambio de opiniones, la deliberación sobre los proyectos de regulación, la producción de sentido y la ampliación de la visión de lo que genera la CREG en el marco por ejemplo de la producción normativa.

Teniendo también como referente no solo la Divulgación de Información, sino también lo referente en el documento CONPES 3785 de 2013 donde se señala que una de las prioridades del Estado es “ofrecer a los ciudadanos información en lenguaje claro y comprensible de manera que se tenga certidumbre sobre las condiciones de tiempo, modo y lugar en las que podrán solucionar sus inquietudes”. A ello se lo orientaran dentro de las actividades recursos para lograr esta finalidad.

De esta manera cobra valía que la CREG destine recursos para aclararle al ciudadano la información y no se caracterice de alguna manera como un estereotipo de datos poco precisos y/o que no se ajusta a sus necesidades o expectativas que normalmente se expresa de datos públicos.

A su vez al fortalecer los espacios para la reflexión, el diálogo y el entendimiento entre la ciudadanía mediante la comunicación idónea de la regulación continúa siendo un reto institucional. La divulgación entonces se orienta a construir y socializar el marco regulatorio de los sectores específicos, incluyendo tanto los medios de comunicación masiva como los alternativos, con el fin de crear, modificar y generar escenarios colectivos que faciliten la interpretación de la normatividad.

b. Estudios y análisis para la adopción de medidas regulatorias requeridas por los sectores de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos a nivel Nacional

Se solicito ampliación de horizonte de un año del proyecto por valor de \$ 9.500.000.000, para continuar el desarrollo de manera consecuente de la producción de Regulación, ya que esta, es un instrumento idóneo que le permite a la Creg mostrar la diversidad de fórmulas empleadas, tanto desde la lógica de la creación de mercados (regulación económica), como desde la lógica de la protección de los ciudadanos (regulación social).

Lo que se busca con este proyecto, es mejorar el acceso efectivo a los servicios públicos y teniendo presente que, mediante la regulación, se está alcanzando un papel cada vez más importante para la conducción de las políticas sociales, y requiere de una adecuada clarificación conceptual, se necesita constantemente el desarrollo de estudios en el sector, que genere las pautas de interacción de manera especializada. Igualmente es importante continuar con el trabajo regulatorio que contempla las actividades dentro de la cadena de combustibles líquidos, teniendo en cuenta que dentro de las funciones delegadas a la Comisión se incluye de forma transversal la regulación de las actividades en zonas de frontera.

A ello se suma también el CONPES 4075 de Transición energética, que implica dar continuidad a diferentes acciones claves que ha venido trabajando la CREG, para lo cual

requerimos recursos y consolidar mediante estos dos años de ampliación de horizonte una Regulación más acorde al contexto nacional.

Lo anterior conforme a lo establecido en el literal a) del artículo 23 de la Ley 143 de 1994, respecto a la función de la CREG de crear las condiciones que aseguren la oferta energética eficiente de capacidad de generación de respaldo, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera que promueve y preserva la competencia.

c. Fortalecimiento institucional a partir del aprendizaje organizacional a nivel nacional

Con la propuesta de ampliación de horizonte a un (1) año por valor de \$ 310.000.000, se da una línea de consolidación mayor a los esfuerzos que se han venido generando, lo cual ha permitido la generación y producción de nuevas ideas al interior de la Creg y pueda relacionarse con actividades que buscan idear, investigar, experimentar e innovar en el quehacer de la regulación.

Si bien, se han materializado con herramientas de uso y apropiación, es necesario continuar en organizar, sistematizar, guardar y compartir datos e información de la entidad, mediante una analítica institucional, que permita el seguimiento y la evaluación de la gestión de la entidad, consolidar la memoria institucional y fortalecer el capital intelectual de la entidad, mediante los activos de conocimiento que estructuran la organización y aportan a la innovación.

Para llegar al nivel de apropiación del conocimiento se requiere continuar fortaleciendo capacidades individuales y grupales en el uso de metodologías ágiles, por ello dinamizar los ambientes virtuales, desarrollar talleres, incluir la medición del impacto en la apropiación del conocimiento logren resolver retos cotidianos desde la práctica, sin dejar excluidos aspectos claves en temas de regulación, mejorando la productividad del talento humano.

Los recursos solicitados, nos permitirán democratizar el acceso al conocimiento individual, organizar, ordenar y crear modos de difusión como el interés y el propósito de la organización, alineado a la Transformación sectorial, fortaleciendo la acción del plan sectorial orientada al talento humano.

d. Mejoramiento y modernización de las TICS de la CREG a nivel Nacional

Se solicita la ampliación de horizonte del proyecto en un (1) año, para la vigencia 2023, los recursos solicitados se presupuestan en \$ 3.700.000.000, lo cual le permitirá a la organización finalizar actividades claves de los sistemas de almacenamiento y empleo de información.

También se podrá continuar con fomentar la transparencia en la función pública y que se diversifiquen los medios de comunicación y de contacto entre la ciudadanía y los diferentes niveles de servidores públicos.

Estas expectativas pueden exigir cierto esfuerzo adicional para cubrirlas satisfactoriamente, desde elaboración de diversos informes hasta la búsqueda constante por elevar la calidad en el servicio prestado, factores por los cuales se requieren los recursos y el uso de estas tecnologías logra señalar de manera sistemática actividades estratégicas relevantes para

comprender el comportamiento de los costos y las fuentes de diferenciación existentes y potenciales, con el propósito de desempeñar esas actividades de manera más óptima dando cumplimiento del gobierno electrónico que genere cambios benéficos en ámbitos como la transparencia puede aplicarse en la gestión pública.

Se requiere un esfuerzo conjunto de toda la Creg, para lograr cumplir con la estrategia GEL y contemplar el marco de referencia de arquitectura empresarial en sus dominios de Estrategia de TI, Gobierno de TI, Información, Sistemas de Información, Servicios Tecnológicos y Uso y Apropriación, para de esta forma lograr el cumplimiento de los requerimientos de Gobierno en Línea.

7 PROGRAMAS, ESTUDIOS, PROYECTOS Y OBRAS PÚBLICAS

Relacione por cada una de las vigencias fiscales cubiertas por el período, entre la fecha de inicio de la gestión o ratificación del cargo y la fecha de finalización del gobierno, todos y cada uno de los programas, estudios y proyectos que se hayan formulado para el cumplimiento misional de la entidad.

a. Programas:

Denominación	Descripción	Estado			Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	En proceso	
VIGENCIA FISCAL 2019					
Fortalecimiento de la gestión y dirección del Sector Minas y Energía	Cuenta con dos proyectos de inversión	\$ 1.906.030.000	73%	0	\$2.611.000.000
Gestión de la información en el sector minero energético	Cuenta con dos proyectos de inversión	\$ 6.049.556.480	86,5	0	\$7.034.368.000

Denominación	Descripción	Estado			Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	En proceso	
VIGENCIA FISCAL 2020					
Fortalecimiento de la gestión y dirección del Sector Minas y Energía	Cuenta con dos proyectos de inversión	\$ 3.336.480.000	63,4%	0	\$5.296.000.000
Gestión de la información en el sector minero energético	Cuenta con dos proyectos de inversión	\$ 4.283.626.906	83,8%	0	\$5.160.996.272

Denominación	Descripción	Estado			Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	En proceso	
VIGENCIA FISCAL 2021					
Fortalecimiento de la gestión y dirección del Sector Minas y Energía	Cuenta con dos proyectos de inversión	\$ 2.467.285.667	83,3%	0	\$2.972.633.334
Gestión de la información en	Cuenta con dos proyectos de inversión	\$ 8.795.535.666	86,%	0	\$10.227.366.666

el sector minero energético					
-----------------------------	--	--	--	--	--

Denominación	Descripción	Estado			Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	En proceso	
VIGENCIA FISCAL 2022					
Fortalecimiento de la gestión y dirección del Sector Minas y Energía	Cuenta con dos proyectos de inversión	\$ 167.824.000	7,9%	0	\$2.097.800.000
Gestión de la información en el sector minero energético	Cuenta con dos proyectos de inversión	\$ 1.413.795.000	14,5%		\$9.425.300.000

b. Estudios:

Denominación	Descripción	Estado			Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	En proceso	
VIGENCIA FISCAL 2018					
Consultoría	Estudio y actividades asociadas con la evaluación del impacto de la regulación de la calidad de la potencia y procesamiento y revisión de información de las empresas para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica.	\$ 27.104.000	100%		\$ 33.880.000* -El valor inicial tuvo una reducción de \$ 6.776.000 para un total de \$ 27.104.000
Consultoría	Consultoría para hacer análisis y propuestas de reglamentación de los servicios complementarios SIN	\$ 883.449.796,85	100%		\$ 793.544.163,91* El valor inicial tuvo una adición de \$ 89.905.632,94 para un total de \$ 883.449.796,85
Estudio	Propuesta regulatoria encaminada a la implementación de un mercado spot de energía caracterizado por un despacho vinculante	\$ 996.377.188,34	100%		\$ 949.483.330,05* El valor inicial tuvo una adición de \$ 46.893.858,29 para un total de \$ 996.377.188,34

Estudio	Actualización código de redes STN, STR	\$ 697.340.000	100%		\$ 697.340.000
Consultoría	Consultoría para obtener un conjunto de indicadores que permitan hacer seguimiento a la integración de SDE.	\$ 565.000.000	100%		\$ 565.000.000
Estudio	Desarrollo de las adecuaciones de Apligas, Resolución CREG 090 de 2018	\$ 223.700.000	100%		\$ 223.700.000
Consultoría	Consultoría diagnóstica, diseño e implementación plan adopción del protocolo IPV6	\$ 184.000.000	100%		\$ 184.000.000
Estudio	Procesamiento, consolidación y análisis de la información georreferenciada de la infraestructura reportada por los operadores de red	\$ 16.000.000	100%		\$ 16.000.000

Denominación	Descripción	Estado			Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	En proceso	
VIGENCIA FISCAL 2019					
Estudio	Asesoría especializada en aspectos de geotecnia, construcción de túneles y proyectos hidráulicos, para la preparación audiencia y revisión de testimonios de los miembros del board de asesores de EPM.	\$ 20.100.000	100%		\$ 13.500.000* El valor inicial tuvo una adición de \$ 6.600.000 Para un total de \$ 20.100.000
Consultoría	Consultoría para revisar y actualizar parámetros código de redes, que deben cumplir los usuarios y agentes que estén operando	\$ 194.115.134	100%		\$ 194.115.134

	quieran operar en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).				
Estudio	Definición de los requisitos tecnológicos necesarios para la prestación de los servicios de información a cargo del gestor del mercado de gas natural a ser incluidos en la regulación que expedirá la Comisión.	\$ 15.628.000	100%		\$ 15.628.000
Estudio	Revisar la metodología de cálculo de la tasa de descuento contenida en las Resoluciones CREG 095 de 2015 y 029 de 2018 y sus aplicaciones a las actividades reguladas.	\$ 185.175.076,82	100%		\$ 170.000.000* Valor inicial que tuvo una adición de \$ 15.175.076,82 para un total de \$ 185.175.076,82
Consultoría	Consultoría para hacer integración y simulación de las reglas operativas de despacho y de liquidación propuestas en los estudios de despacho vinculante publicado circular CREG 005-2019.	\$ 720.000.000	100%		\$ 720.000.000
Consultoría	Consultoría que brinde insumos para que la CREG modernice su regulación en relación con la protección derechos y deberes de los usuarios de los servicios públicos de energía, gas combustible por redes y GLP a la luz de la normatividad vigente.	\$ 240.000.000	100%		\$ 240.000.000
Estudio	Estudio especializado de	\$ 330.329.999,93	100%		\$ 330.329.999,93

	mercadeo para identificar las necesidades de los usuarios con la información que deben tener de forma oportuna y sencilla para la comprensión de su servicio público.				
Consultoría	Consultoría para definir las métricas para estimar la contribución de confiabilidad al SIN de autogeneradores a gran escala.	\$ 600.000.000	100%		\$ 600.000.000
Estudio	Medir la percepción de los servicios regulatorios prestados por la (CREG), teniendo en cuenta los conceptos de calidad, claridad y oportunidad de la regulación, analizar los resultados y definir los hallazgos, las conclusiones y recomendaciones.	\$ 59.976.000	100%		\$ 59.976.000
Consultoría	Servicios de consultoría para obtener costos de sistemas que permitan la captura información, monitoreo, coordinación, de recursos o control de los equipos y redes utilizados en el ZNI,	\$ 349.603.667	100%		\$ 349.603.667
Estudio	Identificar aspectos técnicos con base en las nuevas disposiciones contenidas en la Res CREG 015-2018, que deben ser consideradas para la actualización Res CREG 025.2013.	\$ 163.000.000	100%		\$ 163.000.000

Consultoría	Servicios de una consultoría para realizar una revisión de las experiencias internacionales sobre el impacto de entrada de autos eléctricos en la distribución de combustibles líquidos.	\$ 127.400.000	100%		\$ 100.100.000* Valor inicial que tuvo una adición de \$ 27.300.000 para un total de \$ 127.400.000
Consultoría	Servicios de una consultoría para realizar una revisión de las experiencias internacionales sobre el impacto de entrada de autos eléctricos en la distribución de combustibles líquidos.	\$ 81.900.000	100%		\$ 54.600.000* * Valor inicial que tuvo una reducción de \$ 27.300.000 para un total de \$ 81.900.000
Consultoría	Servicio de consultoría que apoye la formulación de la estrategia integral de ciberseguridad en el SIN.	\$ 169.932.000	100%		\$ 199.920.000 * Valor inicial que tuvo una reducción de \$ 29.988.000 para un total de \$ 169.932.000
Consultoría	Consultoría para adelantar la identificación de lecciones aprendidas en relación con el proceso operativo que se desarrolló para la realización de la subasta que convocó la Res CREG 104 de 2019.	\$ 135.000.000	100%		\$ 135.000.000
Estudio	Estudio y elaboración de aspectos generales para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en Colombia.	\$ 215.000.000	100%		\$ 215.000.000

Denominación	Descripción	Estado			Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	En proceso	
VIGENCIA FISCAL 2020					

Consultoría	Consultoría para el análisis y desarrollo de una propuesta encaminada a la actualización de los modelos matemáticos y de los modelos vigentes para el cálculo de energía firme del cargo por confiabilidad.	\$ 379.999.999,89	100%		\$ 380.000.000* * Valor inicial que tuvo una reducción de \$ 0.11 para un total de \$ 379.999.999,89
Estudio	desarrollo de un modelo de cálculo para la determinación del costo eficiente de la prestación del servicio de energía eléctrica a través de la atención de usuarios mediante soluciones aisladas centralizadas o individualizadas.	\$ 313.500.000	100%		\$ 313.500.000
Consultoría	Servicio de consultoría para adelantar un estudio y elaborar una propuesta de mecanismo mediante el cual se ajuste la remuneración del GLP.	\$ 142.800.000	100%		\$ 142.800.000
Estudio	Contratar el estudio para el análisis de la información asociada a los costos eficientes en la prestación del servicio de alumbrado público por parte de los municipios del país.	\$ 395.000.000	100%		\$ 395.000.000
Consultoría	Contratar el desarrollo de una consultoría que apoye la actualización de los procedimientos y requisitos técnicos de conexión para los generadores y	\$ 290.000.000	100%		\$ 290.000.000

	autogeneradores hasta 5 M establecidos en la regulación vigente,				
Consultoría	Contratar una consultoría que permita a la CREG determinar la forma de remunerar a los transportadores responsables de los sistemas de transporte en los que se encuentran beneficiarios de proyectos adjudicados del plan de abastecimiento de gas natura	\$ 94.999.999,08			\$ 95.000.000* * Valor inicial que tuvo una reducción de \$ 0.92 para un total de \$ 94.999.999,08
Estudio	Analizar y evaluar las disposiciones regulatorias del servicio público domiciliario de gas natural que aplican a los usuarios no regulados con el objeto de introducir reformas regulatorias respecto de los criterios y procedimientos para su clasificación	\$ 332.500.000	100%		\$ 332.500.000
Estudio	Construir propuestas metodológicas basadas en líneas base de consumo, o en mecanismos alternos, para utilizar la flexibilidad de los usuarios de energía en programas de respuesta de la demanda.	\$ 214.200.000	100%		\$ 214.200.000
Estudio	Identificar, estructurar y recomendar estrategias para la implementación de esquemas de señales de	\$ 220.147.000	100%		\$ 220.147.000

	precios y cargos horarios a los usuarios finales en el sistema interconectado nacional SIN, para ser utilizados en programas de respuesta de demanda.				
Estudio	Identificar las variables monetizadas de costos y beneficios asociados a los dos modelos alternativos para la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI), en el Sistema Interconectado Nacional	\$ 255.000.000	100%		\$ 255.000.000
Consultoría	Contratar los servicios de una consultoría que apoye la definición de la actividad de la Gestión Independiente de Datos e Información y el diseño en general del agente que realizará la actividad, denominado GIDI.	\$ 279.650.000	100%		\$ 279.650.000
Consultoría	Contratar los servicios de consultoría para la elaboración del mapa de situaciones de control existentes entre los agentes que participan en las cadenas de prestación de los servicios de energía eléctrica y gas natural.	\$ 124.900.000	%100		\$ 124.900.000
Estudio	Realizar un estudio que sirva como insumo para establecer la fórmula tarifaria del costo unitario de prestación del	\$ 372.000.000	100%		\$ 372.000.000

	servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados para el siguiente periodo tarifario				
Estudio	Generar, actualizar e implementar los artefactos y herramientas que permitan gestionar los servicios de información, gestionar el ciclo de vida del dato, realizar análisis de información y desarrollar capacidades para hacer uso correcto de la informa	\$ 460.530.000	100%		\$ 460.530.000
Consultoría	Contratar el servicio de consultoría para la identificación, valoración y mitigación de los riesgos legales asociados al uso, naturaleza y titularidad de la información a la que tienen acceso los agentes designados por la ley o la regulación para la	\$ 142.800.000	100%		\$ 142.800.000
Estudios	Solución análisis de costos y gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM), a partir del diseño y puesta en ejecución de una bodega de datos, una iterfax web para la carga de información con las herramientas adecuadas para los procedimientos	\$ 425.900.000	100%		\$ 425.900.000
Estudios	Elaboración de un concepto sobre los	\$ 38.080.000	100%		\$ 38.080.000

	requerimientos técnicos, operativos y de instalación de equipos exigibles para la conexión de proyectos de generación que deseen optar por el esquema para compartir activos de conexión al SIN entre generadores				
--	---	--	--	--	--

Denominación	Descripción	Estado			Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	En proceso	
VIGENCIA FISCAL 2021					
Estudio	Alojar el modelo de costo eficiente en el servidor de alto rendimiento de la UTP y mantener el servicio habilitado a través de la página web de la UTP para acceso y simulaciones de los Operadores de Red y de la CREG que permitan la determinación del	\$ 23.800.000	100%		\$ 23.800.000
Consultoría	Contratar los servicios de una consultoría que apoye los análisis de la Comisión en el proceso de revisión de la metodología del componente de generación de energía eléctrica incluido en el Costo Unitario de Prestación del Servicio del SIN establecido	\$ 437.562.956,92	100%		\$ 437.562.956,92
Consultoría	Contratar los servicios de una consultoría que apoye los análisis de la Comisión en el proceso de liberalización gradual del mercado regulado y la revisión de la metodología de	\$ 300.000.000	100%		\$ 300.000.000

	remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a u				
Estudio	Recomendar los lineamientos en la medición, procedimientos de estimación y reporte de variables hidrológicas* de plantas de generación hidroeléctricas	\$ 148.348.970	100%		\$ 148.348.970
Consultoría	Contratar los servicios de una consultoría que apoye los análisis de la Comisión de la actualización de la propuesta contenida en la Resolución CREG 158 de 2010 y en la formulación de indicadores que permitan al usuario del servicio de energía eléctrica	\$ 199.200.000	100%		\$ 199.200.000
Estudio	Recomendar con el suficiente detalle el modelo más adecuado para remunerar el transporte de gas en Colombia, proponiendo cómo sería su implementación, cómo sería la transición y detallando los impactos.	\$ 1.430.235.302,8	96%		\$ 1.491.000.000* Se realizo una adición por valor de \$ 60.764.697,2 El saldo pendiente se dio debido a que el pago era en dólares y la TRM al momento de la transferencia era menor.
Consultoría	Contratar los servicios de una consultoría que apoye la definición de las condiciones regulatorias y los aspectos jurídicos relevantes bajo las cuales se implementará la actividad de la Gestión Independiente de Datos e Información – GIDI, como nueva	\$ 222.500.000	100%		\$ 222.500.000

Consultoría	Actualizar los valores de las unidades constructivas de la actividad de transmisión, con base en las definidas en el estudio publicado en la Circular CREG 038 de 2014, y definir y valorar las unidades constructivas adición	\$ 432.986.000		100%	\$ 432.986.000
Consultoría	Consultoría para hacer una revisión y valoración integral de las reglas del Cargo por Confiabilidad, incluyendo los mecanismos existentes de asignación y cumplimiento	\$ 318.360.000	98%		\$ 318.360.000
Estudio	Determinar la cantidad de activos para que el desarrollo de las actividades de distribución y comercialización minorista de GLP, en el mercado del archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, se ejecuten de manera óptima al mínimo costo	\$ 118.911.940	100%		\$ 118.911.940
Estudio	Analizar la propuesta realizada por el CNO y definir la valoración eficiente, así como actualizar las unidades constructivas a 30 junio de 2021 realizadas en el estudio, cuyo objeto consistió en la Prestación de servicios para la actualización de cos	\$ 14.875.000	100%		\$ 14.875.000
Estudio	Realizar el análisis de la	\$ 14.000.000	100%		\$ 14.000.000

	producción de Transmix dentro del sistema de transporte por poliductos, en el marco de la regulación de calidad de los combustibles líquidos.				
Consultoría	Consultoría para obtener información preliminar para la elaboración del documento CREG de AutoGLP y nautiGLP planteado en la agenda regulatoria del 2022, que servirá de apoyo para construir las bases para definir la metodología para la fijación del p	\$ 40.000.000	100%		\$ 40.000.000
Estudio	Establecer el valor de reposición a nuevo de las Estaciones de Regulación de Puerta de Ciudad "La Arenosa " y "Tasajera"	\$ 40.000.000	100%		\$ 40.000.000

Denominación	Descripción	Estado			Valor asignado
		Ejecutado	% de ejecución	En proceso	
VIGENCIA FISCAL 2022					
Estudio	Programa de costo eficiente en el servidor de alto rendimiento de la UTP para acceso y simulaciones	-	0%		\$ 18.000.000
Estudio	Realizar la construcción de un modelo que permita llevar a cabo la valoración de infraestructura de almacenamiento y estaciones de bombeo asociada al sector de combustibles	\$ 128.000.000	40%		\$ 320.000.000

Estudio	Auditar la información declarada por los transportadores de gas natural, según lo ordenado en el literal a) del artículo 18.1.1. de la Resolución CREG 175 de 2021. La mencionada información la declararon los transportadores en el formato 1 del anexo	-	0%		\$ 260.000.000
----------------	---	---	----	--	----------------

c. Proyectos

La información será registrada a nivel sectorial en el Informe de Empalme de Ministerio de Minas y Energía.

d. Proyectos de inversión:

Relacione el número de proyectos de inversión inscritos en el Banco de Proyectos de Inversión Pública y el estado de ejecución de estos, señalando si se encuentran priorizados, pero no financiados, en ejecución, en ejecución con retrasos, y en riesgo.

A la fecha la Comisión, cuenta con cuatro (4) proyectos de inversión aprobados, con ampliación de horizonte a 2023. El estado actual es el siguiente:

Ficha BPIN	Nombre del proyecto	Recurso asignado	Dependencia responsable	Valor Comprometido	Valor Obligado	% de ejecución	Saldo por ejecutar	Estado
2018011000117	Divulgación de la regulación a la ciudadanía a nivel nacional	\$504.000.000,00	Proyección corporativa y relaciones con el entorno	\$ 300.234.000	39.758.515	8%	\$ 203.766.000	En ejecución
2020011000006	Estudios y análisis para la adopción de medidas regulatorias requeridas por los sectores de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos a nivel nacional	\$8.921.300.000,00	Regulación	\$ 2.820.411.845	1.330.984.494	15%	\$ 6.100.888.155	En ejecución
2018011000122	Fortalecimiento institucional a partir del aprendizaje organizacional a nivel nacional	\$ 365.000.000,00	Gestión humana	\$ 165.110.000	55.035.923	15%	\$ 199.890.000	En ejecución

2018011000116	Mejoramiento y modernización de las tics de la CREG a nivel nacional	\$1.732.800.000,00	Informática y tecnología	\$ 566.164.235	109.869.642	6%	\$ 1.166.635.765	En ejecución
---------------	--	--------------------	--------------------------	----------------	-------------	----	------------------	--------------

Se anexa archivo con el comportamiento de ejecución desde la vigencia 2019 hasta la fecha.

e. Obras públicas

La CREG no contrata esta modalidad de contratación.

8 INSTANCIAS DE GOBERNANZA INTERNA Y EXTERNA EN ENTIDADES

Relacionar las instancias de gobernanza o participación externa e interna.

a. Instancias de participación externas

Tipo de Instancia (Comité, Junta, etc.)	Marco Normativo	Integrantes	Periodicidad Reuniones	Delegado
Comité Sectorial	Decreto 1073 de 2015 Sector Administrativo Minas y Energía	Entidades sector central y descentralizado del sector minas y energía	Cuatro veces al año	Hace parte de los miembros del Coite

b. Instancias de participación internas

Tipo de Instancia (Comité, otro)	Marco Normativo	Integrantes	Periodicidad Reuniones
Comité Institucional de Gestión y Desempeño	Decreto 1083 de 2015	Director Ejecutivo Subdirector Administrativo Asesor Jurídico Líderes de Proceso Control Interno	Dos veces al mes
Comité de Expertos		Por el ministro de Minas y Energía, quien la presidirá; b) Por el Ministro de Hacienda y Crédito Público; c) Por el Director del Departamento Nacional de Planeación; d) Por seis (6) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años. El superintendente de servicios públicos domiciliarios asistirá con voz, pero sin voto	Una vez por semana
Sesiones Creg) Por el Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá; b) Por el Ministro de Hacienda y Crédito Público; c) Por el Director del Departamento Nacional de Planeación; d) Por seis (6) expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva, nombrados por el Presidente de la República para períodos de cuatro (4) años. El superintendente de servicios públicos domiciliarios asistirá con voz, pero sin voto	Cuando sean convocadas por el Director o Ministro

9 ASUNTOS JURÍDICOS Y DE CONTROL

a. Acciones Judiciales

La Comisión de Regulación de Energía y Gas implementó el modelo óptimo de gestión establecido por la Agencia Nacional de Defensa Jurídica del Estado alcanzando la meta del 100%.

A mayo de 2022 se cerró con 83 procesos judiciales activos los cuales se relacionan de esta manera:

ACCIÓN DE REPETICIÓN	1
CONTROVERSIAS CONTRACTUALES	1
EJECUTIVO	1
NULIDAD SIMPLE	23
NULIDAD Y RESTABLECIMIENTO DEL DERECHO	34

PROTECCIÓN DE LOS DERECHOS E INTERESES COLECTIVO	10
REPARACIÓN DE LOS PERJUICIOS CAUSADOS A UN GRUPO	9
REPARACIÓN DIRECTA	4

La entidad como resultado de su gestión refleja una Tasa de Éxito Procesal del 100%.

b. Procesos disciplinarios

A la fecha ninguno.

c. Estado del sistema de control interno

Las actividades distribuidas en los diferentes roles establecidos para las oficinas de control interno, se presentaron las siguientes acciones:

d. Liderazgo estratégico

La Oficina de Control Interno como soporte estratégico para la toma de decisiones, estableció canales de comunicación con la Dirección ejecutiva a través de los diferentes comités a los que Control Interno fue invitado con voz, pero sin voto, en donde se constató que la información fuera veraz y sustentada en hechos. Se comunicó al Comité Institucional de Coordinación de Control Interno, los aspectos más relevantes producto de las auditorías y seguimientos realizados.

e. Enfoque hacia la prevención

Producto de las auditorías internas a los procesos y a los seguimientos y acompañamientos realizados por la oficina de control interno, se estableció que los controles definidos fueran apropiados y se gestionarían mejoras a los mismos cuando no se cumplían con estándares enfocados al mejoramiento continuo.

Con el acompañamiento de proyección corporativa y relaciones con el entorno, se adelantó campaña de autocontrol, generando en todos los servidores una cultura de control efectiva frente al logro de los objetivos. Se acompañó en la inducción y reinducción de servidores, en temas relacionados con las líneas de defensa y la gestión de los riesgos. Igualmente, se dio acompañamiento a los diferentes líderes de procesos en la suscripción de los planes de mejora, producto de las auditorías realizadas.

i. Relación con entes externos de control

La Contraloría General de la República efectuó auditoría de cumplimiento del 2020, para lo cual la oficina de control interno sirvió como puente entre el ente de control y la Comisión, y se desarrollaron las diferentes actividades como reuniones de apertura, cierre, presentación de información y aclaración de esta, mesas de trabajo, atención a observaciones, etc. y se verificó de manera aleatoria la información suministrada por los responsables, remitiendo a la CGR con criterios de oportunidad, integridad y pertinencia.

Producto de dicha auditoría la Contraloría estableció dos hallazgos con connotación administrativa y se suscribió el respectivo plan de mejora.

Por último, con cargo a este rol se desarrollaron actividades relacionadas con la entrega de informes a otros entes como fue la evaluación del sistema de control interno, evaluación del plan anticorrupción y de atención al ciudadano, evaluación del sistema de control interno contable, evaluación del cumplimiento a la ley de derechos de autor, información litigiosa a través del Ekogui e informes de seguimiento a los planes de mejoramiento, obras inconclusas y procesos penales a través del SIRECI.

ii. Evaluación de la gestión del riesgo

De acuerdo con lo establecido en la normatividad, la Comisión establece y aplica unas políticas de administración del riesgo, como parte integral del fortalecimiento del sistema de control interno. Dicha política quedó pendiente de entrega para aprobación del Comité Institucional de Coordinación de Control Interno, actividad que se encuentra programada a desarrollar en el primer trimestre de la vigencia 2022.

Control interno efectuó seguimiento a los mapas de riesgos y presenta observaciones y recomendaciones a los diferentes líderes de procesos como primeras líneas de defensa, para sus respectivos ajustes. Igualmente, la oficina de planeación como segunda línea de defensa, ha efectuado los seguimientos que le corresponde y ha liderado la revisión y ajuste a dichos mapas de riesgos.

iii. Evaluación y seguimiento

A través de este rol la oficina de control interno desarrolló actividades de evaluación de manera planeada, documentada, organizada y sistemática con respecto a las metas estratégicas de la Comisión y su resultado, políticas, planes, programas, proyectos, procesos, indicadores y riesgos definidos para el cumplimiento de la misión.

Dentro de las actividades desarrolladas se tuvo la realización de auditorías a procesos basadas en riesgos, seguimientos a las gestiones contractuales (SECOP, SIRECI), presupuestales, trámites, FURAG, calidad, gobierno digital, denuncias y ley de transparencia y acceso a la información pública.

f. Planes de mejoramiento suscritos con la Contraloría General de la República

Con base en la Auditoría realizada por la Contraloría General de la República, se determinó la elaboración de un Plan de Mejoramiento con la finalidad de establecer acciones y metas diseñadas y orientadas de manera planeada, organizada y sistemática para fortalecer la gestión institucional.

Se adjunta el Plan de Mejoramiento.

g. Estado de riesgos de la entidad

La Comisión formulo su mapa de riesgos con la finalidad de identificar los factores de riesgo que se pueden presentar dentro de una organización, además, brinda la posibilidad de que estos se puedan cuantificar, es decir clasificar en el daño que este podría causar, la escala en la que va a estar dividido (alto, medio o bajo) y la probabilidad de que esto pueda ocurrir.

Se anexa en formato Excel.

10 TEMAS PRIORITARIOS TÉCNICOS

Relacione temas técnicos que requieran atención prioritaria:

Nro.	Tema	Descripción
1	Energía Eléctrica	Incremento en las tarifas de energía eléctrica: como consecuencia de las medidas tomadas para enfrentar el COVID, (pago diferido de facturas y aplicación de una opción tarifaria), los efectos del COVID en los precios, que conllevan un incremento en los índices de precios con los cuales se actualiza el costo del servicio de energía eléctrica, se prevén alzas importantes en las tarifas en algunas regiones del País. Por lo anterior, se deben tomar medidas para mitigar el impacto y estabilizar el costo de prestación del servicio.
2	Gas Natural	Aprobación de tarifas de gas natural: Aprobar cargos tarifarios conforme a las metodologías tarifarias para el transporte de gas para todo el Sistema Nacional de Transporte-SNT, de las tarifas de distribución por redes para 143 solicitudes presentadas por las empresas, así como iniciar el proceso de aprobación de las tarifas de comercialización a usuarios regulados para 150 mercados de distribución
3	Gas Licuado de Petróleo	Definición de la nueva metodología del producto al productor y el desarrollo del reglamento de comercialización mayorista de GLP de forma consistente
4	Combustibles Líquidos	Elección del administrador de operaciones de la cadena de distribución de combustibles líquidos – AOCL: En 2022 el Ministerio de Minas y Energía (MME), ha sometido a consulta una serie de lineamientos de política pública respecto de la “planeación y coordinación de la operación de la Cadena de distribución de Combustibles Líquidos y se adoptan otras disposiciones”. En línea con tal iniciativa y como resultado de una serie de mesas de trabajo realizadas entre el MME y la CREG, desde mayo de 2022 esta Comisión se encuentra desarrollando un proyecto regulatorio encaminado a establecer las reglas aplicables para el desarrollo y ejecución de un proceso abierto y competitivo por medio del cual se debe seleccionar al Administrador de las Operaciones de la Cadena de Distribución de Combustibles Líquidos (AOCL). Con esta iniciativa regulatoria se busca que la selección de quien se encargará de la planeación, coordinación y optimización de la operación diaria de la cadena de distribución de combustibles líquidos en Colombia, obedezca a criterios de transparencia, neutralidad y eficiencia. Este proyecto regulatorio está ligado a la expedición del decreto reglamentario por parte del MME, que establezca los lineamientos definitivos de política pública aplicables al AOCL y que deberá tener en cuenta la CREG para la definición de las reglas aplicables al proceso de selección descrito en los párrafos anteriores.