

Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

PROYECTO DE RESOLUCIÓN No. 701 041 DE 2024

**(18 ABR. 2024)**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1310 del 18 de abril de 2024, aprobó someter a consulta pública el presente proyecto de resolución hasta las 12:00 PM del 19 de abril de 2024, en aplicación a lo dispuesto en el numeral 1 del artículo 34 de la Resolución 105 003 del 14 de septiembre de 2023[[1]](#footnote-2), que permite publicar, excepcionalmente, en un término menor al tradicional, cuando se requiera tomar medidas urgentes para garantizar el abastecimiento del producto o la continuidad y confiabilidad del servicio.

Se invita a las empresas, los usuarios, las autoridades y demás partes interesadas a presentar sus observaciones y sugerencias dentro del plazo establecido, mediante comunicaciones electrónicas dirigidas a la Dirección Ejecutiva de la CREG, a la cuenta creg@creg.gov.co, con el asunto: “*Comentarios al proyecto de resolución por la cual se establece un programa transitorio para la participación activa de la demanda en la bolsa de energía*”

Al vencimiento de la consulta pública, la CREG determinará si el proyecto debe ser informado a la Superintendencia de Industria y Comercio, para el ejercicio de la Abogacía de la Competencia, con fundamento en las disposiciones del Decreto 1074 de 2015, artículo 2.2.2.30.5.

**PROYECTO DE RESOLUCIÓN**

Por la cual se establecen un programa transitorio para la participación activa de la demanda en la bolsa de energía

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de las atribuciones legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y los decretos 1524 y 2253 de 1994

C O N S I D E R A N D O Q U E:

El artículo 334 de la Constitución Política establece que corresponde al Estado la dirección general de la economía, para lo cual intervendrá, entre otros asuntos, en los servicios públicos y privados, buscando el mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes, la distribución equitativa de las oportunidades y los beneficios del desarrollo, y la preservación de un ambiente sano.

El artículo 365 de la misma Carta Política establece que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado y es deber de este asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

Atendiendo a lo dispuesto, en el artículo 2 de la Ley 142 de 1994, dentro de los fines que persigue la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos domiciliarios se encuentran la prestación eficiente, continua e ininterrumpida, la libre competencia, y la no utilización abusiva de la posición dominante.

La Ley 142 de 1994 señala en el artículo [74](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0142_1994.htm#74), numeral 1, que corresponde a esta Comisión “Expedir regulaciones específicas para... el uso eficiente de energía y gas por parte de los consumidores...”.

El artículo 4 de la Ley 143 de 1994, señala que uno de los objetivos del Estado con respecto al servicio de energía es abastecer la demanda de electricidad “en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país”.

Así mismo, en su artículo 20, definió como objetivo fundamental de la regulación en el sector eléctrico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio.

Para el cumplimiento del objetivo señalado, la mencionada Ley 143 de 1994, artículo 23, le atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), entre otras, las funciones de crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia.

En los artículos [66](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0143_1994.htm#66) y [68](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0143_1994.htm#68) de la Ley 143 de 1994, el legislador estableció que el ahorro y el uso eficiente de la energía son “objetivos prioritarios en el desarrollo de las actividades del sector eléctrico” y que se deben tener en cuenta como criterio para el desarrollo de proyectos de estas actividades.

La Ley 1715 de 2014, en su artículo 6, ordena a la CREG establecer los mecanismos para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora en eficiencia energética del Sistema Interconectado Nacional, conforme con los principios y criterios de las Leyes [142](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0142_1994.htm#INICIO) y [143](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_0143_1994.htm#INICIO) de 1994 y los lineamientos de política energética que se fijen para tal fin.

En el artículo [31](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/ley_1715_2014.htm#31) de la misma ley se señala que la CREG deberá establecer mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en periodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda; así como también para responder a requerimientos de confiabilidad establecidos por el Ministerio de Minas y Energía o por la misma CREG.

El Decreto [2108](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decreto_2108_2015.htm#INICIO) de 2015, que adicionó el numeral [2.2.3.1.4](https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/decreto_1073_2015.htm#2.2.3.1.4) del Decreto 1073 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector de Minas y Energía, faculta a la CREG para tomar las medidas que garanticen la continuidad y calidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), en forma oportuna y permanente ante situaciones extraordinarias, transitorias y críticas, que puedan presentarse en un momento determinado y afectar la atención de la demanda eléctrica y el suministro oportuno.

El Centro Nacional del Despacho (CND) con el oficio 202444006895-1 del 30 de marzo de 2024, comunicó al Ministerio de Minas y Energía y al Consejo Nacional de Operación, la situación operativa del sistema.

En dicha comunicación, señalan los aspectos que vienen afectando la operación del SIN y que pueden poner en riesgo el abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en el país, dentro de los que se destacan:

“(…)

 • A la fecha la demanda de energía eléctrica presenta un crecimiento de 8.31 % comparado con los mismos días del mes del año inmediatamente anterior. Además, durante algunos días de marzo la demanda se ha situado por encima del escenario de demanda medio publicado por UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) en su actualización de enero de 2024 (…).

• En el seguimiento a los aportes, se resalta que los aportes hídricos registrados en marzo se mantienen por debajo de los mínimos históricos, en el 45.37 % de la media histórica, es decir 69.96 GWh/día.

 • El embalse agregado del Sistema está en el 31.86 % del volumen útil aprovechable para producir energía eléctrica, registrando valores inferiores a los mínimos históricos de los últimos 20 años para marzo, y sin iniciar abril estamos 0.05 puntos porcentuales por encima del mínimo histórico de abril de 2020.

• A nivel regional las reservas se encuentran reflejadas el 49.25% en la región Centro, 34.93% en Antioquia, el 8.25% en Oriente y el porcentaje restante en Valle y Caribe. A nivel de embalses llama la atención que el volumen útil del embalse agregado del sistema está concentrado en los embalses de Peñol y del agregado de Bogotá, en un 26.8% y 39.4%, respectivamente y algunos de los principales embalses del país empiezan a registrar mínimos históricos como El Peñol con 35.93%, Guavio con un 5.8%, El Quimbo con 19.45% y Ríogrande 2 con 7.37%.

(…)

• En el mes de marzo la generación térmica promedio ha sido de 89 GWh/día, sin embargo, la generación térmica real se ubica alrededor de 36 GWh/día por debajo de la disponibilidad declarada en el despacho y 51 GWh/día promedio por debajo de su capacidad efectiva neta.

• La media de exportaciones a Ecuador en marzo ha sido de 3,77 GWh/día promedio. En algunos días de marzo las exportaciones han estado por encima de 5 GWh/día y se espera que esta situación se mantenga al menos hasta la segunda semana de abril, según lo informado por CENACE (Centro Nacional de Control de Energía de Ecuador). (…)”

Adicionalmente, menciona que, bajo las condiciones operativas actuales, ante la persistencia de los bajos aportes hídricos y el incremento en la demanda, es necesario gestionar la implementación de medidas transitorias con el fin de asegurar la operación confiable y segura del SIN, dentro de las que se encuentran medidas para la reducción de la demanda.

Con la presente resolución se implementan medidas transitorias que, incentivan la participaciónactiva de la demanda en el mercado de energía mayorista mediante la oferta de reducciones de demanda para que puedan ser incluidas en la bolsa de energía.

R E S U E L V E:

1. Ámbito de aplicación. Esta resolución aplica a todos los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica, a aquellos agentes que desarrollan la actividad de comercialización en el SIN, al Centro Nacional de Despacho, CND y al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC.
2. Objeto. Mediante esta resolución se establecen las condiciones, requisitos y procedimientos para la participación activa de la demanda de manera transitoria en el mercado de energía mayorista mediante la oferta de reducciones de demanda para que puedan ser incluidas en la bolsa de energía.

Los autogeneradores que tengan registrada ante el ASIC una o más fronteras de generación para entrega de excedentes de energía al SIN, no podrán participar en el Mecanismo RD.

1. Definiciones. Para efectos de la presente resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones contenidas en la Leyes 142 y 143 de 1994 y en resoluciones vigentes, las siguientes:

**ASIC.** Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.

**CND.** Centro Nacional de Despacho.

**Mecanismo RD o Mecanismo:** procedimiento mediante el cual un usuario o grupo de usuarios participa mediante reducciones de demanda en la bolsa de energía en contraprestación a un incentivo económico.

**Línea base de consumo, LBC:** Estimación de la cantidad de energía que habría sido consumida por un usuario, durante un período determinado, en ausencia de incentivos de respuesta de la demanda. Representa el consumo de energía esperado del usuario bajo condiciones normales, que proporciona una base de comparación para medir las variaciones de consumo en respuesta a programas de respuesta de la demanda.

**Representante o Representante RD:** agente que realiza la actividad de comercialización de energía.

**Usuario:** usuario del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

1. Criterios generales. La participación de la respuesta de la demanda en el mecanismo transitorio que se define en esta resolución debe atender los siguientes criterios:
2. La participación por parte de los usuarios en el Mecanismo RD transitorio es voluntaria. En caso de que el usuario decida participar, la oferta de reducción que realice a través de su representante es vinculante.
3. Los usuarios participarán en el Mecanismo RD transitorio a través de un representante. Los costos de representación deben acordarse de manera bilateral, entre el usuario y su representante.
4. La participación por parte de los usuarios en el Mecanismo RD transitorio dispuesto en esta resolución no limita o afecta la libre elección del prestador del servicio.
5. El representante RD debe suministrar información amplia, clara, suficiente, oportuna y útil al usuario para que este evalúe de la mejor manera posible su participación en el Mecanismo RD transitorio. De igual forma, se le debe indicar las consecuencias de los incumplimientos del usuario en los compromisos de reducción de demanda.
6. En atención al principio de eficiencia económica dispuesto en la Ley 142 de 1994 la respuesta de la demanda será despachada en el Mecanismo RD transitorio definido en esta resolución si los beneficios de su participación superan los costos de activación.
7. La remuneración de la reducción de demanda, por la participación en el mecanismo RD transitorio, será consecuencia del resultado de la verificación.
8. Para la participación en el mecanismo RD transitorio dispuesto en esta resolución se podrá realizar la agregación de reducciones de demanda de usuarios siempre y cuando se atiendan en cada uno de ellos los requisitos de los sistemas de medición y cálculo de la línea base de consumo.
9. Presentación de ofertas de reducción de demanda para el Mecanismo RD. El usuario o un conjunto de usuarios, a través de su representante, ofertarán una reducción de demanda de cero o de un valor igual o superior a 1 MW para cada periodo del día con un precio único para todos los 24 periodos expresado en pesos por megavatio hora ($/MWh).

Los plazos de presentación de la oferta son los mismos de los generadores despachados centralmente, para lo cual deben emplear los medios dispuestos por el CND para ello.

El Representante RD deberá especificar cada una de las fronteras comerciales que se encuentran asociadas a la oferta de reducción de consumo.

1. Mecanismo RD transitorio en la bolsa de energía. El CND debe evaluar durante la determinación del predespacho ideal si las ofertas de reducción de demanda se encuentran en mérito para despacharlas, para ello debe considerar los siguientes criterios:
2. Las reducciones de demanda ordenadas de menor a mayor oferta se consideran despachadas si los beneficios son superiores a los costos de activación.
3. Los beneficios se determinan empleando la diferencia de precios de bolsa obtenidos en el predespacho ideal con y sin las ofertas de reducción multiplicado por demanda casada.
4. El costo de activación corresponde a la suma del producto de cada una de las ofertas en pesos por megavatios hora ($/MWh) por la cantidad en megavatios (MW) para la hora correspondiente.
5. Las ofertas de reducción de demanda en mérito se deben tomar como una menor demanda de energía en los subsiguientes despachos realizados por el CND para el día.
6. Durante el día de la operación, la respuesta de demanda despachada debe realizar la reducción de energía comprometida. La verificación se debe realizar de acuerdo con lo establecido en el Artículo 11 de esta resolución.

**Parágrafo.** El CND dispone de tres (3) días calendario, contados a partir de la expedición de la presente resolución, para proponer al Comité de Expertos los ajustes necesarios en el procedimiento de determinación del predespacho ideal.

Los ajustes que el CND debe implementar serán informados vía circular de la Dirección Ejecutiva.

El CND podrá proponer mejoras a los procedimientos para ser evaluados por el Comité de Expertos, cuya procedencia o no, será informada vía circular de la Dirección Ejecutiva para su implementación.

1. Liquidación y facturación. El ASIC debe incluir en las liquidaciones diarias y el resumen mensual, así como en la facturación mensual los resultados la participación de la demanda en los términos de las resoluciones de CREG 024 de 1995, 084 de 2007 y 157 de 2011 o aquellas que las han modificado o complementado o sustituyan.

Parágrafo. El ASIC podrá realizar las reliquidaciones necesarias para incorporar los resultados de la aplicación del Mecanismo RD transitorio en las transacciones del mercado.

1. Costos de representación. El usuario y el Representante RD acordaran libremente los costos de representación y la operación del mecanismo previsto en la presente resolución. También acordaran la forma y oportunidad para el pago al usuario por la participación en el mecanismo.

El Representante RD del usuario podrá ser diferente al comercializador que le presta el servicio de energía eléctrica.

El Representante RD, informará a los usuarios que, para tener acceso al servicio de energía eléctrica y celebrar el respectivo contrato de servicios públicos, no es obligatorio, ni una condición necesaria, participar en el Mecanismo RD transitorio.

1. Registro de la frontera comercial para el Mecanismo RD transitorio. Para la aplicación del mecanismo transitorio se utilizará las fronteras DDV como medio para registrar y verificar la reducción de demanda.

La frontera DDV deberá estar registrada conforme a los procedimientos establecidos en la regulación para fronteras comerciales, Resolución CREG 156 de 2011 y aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan, y cumplir con lo siguiente:

1. Al momento de registro ante el ASIC, el Representante RD deberá declarar la LBC para cada tipo de día, calculada de acuerdo con lo establecido en el Anexo 1 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o complemente o sustituya. No se podrá registrar una frontera DDV con LBC igual a cero (0).
2. La LBC para cada tipo de día de la frontera DDV no podrá tener un error de estimación superior al 20% respecto al valor calculado. El ASIC verificará el cálculo y el error de estimación de la LBC según lo establecido en el Anexo 1 de la presente Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o complemente o sustituya. Para el tipo día en que el error de estimación supere el 20%, la LBC será igual a cero (0).
3. El cálculo de la LBC debe ser actualizado por el ASIC siempre que hayan transcurrido más de sesenta (60) días calendario desde la última actualización, o si el Representante RD solicita actualizar el cálculo.
4. En caso de que el usuario tenga registrada más de una frontera comercial en un mismo predio o inmueble, el cálculo de la LBC se hará considerando la sumatoria de los consumos de cada una de las fronteras asociadas al predio o inmueble, el cual tendrá una única LBC. Si una persona natural o jurídica cuenta con más de un inmueble, la sumatoria de los consumos se hará de forma independiente para cada uno de los predios o inmuebles.

Los plazos para el registro de fronteras DDV serán los mismos establecidos en la regulación vigente.

Parágrafo. Las fronteras DDV registradas al momento de la entrada en vigencia de la presente resolución podrán participar en el Mecanismo RD transitorio sin tener que realizar un nuevo procedimiento de registro.

Parágrafo. El CND y el ASIC podrán establecer los formatos necesarios para el proceso de registro.

1. Reducción de demanda por parte del usuario o usuarios participantes en el Mecanismo RD transitorio. El Representante RD es responsable de informar al usuario o usuarios la aceptación de la oferta realizada y la programación de la reducción de demanda.

El CND informará las ofertas aceptadas en los mismos plazos de la programación del despacho de los recurso de generación.

1. Verificación de la reducción de consumo. La cantidad de efectivamente reducida del consumo será verificada de acuerdo con lo establecido en el Anexo 2 de la Resolución CREG 101 019 de 2022 o aquella que la modifique o complemente o sustituya.
2. Remuneración por la participación en el Mecanismo RD. La remuneración por la participación en el mecanismo corresponderá al producto de la cantidad verificada para el día y la oferta realizada por el Representante RD.

Ante una diferencia entre la cantidad ofertada y la cantidad verificada la remuneración será reducida por el valor resultante entre la diferencia entre las cantidades, oferta y verificada, multiplicada por la diferencia entre el precio promedio de bolsa del predespacho ideal y la oferta.

1. Requisitos de medición. Los sistemas de medición de los usuarios participantes en el Mecanismo RD deberán cumplir con los mismos requisitos exigidos para las fronteras comerciales de los usuarios no regulados establecidos en la Resolución CREG 038 de 2014 y aquellas que la adicionen, modifiquen o sustituyan.
2. Indicadores del Mecanismo RD transitorio. El ASIC debe diseñar la metodología de cálculo de los siguientes indicadores de seguimiento del Mecanismo RD:
3. Evaluar el precio de bolsa diario y horario sin y con el despacho de la RD
4. Cuánto dinero se ahorró en la bolsa por el despacho de RD
5. Numero ofertas presentadas y energía equivalente
6. Numero ofertas despachadas y energía equivalente
7. Precios promedio de oferta de RD
8. Otras variables relevantes

La metodología propuesta deberá ser enviada por el ASIC para aprobación del Comité de Expertos dentro de los tres (3) días siguientes a la expedición de la resolución para su posterior publicación mediante circular de la Dirección Ejecutiva.

El documento con los indicadores será publicado por el ASIC en su página web dentro del mes siguiente de la circular indicada en este artículo y actualizado mensualmente.

1. Implementación del Mecanismo RD. El CND y el ASIC dispondrán de un plazo de tres (3) días calendario para implementar los procedimientos establecidos en la presente resolución, a partir de publicación de la Circular de que trata el parágrafo del Artículo 6.
2. Vigencia. Esta Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el *Diario Oficial* y hasta que la CREG, mediante resolución, señale expresamente su terminación, sin que tal periodo, supere seis (6) meses, prorrogables por seis (6) meses más.

**PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE**

1. Reglamento interno de la Comisión de Regulación de Energía y Gas. [↑](#footnote-ref-2)