RESOLUCIÓN 11 DE 2015

(febrero 12)

Diario Oficial No. 49.525 de 28 de mayo de 2015

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS,

en ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos números 1524, 2253 de 1994 y 1260 de 2013,

CONSIDERANDO QUE:

Según la Ley 143 de 1994, artículo 4o, el Estado, en relación con el servicio de electricidad, tendrá como objetivos en el cumplimiento de sus funciones, los de abastecer la demanda de electricidad de la comunidad bajo criterios económicos y de viabilidad financiera, asegurando su cubrimiento en un marco de uso racional y eficiente de los diferentes recursos energéticos del país; asegurar una operación eficiente, segura y confiable en las actividades del sector; y mantener los niveles de calidad y seguridad establecidos.

La Ley 143 de 1994, 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 Ley 143 de 1994, artículo 23, le atribuyó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, entre otras, la función 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.

Según la Ley 142 de 1994, artículo 74, son funciones y facultades especiales de la CREG, entre otras, las de regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente; propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia; y establecer criterios para la fijación de compromisos de ventas garantizadas de energía y potencia entre las empresas eléctricas y entre estas y los grandes usuarios.

La Ley 142 de 1994, artículo 74, también le asignó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, la función de expedir el Reglamento de Operación para regular el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

Mediante las Resoluciones CREG números 024 y 025 de 1995 la Comisión reguló el funcionamiento del Mercado Mayorista.

En la Resolución CREG número 071 de 2006, se adoptó la metodología para la remuneración del

Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía y en ella se estableció la Demanda desconectable Voluntaria (DDV), como un anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad, orientado a facilitar el cumplimiento de las obligaciones de energía firme.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG número 063 de 2010, *por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente*.

En la Resolución CREG número 203 de 2013 se modificaron las Resoluciones CREG números 063 de 2010 y 071 de 2006, en relación con la verificación y liquidación de la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV), y el cálculo de la disponibilidad comercial dentro de la remuneración real individual diaria del Cargo por Confiabilidad.

Fundamentado en el anillo de seguridad de la DDV, con la Resolución CREG número 098 de 2014 se ordenó publicar un proyecto de resolución con el objetivo de incentivar la respuesta de la demanda para el mercado diario en condiciones de escasez, sobre el cual se recibieron comentarios de 36 remitentes, los cuales se analizan y se responden en el Documento 009 de 2015.

De acuerdo con la Ley 1715 de 2014 y el Decreto número 2492 de 2014, la CREG deberá diseñar los mecanismos necesarios para que los usuarios, puedan voluntariamente, entre otros, ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de restricciones.

La Comisión en su Sesión número 639, del 12 de febrero de 2015, acordó expedir esta resolución.

RESUELVE:

CAPÍTULO I.
DISPOSICIONES GENERALES.

ARTÍCULO 1o. *OBJETO.* Mediante la presente resolución se adoptan las normas para regular el programa de respuesta de la demanda, RD, para el mercado diario en condición crítica.

Las normas de esta resolución hacen parte integrante del Reglamento de Operación que regula el funcionamiento del Mercado Mayorista de Energía.

ARTÍCULO 2o. ÁMBITO DE APLICACIÓN. Esta resolución aplica a los comercializadores que representan a los usuarios interesados en participar voluntariamente en el programa de respuesta de la demanda, así como a la liquidación y recaudo de las transacciones asociadas a dicho programa, que operará dentro de la Bolsa de Energía del Mercado Mayorista.

CAPÍTULO II.
DEFINICIONES.

ARTÍCULO 3o. *DEFINICIONES*. Para efectos de la presente resolución se aplicarán las siguientes definiciones:

Condiciones críticas: Situación que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al precio de escasez.

Demanda Desconectable Voluntaria (DDV): Es la energía que reducen de manera voluntaria los usuarios que participan en el mecanismo de la DDV conforme a lo establecido en la Resolución CREG número 063 de 2010.

Frontera de demanda desconectable voluntaria o Frontera DDV: corresponde a la frontera definida en la Resolución CREG número 063 de 2010 o aquella que la modifique, complemente o sustituya, que será utilizada para medir los consumos de la demanda a reducir de un usuario para el programa de respuesta de la demanda, RD, de que trata esta resolución.

Plantas de emergencia: Son aquellas plantas o unidades de generación que utilizan los usuarios para atender su consumo.

Respuesta de la Demanda Verificada (RDV): Es la demanda que efectivamente sea reducida de manera voluntaria por los usuarios, verificada conforme a lo establecido en esta resolución y que se considerará para la liquidación de las transacciones en el Mercado Mayorista.

CAPÍTULO III.
CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA DE RESPUESTA DE LA DEMANDA, RD.

ARTÍCULO 4o. *PRODUCTO*. Será la cantidad de demanda de energía reducida en MWh, con respecto a los consumos de energía del usuario o grupo de usuarios que son representados por parte de un comercializador. Esta reducción de energía será ofertada al Mercado Mayorista de Energía por parte del comercializador de acuerdo con las metodologías definidas en esta resolución.

ARTÍCULO 5o. *PARTICIPANTES*. En el RD participarán como vendedores los comercializadores, estos últimos en representación de un usuario o un grupo de usuarios interesados en participar en este programa.

Cada usuario deberá tener su frontera comercial con reporte al ASIC. El Centro Nacional de Despacho (CND), y el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), tendrán a su cargo la coordinación operativa y las transacciones comerciales derivadas del programa, respectivamente.

El usuario podrá elegir su representación en el programa de RD con un comercializador que puede ser diferente de aquel que lo atiende para el suministro de energía.

PARÁGRAFO 1o. El comercializador que representa a la demanda en el programa de RD también podrá ser un agente comercializador que agrega carga para participar en los programas de reducción o desconexión de energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

PARÁGRAFO 2. El comercializador que representa al usuario que participa en el programa de RD, deberá tener nivel de acceso 1 a las mediciones realizadas de la frontera comercial del usuario, de acuerdo con lo establecido en el artículo 17 de la Resolución CREG número 038 de 2014, y el representante de dicha frontera deberá asegurar el acceso de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la Resolución CREG número 038 de 2014 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

En los casos que el comercializador que representa al usuario en el programa de la RD, requiera realizar una revisión del sistema de medición solicitará una visita de revisión conjunta al agente representante de la frontera comercial quien deberá dar acceso al sistema de medida, para lo cual se

aplicará lo establecido en el artículo 47 de la Resolución CREG número 156 de 2014 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

ARTÍCULO 6o. *OFERTA DE RD.* El comercializador deberá enviar en representación de un usuario o de forma agregada por un grupo de usuarios al CND, una única oferta de precio para las 24 horas (expresadas en valores enteros de $/MWh) y la declaración de la reducción de energía (expresada en valores enteros en MW para cada periodo horario), en el formato que disponga el CND.

Dicho formato contendrá como mínimo la siguiente información: la identificación de la frontera o fronteras de los usuarios que participan en el RD, la cantidad de energía horaria a reducir y la oferta de precio diaria de reducción de energía.

PARÁGRAFO. Este formato se enviará al CND en los mismos plazos establecidos en la regulación para las plantas despachadas centralmente.

ARTÍCULO 7o. *DEBERES DE LOS AGENTES Y OPERADORES.* Los agentes y operadores que participen en el programa de RD deberán cumplir los siguientes deberes:

a) **Comercializador**

1. Garantizar que los medidores que se utilicen cumplan con los requisitos establecidos en el Código de Medida.

2. Informar al usuario los tipos de fronteras DDV utilizadas en el programa RD y verificar que el usuario cumpla con los requisitos del tipo de frontera que escoja.

3. Informar al usuario las condiciones de RD, dejando claro que el programa de RD no es condición necesaria para la firma de un contrato de compraventa o suministro de energía y viceversa.

4. Informar al ASIC los usuarios interesados en prestar el servicio de RD.

5. Informar que la frontera comercial del usuario que se encuentra registrada ante el ASIC en el Mercado Mayorista, será utilizada como frontera DDV con línea base de consumo para el programa de RD.

6. Registrar la frontera como DDV con medición directa asociándola a la frontera de consumo del usuario registrada ante el ASIC en el Mercado Mayorista.

7. Informar a los operadores de red de las fronteras DDV registradas en el ASIC.

8. Solicitar al ASIC el cálculo de la línea base de consumo de un usuario de acuerdo con la información disponible que este tenga.

9. Verificar que los medidores registrados para RD puedan ser interrogados remotamente.

10. Ofrecer disponibilidad las 24 horas de todos los días del año y contar con los medios de comunicación que defina el CND.

11. Verificar que funcione la medida en las fronteras durante el periodo que se active el programa.

12. Notificar al operador de red cuando se activen los programas de RD de sus usuarios.

b) **ASIC**

1. Administrar la base de datos con la información de los agentes comercializadores con sus fronteras.

2. <Numeral modificado por el artículo 1 de la Resolución 212 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> Verificar que las fronteras comerciales con línea base de consumo cumplan con el modelo de estimación de la Línea Base de Consumo definido en el Anexo de esta resolución. En caso de que una frontera comercial no cumpla ese requisito, el ASIC informará al comercializador representante de los usuarios participantes del programa de RD, en la forma y medios que el ASIC defina para tal fin.

3. Revisar las medidas de las fronteras DDV de medición directa si es el caso y realizar la verificación de cumplimiento de la reducción de demanda.

4. Verificar que para un mismo período de tiempo t, si la frontera tiene asociado un compromiso de RD y un contrato de DDV, cumpla con cada uno de los requisitos de verificación de RD y DDV, en caso de no ser así, el ASIC no considerará que hubo reducción de demanda RD.

c) **CND**

1. Verificar la cantidad de consumo de energía que se puede reducir con el programa de RD en el día en cual el precio de bolsa horario del predespacho ideal sea mayor o igual al 108% del precio de escasez.

2. Incluir en sus análisis y en el despacho la reducción de demanda de RD en la operación del sistema.

3. Determinar la cantidad de RD asignada e informar al comercializador que se compromete a reducir demanda.

ARTÍCULO 8o. *COMPROMISOS DE RD.* <Artículo modificado por el artículo 2 de la Resolución 212 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> Mediante los compromisos de RD el usuario o grupo de usuarios representados por el comercializador, se comprometen a reducir su consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional, a cambio de recibir como remuneración, como mínimo, el producto de la oferta de precio multiplicada por la energía reducida y verificada.

ARTÍCULO 9o. *EQUIPO DE MEDIDA.* El equipo de medida del usuario que participa en el programa de RD, deberá cumplir con los requisitos exigidos para las fronteras de los usuarios no regulados.

Además deberán permitir la lectura o interrogación remota de la información y de los parámetros del medidor. Si el equipo de medición del usuario o su frontera comercial no permite la interrogación remota, el comercializador que representa al usuario deberá gestionar los ajustes necesarios para que esta se pueda hacer.

PARÁGRAFO 1o. El registro de las fronteras comerciales deberá cumplir con los procedimientos y plazos establecidos en la regulación para fronteras comerciales.

PARÁGRAFO 2o. El operador de red y el comercializador tendrán acceso a la lectura remota.

ARTÍCULO 10. ***FUNCIONAMIENTO DE RD.*** <Artículo modificado por el artículo 3 de la Resolución 212 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> A continuación se establecen, paso a paso, las reglas que se deben aplicar para el funcionamiento de RD.

Paso 1: El comercializador informará a los usuarios sobre el programa de RD y les hará saber expresamente que cada usuario puede decidir libremente si participa o no en dicho programa y que para tener acceso al servicio público de energía eléctrica y celebrar el respectivo contrato de servicios públicos no es obligatorio, ni una condición necesaria, participar en dicho programa. Corresponderá al comercializador demostrar el cumplimiento de este requisito y su omisión dará lugar a la indemnización de los perjuicios que se causen al usuario.

Paso 2: Una vez el usuario haya aceptado participar en el programa RD y las partes hayan acordado las condiciones, el comercializador adoptará las medidas para que se hagan todas las gestiones técnicas pertinentes para adecuar la frontera comercial DDV, ya sea con medición directa o con línea base de consumo, según los requisitos que deba cumplir.

Paso 3: El comercializador registrará al usuario y la frontera como DDV, cuando corresponda ante el ASIC, para lo cual diligenciará los formatos que para tal fin disponga el ASIC. Estos formatos tendrán como mínimo la información del nombre del agente comercializador, el código SIC de la frontera del usuario y la cantidad máxima de demanda horaria a reducir del usuario para el despacho diario.

Paso 4: El comercializador enviará al CND la oferta de precio de reducción de energía y la declaración de reducción de energía horaria de acuerdo con el formato de activación. Esta oferta de precio está sujeta a la confidencialidad de la información establecida en la Resolución CREG 138 de 2010 o la que la sustituya o modifique, igual como aplica para las ofertas de precio de los generadores en el mercado mayorista.

El envío de ofertas y declaración de reducción de energía se hará en los mismos plazos en que las plantas despachadas centralmente envían sus ofertas y declaran su disponibilidad.

Paso 5: Una vez finalizado el plazo de envío de ofertas y declaración de reducción de energía, el CND calculará el predespacho ideal incluyendo la RD. Para despachar cada RD se debe cumplir la siguiente condición:

$$MPO_{N,h,d,m} - 1.08 \times PE_m \geq Pof_{RD,c,d,m}$$

Donde:

$MPO_{N,h,d,m}$	Máximo precio de oferta del predespacho ideal para atender demanda total doméstica en la hora *h* del día *d* del mes *m.*
PE_m	Precio de escasez en el mes *m.*
$Pof_{RD,c,d,m}$	Oferta de precio de reducción de energía de la RD del comercializador *c,* en el día *d* del mes *m.*

Las ofertas de reducción de energía se tendrán en cuenta de menor a mayor precio en el predespacho ideal. En caso de presentarse empates en las ofertas de precio de RD, el CND definirá un proceso aleatorio equiprobable para determinar el orden de mérito de dichas ofertas.

El umbral del 8% establecido en la condición de despacho de la RD podrá ser ajustado por la CREG de acuerdo con las variaciones observadas entre los valores estimados y los reales. Para tal fin el

ASIC informará en la última semana de cada mes a la CREG, los valores estimados y los valores reales del mes anterior de cada una de las variables involucradas.

Paso 6: Cuando el valor de energía a reducir de RD sea mayor a cero, el CND avisará al comercializador la activación del programa, quien coordinará con los operadores de red y los usuarios a los que se les activará la RD.

El CND informará a los comercializadores que participan en el programa de RD, la activación de RD del día siguiente en los mismos plazos en que se le informa el despacho a las plantas despachadas centralmente.

Paso 7: El comercializador se encargará de que los sistemas de medida de RD puedan ser interrogados desde una hora antes de la activación. En caso de no poderse efectuar esta interrogación, se considerará que no hubo reducción de demanda. Para lo anterior, el comercializador deberá informarlo oportunamente al ASIC, en la forma y medios que el ASIC defina para tal fin.

Paso 8: El ASIC realizará las verificaciones de las reducciones de energía de RD, aplicando lo establecido en esta Resolución para ese fin.

Paso 9: El ASIC realizará la liquidación aplicando lo establecido en esta resolución.

PARÁGRAFO. El Centro Nacional de Despacho propondrá a la Comisión de Regulación de Energía y Gas, el procedimiento que utilizará para realizar la activación de las RD en el predespacho ideal, para que la Comisión lo evalúe y lo adopte mediante resolución.

ARTÍCULO 11. ***TIPOS DE FRONTERAS.*** Para el programa RD se aplicarán los mismos tipos de fronteras DDV definidos en los artículos 13 y 14 de la Resolución CREG número 063 de 2010.

CAPÍTULO IV.
VERIFICACIÓN DE LA REDUCCIÓN DE ENERGÍA DEL PROGRAMA DE RD.

ARTÍCULO 12. ***FRONTERAS CON LÍNEA BASE DE CONSUMO (LBC).*** <Artículo modificado por el artículo 4 de la Resolución 212 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> La verificación de la reducción o desconexión efectiva de energía del programa de respuesta de la demanda, RD, del usuario con frontera DDV con línea base de consumo, LBC, la realizará el ASIC teniendo en cuenta la LBC reportada por el comercializador, el error y la medida diaria de la frontera comercial.

Una vez reportada la LBC por el comercializador, este tendrá la responsabilidad de reportar en la LBC la curva típica de carga por tipo de día para poderse realizar la verificación de reducción de consumo horario de la RD. Esta curva típica de carga deberá ser registrada y actualizada dentro los mismos términos de la LBC, tal y como se encuentra establecido en el artículo 13 de la Resolución CREG 063 de 2010 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

En caso de que el comercializador no haya reportado la curva típica de carga del usuario que representa, no se considerará la RD.

Si el consumo diario en la frontera comercial es inferior al consumo de la LBC menos el error, se entenderá que el comercializador ha cumplido con reducción de demanda, en el caso contrario su reducción verificada será igual a cero. Si la reducción es mayor a la comprometida, entendida como

la suma de la DDVV y el compromiso de RD, solo se considerará para el programa de respuesta de la demanda, la reducción comprometida o la contratada para todos los efectos de la liquidación.

$$RVP_{j,d,m} = \left(LBC_{j,td,m} \times (1-e)\right) - Me_{j,d,m}$$

Donde:

$RVP_{j,d,m}$	Reducción verificada parcial reducida por el usuario *j* en el día *d* del mes *m*, que se considerará para calcular la RD definitiva.
$LBC_{j,td,m}$	Cantidad de energía informada en la línea base de consumo para el usuario *j*, en el tipo de día td par*a el me*s m. Se diferenciarán los días comprendidos de lunes *a* sábado, do*mi*ngos y fes*t*ivos.
Me j,d,m	Cantidad de energía o consumo medido *para el usuario j en el día d del mes m.*
e	*Error permitido, que será igual al 5%.*

$$RDV_{j,d,m} = mínimo\left(CRD_{j,d,m}, RVP_{j,d,m} - DDVV_{j,d,m}\right)$$

Donde:

$RDV_{j,d,m}$	RD verificada y efectivamente reducida por el usuario *j*, en el día *d* del mes *m.*
$CRD_{j,d,m}$	Compromiso de RD por el usuario *j* para el día *d* del mes *m.*
$DDVV_{j,d,m}$	Demanda desconectable voluntaria verificable del usuario *j* para el día *d* en el mes *m.*

Si el consumo que se registra en la frontera comercial es mayor o igual que el consumo estimado en la LBC, considerando el error permitido, o la RDV es menor a cero, se considerará que la RDV es igual a cero para efectos de la liquidación.

Primero se verificará los contratos que se hayan activado de la demanda desconectable voluntaria, DDV, establecida en la Resolución CREG 063 de 2010 o aquellas que la modifiquen o sustituyan. Una vez realizado lo anterior, se realizará la verificación de reducción de energía del programa de RD.

Las medidas de RD deberán ser enviadas por el comercializador en los mismos plazos y forma en que los agentes generadores envían la información de generación de acuerdo con la regulación vigente.

Las transacciones de energía en las fronteras DDV utilizadas para RD deberán ser registradas horariamente, de forma tal que permitan el cálculo de la energía reducida en la hora, las cuales se denotaran como $RDV_{c,h,d,m.}$

Para los casos en que las medidas de las fronteras DDV no sean enviadas, se considerará que no hubo reducción de energía.

Para efectos de la liquidación de cada comercializador c, la RD verificada, $RDV_{c,h,d,m}$, será igual a la suma de RD verificada de cada uno de los usuarios, $RDV_{j,h,d}$, que cada comercializador c representó en el mes m.

PARÁGRAFO 1o. Para determinar la $RDV_{c,h,d,m,}$ el ASIC aplicará el siguiente procedimiento:

1. A la $LBC_{j,td,m}$ se resta la $DDVV_{j,d,m}$, si el resultado es positivo, la $LBC_{j,td,m}$ a considerar para la RD en

el resto del procedimiento será el resultado de esta diferencia. En caso contrario, se considerará que la *RDV* es igual a cero para efectos de la liquidación.

2. Para el tipo de día, definir la $LBC_{j,h,td,m}$ a nivel horario, para lo cual se asignará la $LBC_{j,td,m}$ diaria en proporción a la energía horaria de la curva típica de carga del usuario *j* respecto de la energía diaria de dicha curva.

3. Para los periodos horarios en los cuales se presentó por parte del Comercializador, conforme lo establecido en el Artículo 6o, una declaración de reducción de energía de RD, diferente de cero (0), se aplicará:

3.1. Para los periodos horarios en que el consumo horario fue inferior a la $LBC_{j,h,td,m}$ horaria, se calculará la diferencia entre $LBC_{j,h,td,m}$ horaria y el consumo horario.

3.2. Si la suma de las diferencias calculadas en el numeral 3.1., resulta menor o igual a $RDV_{j,d,m}$ diaria, la $RDV_{c,h,d,m}$ horaria será igual a la diferencia calculada en el numeral 3.1. para cada hora.

3.3. Si la suma de las diferencias calculadas en el numeral 3.1., resulta mayor a $RDV_{j,d,m}$ diaria, la $RDV_{c,h,d,m}$ horaria será el resultado de asignar en cada hora la $RDV_{j,d,m}$ en proporción a dichas diferencias.

PARÁGRAFO 2o. Las medidas de RDV se deberán afectar por los factores de pérdidas para referir la medida al STN.

ARTÍCULO 13. *FRONTERAS CON MEDICIÓN DIRECTA DE REDUCCIÓN DE ENERGÍA.* <Artículo modificado por el artículo 3 de la Resolución 25 de 2016. El nuevo texto es el siguiente:> La verificación de la reducción o desconexión efectiva de energía del programa RD del usuario con frontera DDV de medición directa se realizará dependiendo de la situación a la que corresponda la RD, así:

A. RD con plantas de emergencia. Para RD con plantas de emergencia se utilizará la medida de la salida de la(s) planta(s) de emergencia que se registrará en el medidor de la frontera.

Se considerará que hubo RD cuando el consumo real medido en la frontera comercial cumple la siguiente condición:

$$CR_{j,h,d} < CP_{j,h,td} \times (1.05) - GPE_{j,h,d}$$

Donde:

$CR_{j,h,d}$	Consumo real medido en la frontera comercial para el usuario j en la hora h del día d.
$CP_{j,j,td}$	Consumo promedio medido en la frontera comercial para el usuario j, según el tipo de día td, de los últimos 105 días. Se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, domingos y festivos. Para los días en que se haya efectuado una activación de la DDV o de RD del usuario j y que haga parte de los 105 días, se remplazarán por el promedio de los últimos cinco días del mismo tipo de día td en que no se haya efectuado ninguna de las activaciones mencionadas.
$GPE_{j,h,d}$	Generación de la planta de emergencia del usuario j para la hora h del día d.

Si el consumo real medido en la frontera comercial cumple la condición anterior, la reducción de

energía $RDV_{j,h,d}$ será la siguiente:

$$RDV_{j,h,d} = mínimo\left(CRD_{j,h,d}, GPE_{j,h,d} - \frac{GPE_{j,h,d}}{GPE_{j,d}} \times DDVV_{j,d} \right)$$

Donde:

$RDV_{j,h,d}$	RD verificada del usuario j en la hora h del día d.
$CRD_{j,h,d}$	Compromiso de RD del usuario j para la hora h del día d.
$GPE_{j,h,d}$	Generación de la planta de emergencia del usuario j para la hora h del día d.
$GPE_{j,d}$	Generación de la planta de emergencia del usuario j en el día d.
$DDVV_{j,d}$	Demanda desconectable voluntaria verificable del usuario j del día d.

Si la RD verificada con plantas de emergencia es menor a cero, se considerará que la RDV es igual a cero para efectos de la liquidación.

B. RD con medición independiente: Se considerará que hubo reducción de energía cuando el consumo real medido en la frontera cumple la siguiente condición:

$$CR_{j,h,d} < CP_{j,h,td} \times (1.05) - PRD_{j,h,td}$$

Donde:

$CR_{j,h,d}$	Consumo real medido en la frontera comercial del usuario j en la hora h del día d.
$CP_{j,h,td}$	Consumo promedio medido en la frontera comercial del usuario j según el tipo de día td de los últimos 105 días. Se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, domingos y festivos. Para los días en que se haya efectuado una activación de la DDV o de RD del usuario j y que hagan parte de los 105 días, se remplazarán por el promedio de los últimos cinco días del mismo tipo de día td en que no se haya efectuado ninguna de las activaciones mencionadas.
$PRD_{j,h,td}$	Promedio del consumo medido en la frontera comercial de medición independiente de reducción de energía del usuario j para la hora h del tipo de día td de los últimos 105 días. Se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, domingos y festivos.

Si el consumo real medido en la frontera comercial cumple la condición anterior, la reducción de energía $RDV_{j,h,d}$ será:

$$RDV_{j,h,d} = mínimo\left(CRD_{j,h,d}, PRD_{j,h,td} - \frac{PRD_{j,h,td}}{PRD_{j,td}} \times DDVV_{j,d} \right)$$

Donde:

$RDV_{j,h,d}$	RD verificada y efectivamente reducida por el usuario j en la hora h del día d.
$CRD_{j,h,d}$	Compromiso de RD del usuario j para la hora h del día d.
$PRD_{j,h,td}$	Promedio del consumo medido en la frontera comercial de medición independiente del usuario j para la hora h del tipo de día td de los últimos 105 días. Se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, domingos y festivos.
$PRD_{j,td}$	Promedio del consumo medido en la frontera comercial de medición independiente del usuario j para el tipo de día td de los últimos 105 días. Se

diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, domingos y festivos.

$DDVV_{j,d}$ Demanda desconectable voluntaria verificable del usuario j para el día d.

Si la RD verificada con medición independiente es menor a cero, se considerará que la RDV es igual a cero para efectos de la liquidación.

Antes de realizar la verificación de reducción de energía del programa de RD, se tendrá como prioridad verificar los contratos que se hayan activado de la demanda desconectable voluntaria, DDV, establecida en la Resolución CREG 063 de 2010.

Las medidas de RD deberán ser enviadas por el comercializador en los mismos plazos en que los agentes generadores envían la información de generación de acuerdo con la regulación vigente.

Para los casos en que las medidas de las fronteras DDV no sean enviadas, se considerará que no hubo reducción de energía.

Para efectos de la liquidación de cada comercializador c, la RD verificada, $RDV_{c,h,d,m}$, será igual a la suma de RD verificada de cada uno de los usuarios, $RDV_{j,h,d}$, que cada comercializador c representó en el mes m.

PARÁGRAFO 1o. Las medidas de RDV se deberán afectar por los factores de pérdidas para referir la medida al STN.

PARÁGRAFO 2o. El ASIC antes de realizar la liquidación horaria de la RD de las fronteras con medición directa; RD con plantas de emergencia y RD con medición independiente. Considerará que hubo RD si se cumple la condición de la siguiente ecuación:

$$CR_{j,d,m} < CP_{j,td} \times (1.05) - CRD_{j,d,m} - DDVV_{j,d,m}$$

Donde:

$CR_{j,d,m}$ Consumo medido en la frontera comercial para el usuario j en el día d del mes m.

$CP_{j,td}$ Consumo promedio medido en la frontera comercial para el usuario j, según el tipo de día td, de los últimos 105 días. Se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, domingos y festivos. Para los días en que se haya efectuado una activación de la DDVV o de RD del usuario j y que hagan parte de los 105 días, se remplazarán por el promedio de los últimos cinco días del mismo tipo de día td en que no se haya efectuado ninguna de las activaciones mencionadas.

$CRD_{j,d,m}$ Suma de los compromisos de RD en los periodos horarios de declaración de reducción de energía de RD del comercializador en representación del usuario j para el día d en el mes m, conforme lo establecido en el artículo 6o.

$DDVV_{j,d,m}$ Demanda Desconectable Voluntaria Verificada del usuario j para el día d en el mes m.

CAPÍTULO V.
LIQUIDACIÓN.

ARTÍCULO 14. *VALORES A FAVOR DE LOS USUARIOS QUE PARTICIPAN EN EL PROGRAMA*

DE RD. <Artículo modificado por el artículo 7 de la Resolución 212 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> El valor a favor de los usuarios por la participación en el programa de RD será entregado al comercializador, quién será el encargado de pasar a sus usuarios los incentivos de la RD, el valor será el que resulta de aplicar la siguiente expresión:

$$VF_RD_{c,h,d,m} = RDV_{c,h,d,m} \times \left(PB_{N,h} - PE_m\right)$$

Donde:

$VF_RD_{c,h,d,m}$	Valor a favor del comercializador *c* por la reducción de demanda del programa de RD en la hora *h* del día *d* del mes *m.*
$RDV_{c,h,d,m}$	RD verificada del comercializador *c* en la hora *h* del día *d* del mes *m.*
$PB_{N,h}$	Precio de bolsa para atender demanda total doméstica en la hora *h* del día *d* en el mes *m* que supera el precio de escasez.
PE_m	Precio de escasez en el mes *m.*

PARÁGRAFO. El costo de la comercialización del programa de RD será asumido por el usuario, el cual será acordado entre el usuario y el comercializador que lo representa.

ARTÍCULO 15. *VALORES A CARGO DE LOS USUARIOS QUE PARTICIPAN EN EL PROGRAMA DE RD.* <Artículo modificado por el artículo 8 de la Resolución 212 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> De acuerdo con el valor del CERE que sea incluido en el precio de oferta del comercializador que representa a los usuarios que participen en el programa de RD, se producirá por parte del SIC un cobro al comercializador que representa a dichos usuarios, calculado mediante la siguiente expresión:

$$VC_RD_{c,h,d,m} = RDV_{c,h,d,m} \times CERE_m$$

Donde:

$VC_RD_{c,h,d,m}$	Valor a cargo del comercializador *c* por la reducción de demanda del programa de RD en la hora *h* del día *d* del mes *m.*
$RDV_{c,h,d,m}$	RD verificada del comercializador *c* en la hora *h* del día *d* del mes *m.*
$CERE_m$	Costo Equivalente Real en Energía en el mes *m.*

Este valor será destinado al pago de la remuneración del Cargo por Confiabilidad de las plantas o unidades de generación que trata el Anexo 8 de la Resolución CREG 071 de 2006.

ARTÍCULO 16. *REMUNERACIÓN DEL PROGRAMA DE RD PARA CONDICIÓN CRÍTICA.* <Artículo modificado por el artículo 9 de la Resolución 212 de 2015. El nuevo texto es el siguiente:> La remuneración del programa de la RD se realiza través de los siguientes literales:

a) Se calcula el delta de ajuste de remuneración RD de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DRem_{c,h,d,m} = \max\left(0, RDV_{c,h,d,m} \times Pof_{RD,c,d,m} - RDV_{c,h,d,m} \times (PB_{N,h} - PE_m)\right)$$

$$\Delta_{RD,h,d,m} = \frac{\sum_{c=1}^{C} DRem_{c,h,d,m}}{\sum_{j=1}^{M} \left|DDOEF_{j,d,m}\right| + DNC_{d,m}}$$

Donde:

$DRem_{c,h,d,m}$	Desviación por remuneración de la RD que el comercializador *c*, en la hora *h* del día *d* del mes *m*, no alcanza a recibir de acuerdo con su precio de oferta.
$RDV_{c,h,d,m}$	RD verificada del comercializador *c*, en la hora *h* del día *d* del mes *m.*
$Pof_{RD,c,d,m}$	Oferta de precio del comercializador *c* para el programa de la RD en el día *d* del mes *m.*
$PB_{N,h}$ P	recio de bolsa para atender demanda total doméstica en la hora *h* del día *d* del mes *m* que supera el precio de escasez.
mPE	Precio de escasez para el mes *m.*
$\Delta_{RD,h,d,m}$	Delta de ajuste de remuneración RD en la hora *h* del día *d* del mes *m.*
$DDOEF_{j,d,m}$	Desviación diaria de obligaciones de energía firme menor a cero del agente *j* en el día *d* del mes *m*. Valor que es resultado de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 y que es tomado en valor absoluto.
$DNC_{d,m}$	Demanda no cubierta en el día *d* del mes *m,* calculada de acuerdo con el numeral 4 del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006.
C	Número total *C* de comercializadores que participan en el programa de la RD en el día *d* del mes *m.*
M	Número total *M* de agentes generadores que tienen desviaciones negativas de sus obligaciones de energía firme como resultado de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006.

b) Todos los agentes generadores que hayan tenido Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme negativa y/o demanda no cubierta de acuerdo con el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006, tendrán los siguientes valores a cargo:

$$VC_\Delta_{RD,j,h,d,m} = \Delta_{RD,h,d,m} \times Val_{j,d,m}$$

Donde:

$VC_\Delta RD,j,d,m$	Valor a cargo del agente *j* en la hora *h* del día *d* del mes *m*. Valor debido al delta de ajuste de remuneración de RD.
$\Delta RD,h,d,m$	Delta de ajuste de remuneración de RD en el día *d* del mes *m.*
$Val_{j,d,m}$	Valor de desviación negativa $DDOEF_{j,d,m}$ que haya presentado el agente *j* y/o $DNC_{d,m}$ en el día *d* del mes *m*. Lo anterior, como resultado de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006.

c) La remuneración de cada comercializador que participa en el programa de la RD se obtendrá de los saldos que resulten de aplicar el Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 asociados a la RD, cumpliendo lo definido en el artículo 14 de la Resolución CREG 011 de 2015 y en el literal b) de este artículo. Para los comercializadores que no logran recibir su remuneración completa de acuerdo con su oferta de precio, tendrán a favor el siguiente valor:

$$Rem_RD_{c,d,m} = \sum_{h=1}^{24} DRem_{c,h,d,m}$$

Donde:

$Rem_RD_{c,d,m}$	Remuneración de la RD del comercializador *c*, en el día *d* del mes *m*, que no alcanza a recibir del Anexo 7 de la Resolución CREG 071 de 2006 de acuerdo con su oferta de precio.
$DRem_{c,h,d,m}$	Desviación por remuneración de la RD que el comercializador *c*, en la hora *h* del día *d* del mes *m*, no alcanza recibir de acuerdo con su oferta

de precio.

CAPÍTULO VI.
DISPOSICIONES FINALES.

ARTÍCULO 17. *MODIFÍQUESE EL NUMERAL 1.2 DEL ANEXO 1 DE LA RESOLUCIÓN CREG NÚMERO 071 DE 2006*. El numeral 1.2 del Anexo 1 de la Resolución CREG-071 de 2006, modificado por el artículo 10 de la Resolución CREG número 203 de 2013, quedará así:

1.2 **Determinación de la Obligación Diaria de Energía Firme**

Para efectos de facturación y liquidación, la Obligación de Energía Firme Diaria respaldada por cada una de las plantas o unidades de generación representadas comercialmente por el generador j, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$ODEFR_{i,j,d,m} = OMEFR_{i,j,m} \times \frac{DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m}}{DC_m + DDVV_m + RDV_m + PGR_m}$$

Donde:

$$DDVV_{d,m} = \sum_{i=1}^{k} DDVV_{i,j,d,m}$$

$$DDVV_m = \sum_{i=1}^{k} \sum_{d=1}^{n} DDVV_{i,j,d,m}$$

$$RDV_{d,m} = \sum_{c=1}^{Nc} \sum_{h=1}^{24} RDV_{c,h,d,m}$$

$$PGR_{d,m} = \sum_{h=1}^{24} PGR_{h,d,m}$$

$$RDV_m = \sum_{d=1}^{n} RDV_{d,m}$$

$$PGR_m = \sum_{d=1}^{n} PGR_{d,m}$$

$ODEFR_{i,j,d,m}$	Obligación diaria de energía firme respaldada por la planta o unidad de generación *i* del generador *j* en el día *d* del mes *m*.
$OMEFR_{i,j,m}$	Obligación mensual de energía firme respaldada por la planta o unidad de generación *i* del generador *j* en el mes *m*.

$DC_{d,m}$	Demanda comercial total doméstica del sistema para el día *d* del mes *m*.
$DDVV_{d,m}$	Demanda desconectable voluntaria verificada en el día *d* del mes *m*.
$RDV_{d,m}$	RD verificada en el día *d* del mes *m*
$PGR_{d,m}$	Programa de racionamiento verificado en el día *d* del mes *m*
DC_m	Demanda comercial total doméstica del sistema para el mes *m*
$DDVV_m$	Demanda desconectable voluntaria verificada en el mes *m*
RDV_m	Reducción de energía verificada del programa RD en el mes *m*
PGR_m	Programa de racionamiento verificado en el mes *m*
$DDVV_{i,j,d,m}$	Demanda desconectable voluntaria verificada, asociada a la planta o unidad de generación i del generador j en el día d del mes m.
$RDV_{c,h,d,m}$	Reducción de energía del programa de RD asociada al comercializador *c* en la hora *h* del día *d* del mes *m*.
$PGR_{h,d,m}$	Programa de racionamiento verificado en la hora *h* del día *d* del mes *m*
k	Número de plantas y/o unidades de generación
n	Número de días del mes *m*
Nc	Número de comercializadores

Para cada agente generador j la Obligación Diaria de Energía Firme ($ODEF_{j,m,d}$) será igual a la suma de las Obligaciones Diarias de Energía Firme respaldadas por cada una de las plantas o unidades de generación de su propiedad o que representa comercialmente, descontando las OEFV diarias que haya adquirido el agente j para sus plantas en una subasta de reconfiguración.

Para la Segunda Liquidación se realizará una estimación de la Obligación de Energía Firme Diaria del generador j, así:

$$ODEFR_{i,j,T,m} = OMEFR_{i,j,m} \times \left(\frac{\sum_{T=1}^{ND_{T,m-1}} \left(DC_{T,m-1} + DDVV_{i,j,T,m-1} + RDV_{T,m-1} + PGR_{T,m-1} \right)}{DC_{m-1} + DDVV_{m-1} + RDV_{m-1} + PGR_{m-1}} \right) \times \left(\frac{1}{ND_{T,m-1}} \right)$$

Donde:

$ODEFR_{i,j,T,m}$	Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación *i* del generador *j* en los días de tipo *T* del mes *m*.
$OMEFR_{i,j,m}$	Obligación Mensual de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación *i* del generador *j* en el mes *m*.
$DC_{T,m-1}$	Demanda Comercial Doméstica total del sistema para el día de tipo *T* del mes *m-1*.
$DDVV_{i,j,T,m-1}$	Demanda desconectable voluntaria verificable asociada a la planta o unidad de generación *i* del generador *j* para el día de tipo *T* del mes *m-1*.
$RDV_{T,m-1}$	Reducción de energía verificada del programa de RD en el día tipo *T* del mes *m-1*
$PGR_{T,m-1}$	Programa de racionamiento verificado en el día tipo *T* del mes *m-1*.
DC_{m-1}	Demanda Comercial total Doméstica del sistema para el mes *m-1*.
$DDVV_{m-1}$	Demanda desconectable voluntaria verificable en el mes *m-1*
RDV_{m-1}	Reducción de energía verificada del programa de RD en el mes *m-1*
PGR_{m-1}	Programa de racionamiento verificado en el mes *m-1*.
$ND_{T,m-1}$	Número de días del tipo T en el mes *m-1* Para los efectos que trata el presente anexo, los tipos de día (T) corresponden a: Domingos y festivos; sábados; y días ordinarios.

ARTÍCULO 18. ***MODIFÍQUESE EL ARTÍCULO 2o DE LA RESOLUCIÓN CREG NÚMERO 124 DE 2012.*** El artículo 2 de la Resolución CREG número 124 de 2012, modificado por el artículo 11 de la Resolución CREG número 203 de 2013, quedará así:

Artículo 2o. ***Determinación de las OEF de Venta (OEFV) diarias*****.** Las OEFV diarias de la planta i del agente j se determinarán mediante la siguiente expresión:

$$OEFV_{i,d,m} = OEFVA_{i,j} \times \frac{D_m}{D_j} \times \frac{DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m}}{DC_m + DDVV_m + RDV_m + PGR_m}$$

Donde:

$OEFV_{i,d,m}$	OEF de Venta para cumplir la OEF de la planta o unidad de generación *i* en el día *d* del mes *m*.
$OEFVA_{i,j}$	OEF de Venta asignada a la planta *i* del generador *j* en Subasta de Reconfiguración de Venta.
D_m	Demanda Objetivo del mes *m*.
D_j	Demanda Objetivo para el primer año del Período de Vigencia de la Obligación asignada al generador *j.*
$DC_{d,m}$	Demanda Comercial Total Doméstica del sistema para el día *d* del mes *m*.
$DDVV_{d,m}$	Demanda desconectable voluntaria verificable en el día *d* del mes *m*.
$RDV_{d,m}$	Reducción de energía verificada del programa de RD en el día *d* del mes *m.*
$PGR_{d,m}$	Programa de racionamiento verificado en el día *d* del mes *m.*
DC_m	Demanda Comercial total Doméstica del sistema para el mes *m*.
$DDVV_m$	Demanda desconectable voluntaria verificable en el mes *m.*
RDV_m	Reducción de energía del programa de RD en el mes *m.*
PGR_m	Programa de racionamiento verificado en el mes *m.*

ARTÍCULO 19. ***MODIFÍQUESE EL NUMERAL 1 DEL ANEXO 7 DE LA RESOLUCIÓN CREG NÚMERO 071 DE 2006.*** El numeral 1 del Anexo 7 de la Resolución CREG número 071 de 2006, modificado por el artículo 12 de la Resolución CREG número 203 de 2013 quedará así:

1. Para los casos en los cuales la demanda total doméstica diaria más la demanda desconectable voluntaria diaria, la reducción de demanda de RDV y el programa de racionamiento diario, sea menor que la suma de la variable ODEF de todos los generadores, se calculará un factor de ajuste (FA) con la siguiente expresión:

$$FA = \frac{DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m} - GI_{NDC,d,m}}{\sum_j \left(ODEF_{j,d,m} - ODEF_{NDC,j,d,m} \right)}$$

Para estos casos, la Obligación Diaria de Energía Firme de cada agente respaldada con plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente de su propiedad o representadas comercialmente por él, se ajustará como sigue:

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m} \times FA$$

Cuando la demanda total doméstica diaria más la DDVV, más RDV y más el PGR, sea mayor o igual que la suma de la variable ODEF de todos los generadores:

$$ODEFA_{j,d,m} = ODEF_{j,d,m}$$

Donde:

$DC_{d,m}$	Demanda Total Doméstica del día *d* del mes *m*
$DDVV_{d,m}$	Demanda desconectable voluntaria verificable en el día *d* del mes *m.*
$RDV_{d,m}$	RD verificada en el día *d* del mes *m*
$PGR_{d,m}$	Programa de racionamiento verificado en el día *d* del mes *m.*
$GI_{NDC,d,m}$	Generación ideal del día *d* del mes *m* de los recursos no despachados centralmente.
$ODEF_{j,d,m}$	Obligación Diaria de Energía Firme del agente generador *j* en el día *d* del mes *m*.
$ODEF_{NDC,j,d,m}$	Variable ODEF para todos los recursos no despachados centralmente del generador *j*.
$ODEFA_{j,d,m}$	Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del agente generador *j* en el día *d* del mes *m*.

Para las plantas o unidades de generación no despachadas centralmente el factor FA siempre será igual a uno (1).

ARTÍCULO 20. *MODIFÍQUESE EL NUMERAL 2 DEL ANEXO 7 DE LA RESOLUCIÓN CREG NÚMERO 071 DE 2006.* El numeral 2 del Anexo 7 de la Resolución CREG número 071 de 2006 quedará así:

2. Para cada uno de los generadores (incluye importaciones TIE) se calculará la Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme de acuerdo con la siguiente expresión:

$$DDOEF_{j,d,m} = GID_{j,d,m} - ODEFA_{j,d,m}$$

Donde:

$DDOEF_{j,d,m}$	Desviación Diaria de la Obligación de Energía Firme del generador *j* o la planta virtual *j* de *RDV* o el *PGR* verificado en el día *d* del mes *m*.
$GID_{j,d,m}$	Generación Ideal para el día de operación *d*, del generador *j* en el mes *m*, considerando los Contratos de Respaldo de compra o de venta o cualquier otro Anillo de Seguridad adquiridos por el generador *j* y que hayan sido despachados. Se tendrá en cuenta generación ideal de plantas asociadas a reducción de demanda *RDV* igual a $GID_{j,d,m}(RDV)=RDV_{c,d,m}$. Se tendrá en cuenta generación ideal de plantas asociadas a reducción de demanda *PGR* verificado igual a $GID_{j,d,m}(PGR)=PGR_{d,m}$.
$ODEFA_{j,d,m}$	Obligación Diaria de Energía Firme Ajustada del generador *j* en el día *d* del mes *m*. Las plantas asociadas a la *RDV* y *PGR* tienen valor *ODEFA=0*.

En el anexo 7 de la presente Resolución se tendrá en cuenta para la liquidación, generadores asociados a reducción de demanda de *RDV* y del *PGR* verificado, de la siguiente manera:

Los generadores asociados a reducción de demanda de *RDV* y del *PGR* no tendrán asignadas *OEF*, y para todos los casos de la liquidación del presente anexo, la *ODEF* y *OHEF* de estos generadores tendrán un valor de cero (0).

ARTÍCULO 21. *MODIFÍQUESE EL NUMERAL 4.2 DEL ANEXO 7 DE LA RESOLUCIÓN CREG NÚMERO 071 DE 2006*. El numeral 4.2 del Anexo 7 de la Resolución CREG número 071 de 2006 quedará así:

4.2. Si la variable $DG_{h,d,m}$ es mayor que cero:

-- El valor resultante de multiplicar $ETIE_{h,d,m}$ por la diferencia entre el precio de bolsa horario y el precio de escasez, será asignado a prorrata del valor de $DHOEF_{j,h,d,m}$, incrementando las cuentas a favor de cada agente generador, sin incluir las importaciones *TIE.*

-- Calcular la demanda no cubierta con Obligaciones de Energía Firme de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$DNC_{d,m} = DC_{d,m} + DDVV_{d,m} + RDV_{d,m} + PGR_{d,m} - \sum_{j} ODEFA_{j,d,m}$$

Donde:

$DNC_{d,m}$	Demanda no cubierta en el día *d* del mes *m*
$DC_{d,m}$	Demanda Total Doméstica del día *d* del mes *m*
$DDVV_{d,m}$	Demanda desconectable voluntaria verificable en el día *d* del mes *m*
$RDV_{d,m}$	RD verificada en el día *d* del mes *m*
$PGR_{d.m}$	Programa de racionamiento verificado en el día *d* del mes *m*
$\sum_{j} ODEFA_{j,d,m}$	Suma de ODEFA de todos los generadores *j* del día *d* en el mes *m*.

-- El valor de la variable $DG_{h,d,m}$ será asignado como un valor a cargo en proporción al valor absoluto de la variable *DDOEF* de los agentes generadores para los cuales esta variable es menor que cero y de la demanda no cubierta con obligaciones de energía firme. Para el caso en que $DNC_{d,m} > 0$, el valor a cargo de la demanda no cubierta resultante de aplicar la proporción, será asignado a los agentes a prorrata de sus compras en bolsa de la hora *h*.

Los dineros recaudados serán asignados a cada agente generador incrementando las cuentas a favor del mismo, a prorrata del valor de $DHOEF_{j,h,d,m}$, sin incluir las importaciones *TIE.*

Para las importaciones *TIE*, la liquidación se realizará de conformidad con la regulación vigente para estas transacciones.

ARTÍCULO 22. *MODIFÍQUESE EL NUMERAL 8.1.1 DEL ANEXO 8 DE LA RESOLUCIÓN CREG NÚMERO 071 DE 2006.* El numeral 8.1.1 del Anexo 7 de la Resolución CREG número 071 de 2006 quedará así:

8.1.1 Determinación de la Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de la Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación (RRID) y Remuneración Real Total (RRT).

La remuneración real individual diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el día d del mes m ($RRID_{i,d,m}$) se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RRID_{i,d,m} = \min\left[1, \frac{\sum_{h=1}^{24} DC_{i,h,d,m} + OEFV_{i,d,m}}{ODEFR_{i,d,m} + VCP_{i,d,m}}\right] * ODEFR_{i,d,m} * PCC_{i,m}$$

Donde:

$DC_{i,h,d,m}$: Disponibilidad Comercial de la planta i en la hora h del día d del mes m, expresado en kilovatios (kW), sin considerar la indisponibilidad respaldada mediante contratos de respaldo, declaraciones de respaldo o cualquier otro anillo de seguridad diferente a Subasta de Reconfiguración de Venta. Este respaldo debió registrarse previamente ante el ASIC. Para los contratos de mercado secundario cuando el precio de bolsa sea mayor que el precio de escasez se considerarán las cantidades despachadas de estos tipos de cubrimiento. Cuando no se cumpla la condición anterior, se considerará la cantidad registrada de estos tipos de cubrimiento.

El cálculo de esta componente se realizará de la siguiente forma:

$$\sum_{h=1}^{24} DC_{i,h,d,m} = \sum_{h=1}^{24} DispComNormal_{i,h,d} + CCR_{i,d,m} + DDV_{i,d,m}$$

Donde:

$CCR_{i,d,m}$:	Compras en contratos de respaldo o en declaraciones de respaldo para la planta o unidad de generación i vigentes en el día d del mes m.
$DDV_{i,d,m}$:	Demanda Desconectable Voluntaria asociada a la planta i en el día d del mes m. Para los casos en que el precio de bolsa haya superado el precio de escasez en algunos periodos horarios del día d, se considerará la Demanda Desconectable Voluntaria Verificada, $DDVV_{i,d,m}$, de la planta i. Mientras el precio de bolsa haya sido inferior al precio de escasez en todos los periodos horarios del día d, se considerará la DDV contratada, $CDDV_{i,d,m,}$ de la planta i.
$DispComNormal_{i,h,d}$:	Disponibilidad Comercial Normal calculada según la metodología definida en la Resolución CREG número 024 de 1995 para la planta o unidad de generación i en la hora h del día d.
$OEFV_{i,d,m}$:	OEF de Venta para cumplir la OEF de la planta o unidad de generación i en el día d del mes m, expresada en kilovatios-hora (kWh).
$ODEFR_{i,d,m}$:	Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el día d del mes m, expresada en kilovatios-hora (kWh).
$VCP_{i,d,m}$:	Ventas en contratos de respaldo o en declaraciones de respaldo con la planta o unidad de generación i vigentes en el día d del mes m.
$PCC_{i,m}$:	Precio Promedio Ponderado del Cargo por Confiabilidad de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i vigente en el mes m, expresado en dólares por kilovatio-hora (US$/kWh), que se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$PCC_{i,m} = \frac{\sum_{s} \left(P_{i,m,s} * ODEFR_{i,m,s} \right)}{\sum_{s} ODEFR_{i,m,s}}$$

Donde:

$P_{i,m,s}$:	Precio al cual fue asignada la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación i vigente en el mes m, asignada en la subasta s o en el mecanismo que haga sus veces, expresado en dólares por kilovatio hora (US$/kWh).
$ODEFR_{i,m,s}$:	Obligación Diaria de Energía Firme respaldada por la planta o unidad de generación i en el mes m, asignada en la subasta s o el mecanismo que haga sus veces.
s:	Subasta para la asignación de Obligaciones de Energía Firme, mecanismo que haga sus veces o Subasta de Reconfiguración.

El valor de $PCC_{i,m}$ se convertirá a pesos por kilovatio hora ($/kWh), utilizando la TRM correspondiente al último día del mes liquidado, publicada por la Superintendencia Financiera.

La Remuneración Real Total Mensual para el mes m (RRT_m) se obtendrá aplicando la siguiente fórmula:

$$RRT_m = \sum_{i=1}^{k} \sum_{d=1}^{n} RRID_{i,d,m}$$

Donde:

$RRID_{i,d,m}$:	Remuneración Real Individual Diaria de la Obligación de Energía Firme respaldada por la planta y/o unidad de generación i en el día d del mes m.
n:	Número de días del mes m.
k:	Número de plantas y/o unidades de generación.

ARTÍCULO 23. ***MODIFÍQUESE EL NUMERAL 8.1.2 DEL ANEXO 8 DE LA RESOLUCIÓN CREG NÚMERO 071 DE 2006.*** El numeral 8.1.2 del Anexo 8 de la Resolución CREG número 071 de 2006, modificado por el artículo 17 de la Resolución CREG número 063 de 2010, quedará así:

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

Para efectos de liquidación y facturación de cada uno de los meses del Período de Vigencia de la Obligación se usará el CERE, que será calculado mediante la siguiente expresión:

$$CERE_m = \frac{RRT_m}{GR_m + DDVV_m + RDV_m}$$

Donde:

$CERE_m$	Costo equivalente real en energía del mes *m*
RRT_m	Remuneración real total mensual en el mes *m*
GR_m	Generación real en el mes *m* expresada en kilovatios hora (kWh). Para las plantas no despachadas centralmente se considera exclusivamente sus ventas

de energía en bolsa.

$DDVV_m$ Demanda desconectable voluntaria verificada en el mes *m*

RDV_m Reducción de energía verificada del programa RD en el mes *m*

El Costo Equivalente en Energía (CEE), expresado en pesos por kilovatio hora ($/kWh) que será usado para efectos de cotización en la Bolsa, se calculará cada mes mediante la fórmula:

$$CEE_m = \frac{\sum_{s,i} \left(P_{i,m,s} * OMEFR_{i,j,m} \right)}{ETDP_m}$$

Donde:

CEE_m Costo equivalente en energía del mes *m*

$P_{i,m,s}$ Precio al cual fue asignada la Obligación de Energía Firme asociada a la planta y/o unidad de generación *i* vigente en el mes *m*, asignada en la subasta *s* o en el mecanismo que haga sus veces, expresado en dólares por kilovatio hora (US$/kWh).

$OMEFR_{i,j,m}$ Obligación mensual de energía firme respaldada por la planta o unidad de generación *i* del generador *j* en el mes *m*.

$ETDP_m$ Energía total demandada proyectada en el SIN para cada mes, expresada en kilovatios hora.

El valor de $P_{i,m,s}$ se convertirá a pesos por kilovatio hora ($/kWh), utilizando TRM correspondiente al día hábil inmediatamente anterior al día de la fijación del CEE, publicada por la Superintendencia Financiera.

El CND fijará el CEE para las ofertas de cada nuevo mes con tres (3) días de anticipación.

ARTÍCULO 24. ***MODIFÍQUESE EL ARTÍCULO 13 DE LA RESOLUCIÓN CREG NÚMERO 063 DE 2010.*** El artículo 13 de la Resolución CREG número 063 de 2010 quedará así:

Artículo 13. ***Fronteras de DDV con Línea Base de Consumo (LBC)*****:** Son aquellas fronteras en las que el consumo de los usuarios tiene frecuencia y poca variabilidad y que corresponden a las que tienen un error no mayor al 5% respecto a la estimación efectuada con el modelo establecido en el anexo de esta resolución.

Para el caso de estas fronteras se considerará que hay reducción de demanda cuando la medida sea menor que el valor de la línea base de consumo menos el error.

Dentro de los cinco primeros días del mes siguiente al registro de la frontera el comercializador deberá actualizar el cálculo de la LBC con los datos más recientes. En caso de no efectuar esta actualización, vencido el plazo de los cinco días se entenderá que el comercializador ha retirado la frontera de DDV del Sistema de Intercambios Comerciales.

Una vez actualizada la frontera después del registro, el comercializador deberá actualizar el cálculo de la LBC cada 105 días. En caso de no efectuar esta actualización vencido el plazo de los 105 días, se entenderá que el comercializador ha retirado la frontera de la DDV del Sistema de Intercambios Comerciales.

PARÁGRAFO. Si se tiene registrada más de una frontera comercial en un mismo predio o inmueble,

el cálculo de la línea base de consumo se hará considerando la sumatoria de los consumos de cada una de las fronteras asociada al predio o inmueble. 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.

ARTÍCULO 25. ***MODIFÍQUESE EL ARTÍCULO 14 DE LA RESOLUCIÓN CREG NÚMERO 063 DE 2010.*** El artículo 14 de la Resolución CREG número 063 de 2010 quedará así:

Artículo 14. ***Fronteras con medición directa DDV.*** Son fronteras con medidores para la DDV instalados por el usuario, las cuales no podrán tener asociado más de un único contrato de DDV para el mismo periodo t.

Las fronteras con medición directa de DDV operarán cuando la frontera comercial y la frontera de DDV puedan ser interrogadas remotamente y no esté reportada la frontera comercial ante el ASIC en falla o limitación de suministro.

Las fronteras con medición directa de DDV deberán corresponder a cualquiera de las siguientes situaciones:

-- **DDV con Plantas de emergencia.** Cuando el usuario utiliza una planta de emergencia para disminuir o suprimir los requerimientos de energía del SIN.

Para participar como DDV el usuario deberá colocar un medidor de DDV a la salida de cada una de las plantas que vaya a utilizar.

-- DDV con medición independiente: Cuando el usuario tiene definido el consumo de un proceso de producción que utiliza diariamente y puede desconectarlo en cualquier momento.

En este caso se deberá instalar una medida independiente y registrar la curva de consumo de la frontera.

PARÁGRAFO. Si se tiene registrada más de una frontera comercial en un mismo predio o inmueble, el consumo se hará considerando la sumatoria de los consumos de cada una de las fronteras asociadas al predio o inmueble. 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.

ARTÍCULO 26. ***MODIFÍQUESE EL ANEXO DE LA RESOLUCIÓN CREG NÚMERO 063 DE 2010.*** El Anexo de la Resolución CREG número 063 de 2010, modificado por el artículo 15 de la Resolución CREG número 203 de 2013, quedará definido tal y como se encuentra en el Anexo “Modelo de estimación de Línea Base de Consumo” de esta resolución.

ARTÍCULO 27. ***VIGENCIA*****.** <Ver prórrogas en Notas de Vigencia> Esta resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial* y deroga las disposiciones que le sean contrarias.

PARÁGRAFO. Una vez esta resolución sea publicada en el *Diario Oficial*, XM S.A. E.S.P. tendrá hasta tres (3) meses calendario para implementar el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica dispuesto en ella.

Publíquese y cúmplase.
Dada en Bogotá, D. C., a 12 de febrero de 2015.

El Presidente,
TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA.
Ministro de Mina y Energía.

El Director Ejecutivo,
JORGE PINTO NOLLA.

ANEXO.
MODELO DE ESTIMACIÓN DE LA LÍNEA BASE DE CONSUMO.

El método es una adaptación de los métodos de descomposición y representa el consumo diario de la frontera, Ct, mediante unas componentes no observables que representan la componente de tendencia, Tt, la componente estacional, Et, y la componente del error ut.

$$C_t = T_t X E_t X U_t$$

La componente de tendencia indicará cómo es el comportamiento a largo plazo de la serie. La componente estacional estará determinada por un índice para cada uno de los siete días de la semana, E1, E2,..., E7 que representa el valor de la fluctuación estacional en cada día de la semana e indicará qué tanto por encima o por debajo de la tendencia se encuentran en promedio las observaciones del día.

En lo que sigue se utilizará la siguiente convención: los subíndices i del conjunto 1, 2,...,7 corresponderán a los días lunes, martes,..., domingo.

La metodología aísla y estima cada una de las componentes y luego pronostica una semana. Esto se lleva a cabo mediante cuatro etapas que se realizarán en forma secuencial.

1. Etapa

1. Captura y depuración de datos.

1.1. Captura de datos y transformación de valores atípicos e iguales a cero: Se realizará de acuerdo con el *Procedimiento para Determinar Valores Atípicos de Modelo de Estimación LBC* publicado en la Circular CREG 020 de 2014.

1.2. Transformación de valores para los días en que se hayan presentado desconexiones o reducciones de energía en cumplimiento del mecanismo de demanda desconectable voluntaria, DDV, y/o cualquier otro programa de reducción de demanda que defina la regulación: El valor se cambiará por el promedio de los cinco días anteriores que tengan el mismo subíndice siempre y cuando corresponda con valores típicos de consumo u ajustados con este procedimiento.

En el caso de no encontrarse la totalidad de los datos para los cinco días anteriores, se calculará el promedio con los días anteriores disponibles que tenga el mismo subíndice siempre y cuando corresponda con valores típicos de consumo o ajustados.

2. Etapa 2. Estimación de los índices E1, E2,..., E7.

2.1. Calcular promedios móviles centrados de longitud 7 (una semana):

$$PM_t = \frac{C_{t-3} + C_{t-2} + C_{t-1} + C_t + C_{t+1} + C_{t+2} + C_{t+3}}{7},\ t = 4,5,.....$$

2.2. Hallar el cociente Ct/PMt, t = 4,5,6,.... Este cociente será aproximadamente igual a:

$$\frac{C}{PM_t} \cong E_t \times u_t$$

2.3. Promediar todos los valores anteriores correspondientes al mismo día para obtener unos índices preliminares:

$$\widetilde{E}_1, \widetilde{E}_2, \widetilde{E}_3, \widetilde{E}_4, \widetilde{E}_5, \widetilde{E}_6, \widetilde{E}_7$$

2.4. Ajustar los 7 índices preliminares de forma que:

$$\frac{\sum_{i=1}^{7} \widetilde{E}_i}{7} = 1$$

$$E_i = \widetilde{E}_i \times \frac{7}{\sum_{i=1}^{7} \widetilde{E}_i}$$

3. Etapa 3: Estimación de la tendencia

3.1. Desestacionalizar los datos dividiendo C entre su índice estacional E.

$$D_t = \frac{C_t}{E_t}$$

3.2. Con los datos desestacionalizados, D, se estimará una tendencia lineal, T, mediante regresión lineal.

$$T_t = a + bt$$

4. Etapa 4: Pronósticos para una semana

Si N es el instante de la última observación, y esta cae en domingo, se pronosticará para los días siguientes, lunes, martes,..., domingo, mediante la ecuación.

$$\hat{C}_{N+k} = T_{N+k} \times E_k,\ k = 1,2,...,7$$

PARÁGRAFO. Para los efectos previstos en este anexo se diferenciarán los días comprendidos de lunes a sábado, los domingos y festivos.

El Presidente,

TOMÁS GONZÁLEZ ESTRADA.
Ministro de Mina y Energía.

El Director Ejecutivo,
JORGE PINTO NOLLA.