



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE PLANES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

DOCUMENTO CREG-133

1 de diciembre de 2011

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

TABLA DE CONTENIDO

1.	OBJETIVO.....	148
2.	ANTECEDENTES.....	148
3.	ANÁLISIS REGULATORIO	151
3.1	ANÁLISIS NORMATIVO	151
3.1.1	Remuneración del plan	152
3.1.2	Aplicación de costos eficientes	152
3.1.3	Duración e inicio del plan	153
3.1.4	Remuneración asociada con el cumplimiento del plan	154
3.1.5	Concordancia con la Resolución CREG 119 de 2007.....	155
3.1.6	Concordancia con la Resolución CREG 121 de 2007.....	156
3.2	ANÁLISIS REGULACIÓN ECONÓMICA	157
3.2.1	Aspectos a considerar en el diseño regulatorio	157
3.2.2	Asimetrías de información.....	158
3.2.3	Diseño regulatorio.....	158
3.3	ANÁLISIS DE INFORMACIÓN	159
3.3.1	Niveles de pérdidas a nivel internacional.....	159
3.3.2	Niveles de pérdidas por mercado de comercialización	160
3.3.3	Análisis de la información de costos de reducción de pérdidas	161
3.4	FUNCIÓN DE COSTOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS.....	163
3.4.1	Modelos econométricos	163
3.4.2	Redes neuronales	170
4.	PROPUESTA DE EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS PLANES	171
4.1	ESQUEMA DE DEFINICIÓN DE DE COSTOS EFICIENTES	171
4.1.1	Información del plan a presentar por los OR.....	171
4.1.2	Comparación de costos totales del plan	171
4.1.2.1	Costo Máximo del Plan - Modelo de costos eficientes.....	171
4.1.2.2	Aplicación del modelo de costos eficientes.....	172

4.2	ESQUEMA DE SEGUIMIENTO DEL PLAN.....	173
4.2.1	Seguimiento de los indicadores	173
4.2.2	Suspensión del plan.....	173
4.2.3	Cancelación del plan.....	174
4.3	PERDIDAS EFICIENTES DE NIVEL DE TENSIÓN 1.....	174

METODOLOGÍA DE REMUNERACIÓN DE LOS PLANES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS NO TÉCNICAS EN LOS MERCADOS DE COMERCIALIZACIÓN

1. OBJETIVO

Establecer la metodología para la presentación y desarrollo de los planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica definidos en el Decreto MME 387 de 2007.

2. ANTECEDENTES

El tema de reducción de pérdidas de energía eléctrica ha sido ampliamente tratado en todo el mundo con el objetivo de alcanzar la eficiencia en el uso de los recursos y racionalizar las necesidades de inversión en infraestructura eléctrica, plantas de generación, líneas y redes de transporte.

La reducción de pérdidas de energía eléctrica ha sido uno de los principales objetivos planteados por el Estado por cuanto conlleva grandes beneficios a toda la sociedad y permite priorizar mejor las inversiones de infraestructura.

En el país se han efectuado importantes esfuerzos en este mismo sentido, como el realizado por el Gobierno Nacional al permitir que las empresas obtuvieran recursos para reducir sus pérdidas de energía a través de créditos FEN-BID según el Programa Nacional de Reducción de Pérdidas FEN – BID, por un monto de 250 millones de dólares en la década de los 80.

Posteriormente, en la década de los 90, el Gobierno Nacional impulsó programas de modernización de infraestructura y de reducción de pérdidas de energía como el conocido PLANIEP, centrando sus esfuerzos en las electrificadoras de la Costa Atlántica de entonces.

Posteriormente, el legislador de 1994, a través de la Ley 142 de 1994, estableció el criterio de eficiencia económica como uno de los principales criterios tarifarios a ser considerados por la CREG en el diseño de fórmulas tarifarias, señalando que las fórmulas tarifarias “no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente”.

En el mismo sentido, el artículo 92 de la Ley 142 de 1994 estableció:

ARTICULO 92.- Restricciones al criterio de recuperación de costos y gastos de operación. En las fórmulas de tarifas las comisiones de regulación garantizarán a los usuarios a lo largo del tiempo los beneficios de la reducción promedia de costos en las empresas que prestan el servicio; y, al mismo tiempo, darán incentivos a las empresas para ser más eficientes que el promedio, y para apropiarse los beneficios de la mayor eficiencia.

Con ese propósito, al definir en las fórmulas los costos y gastos típicos de operación de las empresas de servicios públicos, las comisiones utilizarán no solo la información propia de la empresa, sino la de otras empresas que operen en condiciones similares, pero que sean más eficientes.

(...)

Lo anterior fue desarrollado en el Artículo 45 de la Ley 143 de 1994, enfatizando la importancia de las pérdidas de energía eficientes, de la siguiente manera:

Artículo 45.- Los costos de distribución que servirán de base para la definición de tarifas a los usuarios regulados del servicio de electricidad, por parte de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, tendrán en cuenta empresas eficientes de referencia según áreas de distribución comparables, teniendo en cuenta las características propias de la región, tomarán en cuenta los costos de inversión de las redes de distribución, incluido el costo de oportunidad de capital, y los costos de administración, operación y mantenimiento por unidad de potencia máxima suministrada. Además, tendrán en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables.

Con base en lo anterior, en cumplimiento de las funciones asignadas por la Ley y entendiendo el período de transición para el establecimiento del nuevo marco tarifario ordenado por las mismas leyes, la CREG expidió las Resoluciones CREG 031 y 097 de 1997 estableciendo las fórmulas de costo unitario de prestación del servicio y del costo de distribución respectivamente.

Adicionalmente a los esfuerzos realizados para la reducción de pérdidas efectuados con anterioridad a la expedición del marco tarifario, la Resolución CREG 099 de 1997 estableció una señal de disminución de pérdidas en el mediano plazo, la cual consideró el reconocimiento de pérdidas de energía a través de los costos trasladados al usuario final, como referencia desde el nivel de tensión 1 al STN, del 20% en 1998 y proyectado para disminuir gradualmente hasta llegar al 11% en 5 años, permitiendo que las empresas que tuviesen índices superiores al considerado como eficiente en ese momento, tuvieran la posibilidad de disminuir sus niveles de pérdidas y ajustarse a los parámetros de eficiencia sin que se afectara su flujo de caja.

Es de anotar que la Resolución CREG 159 de 2001 permitió a las empresas, como opción tarifaria, la suspensión de la senda de pérdidas reconocidas, dejando dicho índice en 12.75% desde el 2001, desde cuando se encuentra vigente este valor.

Como se observa, han sido varias las oportunidades dadas a los prestadores del servicio para el logro del objetivo de que trata este documento, la reducción de pérdidas de energía para obtener los límites eficientes.

Las resoluciones CREG 082 de 2002 y 097 de 2008, a través de las cuales se ha modificado la metodología de remuneración de la distribución de energía eléctrica establecida en la resolución CREG 099 de 1997, han evolucionado en la determinación de las pérdidas de energía hacia el reconocimiento de las pérdidas de eficiencia reconocidas en la regulación, dada la disponibilidad de información y análisis cada vez más amplia.

No obstante lo anterior, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 387 de 2007, como una de las políticas para el desarrollo de la actividad de comercialización minorista y con el fin de asegurar que los beneficios derivados de la competencia se extendieran a todos los usuarios del servicio de energía eléctrica, ordenando a la CREG la creación de los mecanismos para

incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada mercado de comercialización.

Se debe tener cuenta que, en cumplimiento del mismo decreto, mediante la Resolución CREG 119 de 2007, la CREG estableció la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional, incluyendo la variable CPROG para poder trasladar a los usuarios finales el costo de los programas de reducción de pérdidas y, mediante la Resolución CREG 121 de 2007, la CREG incorporó las políticas definidas en el artículo 3 del Decreto 387 de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre Comercializadores Minoristas en un Mercado de Comercialización.

Para el establecimiento de las pérdidas a reconocer por Operador de Red en el nivel de tensión 1, la Comisión contrató la "Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evaluación de Planes de Reducción y/o mantenimiento de pérdidas de Energía. CDP-152-07", con la firma IEB Ingeniería Especializada S.A. cuyo documento final fue publicado en la página Web de la CREG con la Circular CREG 057 de 2009, mediante la cual se divulgaron los resultados obtenidos por el consultor.

A través de las comunicaciones con radicados CREG E-2010-000872, E 2010-000913, E-2010-000315, E-2010-000891, E-2010-000925, E 2010 000930, E-2010-000934, E-2010-000935, E-2010-000936, E 2010 000937, E-2010-000939, E-2010-000941 y E-2010-000964 se recibieron comentarios de EPSA S.A. E.S.P., EDEQ S.A. E.S.P., EMCALI E.I.C.E., EEC S.A. E.S.P., CODENSA S.A. E.S.P., ASOCODIS, CHEC S.A. E.S.P., ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., ENERTOLIMA S.A. E.S.P., CENS S.A. E.S.P., EPM E.S.P., DISPAC S.A. E.S.P. y CETSA S.A. E.S.P. respectivamente.

Posteriormente la Universidad Tecnológica de Pereira, en el marco del convenio interadministrativo UTP-CREG realizó un estudio de las pérdidas de energía eléctrica en las redes del nivel de tensión 1 de los sistemas de distribución local y el acompañamiento en la definición de modelos de estimación de costos de planes de reducción de pérdidas. Los resultados de estos estudios fueron publicados mediante la Circular CREG 052 de 2010.

A través de las comunicaciones con radicados CREG E-2010-007659, E-2010-007671, E-2010-007736, E-2010-007669, E-2010-007653, E-2010-007739, E-2010-007695, E-2010-007658, E-2010-007692, E-2010-007674 y E-2010-007665 se recibieron comentarios por parte de EPM E.S.P., ISAGEN E.S.P., ASOCODIS, ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., CHEC S.A. E.S.P., CODENSA S.A. E.S.P., DISPAC S.A. E.S.P., EDEQ S.A. E.S.P. y EMCALI E.I.C.E.

Una vez realizados los análisis pertinentes, la CREG, a través de la resolución CREG 184 de 2010 publicó la propuesta regulatoria para los planes de reducción de pérdidas de energía de que trata el Decreto 387 de 2007, modificado por el Decreto 4977 del 27 de diciembre de 2007, donde se plantean mecanismos para incentivar a las empresas a la aplicación de planes de reducción de pérdidas de energía y, en todo caso, para la obtención de las pérdidas de eficiencia; con base en el análisis de la información aportada por las mismas empresas, aplicando una combinación de teoría de incentivos, evaluaciones de eficiencia y análisis de datos a los diferentes planes y programas adelantados hasta el momento.

A través de la misma resolución, adicional al proyecto de resolución para reglamentar los planes, se publicaron otros dos proyectos de resolución con las propuestas para modificar apartes de la regulación vigente con el fin de armonizar la regulación con las disposiciones propuestas en el primer proyecto.

La CREG efectuó la respectiva divulgación de la propuesta, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 2696 de 2004, a través de consultas públicas realizadas en las ciudades de Ibagué, Cali, Barranquilla y Bogotá.

Mediante comunicaciones con radicados CREG E-2011-002123, E 2011 002468, E-2011-002751, E-2011-003076, E-2011-003079, E 2011 003084, E-2011-003095, E-2011-003097, E-2011-003101, E 2011 003102, E-2011-003107, E-2011-003108, E-2011-003110, E 2011 003111, E-2011-003113, E-2011-003114, E-2011-003115, E- 2011 003116, E-2011-003121, E-2011-003124, E-2011-003126, E 2011 003127, E-2011-003129, E-2011-003177, E-2011-003221 y E 2011 003705 se recibieron comentarios a las propuestas de la Resolución CREG 184 de 2010 enviados por Marino Díaz Barrero, Iván Camilo Ramos Andrade, DISPAC S.A. E.S.P., Electrohuila S.A. E.S.P., EPM E.S.P., Enertotal S.A. E.S.P., EMGESA S.A. E.S.P., EEC S.A. E.S.P., Diceler S.A. E.S.P., EMCALI E.I.C.E. E.S.P., ANDI, Asocodis, Electricaribe S.A. E.S.P., DIACO, Codensa S.A. E.S.P., EBSA S.A. E.S.P., Enertolima S.A. E.S.P., XM S.A. E.S.P., DICEL S.A. E.S.P., VATIA S.A. E.S.P., ACCE, EPSA S.A. E.S.P., CAC, ACCE, EPSA S.A. E.S.P. y EBSA S.A. E.S.P. respectivamente.

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 7 de la Ley 1340 de 2009, a través del oficio S-2011-001653, se remitieron los proyectos de resolución contenidos en la Resolución CREG 184 de 2010 con el Documento CREG D 138-10 y el cuestionario "Evaluación de la incidencia sobre la libre competencia de los actos administrativos expedidos con fines regulatorios" a la Superintendencia de Industria y Comercio.

Todos los comentarios reseñados fueron debidamente analizados y considerados para la elaboración de la reglamentación definitiva. La respuesta de cada uno de ellos se encuentra en el Anexo del presente documento.

De esta manera, en este documento se presenta la reglamentación para la implantación de los planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de que trata el Decreto 387 de 2007, modificado por el Decreto 4977 de 2007.

3. ANÁLISIS REGULATORIO

Para definir la metodología de remuneración de los planes de reducción de pérdidas es necesario realizar dos tipos de análisis, el primero desde el punto de vista normativo, en el cual se estudia la relación entre lo establecido en el Decreto 387 de 2007 y las Leyes, decretos y resoluciones vigentes y, en segundo lugar, desde el punto de vista de la regulación económica, en el cual se analiza el esquema regulatorio aplicable dadas las condiciones del problema.

3.1 ANÁLISIS NORMATIVO

Según lo dispuesto en el Decreto 387 de 2007, en concordancia con los criterios tarifarios establecidos en la Ley 142 de 1994 y como parte integral del esquema tarifario, a

continuación se exponen los criterios de la metodología de reducción de pérdidas de energía eléctrica y las definiciones propuestas distintas a las actualmente establecidas, así:

3.1.1 Remuneración del plan

Respecto de la remuneración de costos, el literal e) del artículo 3º del Decreto 387 de 2007 expresa lo siguiente:

e) La CREG le reconocerá al OR el costo eficiente del plan de reducción de Pérdidas No Técnicas, el cual será trasladado a todos los usuarios regulados y No regulados conectados al respectivo mercado;

En el párrafo anterior se encuentran dos elementos a saber: el tipo de costos a reconocer y los sujetos que deben asumirlos.

Respecto de los sujetos que deben asumir el costo de los planes de reducción de pérdidas de energía en un determinado mercado de comercialización, es claro que el universo es el de todos los usuarios pertenecientes a un mismo mercado de comercialización, donde se debe tener en cuenta la definición de Mercado dispuesta en el mismo Decreto, así:

Mercado de comercialización. *Conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local, servido por un mismo Operador de Red (OR), y los conectados al STN del área de influencia del respectivo OR.*

De esta manera, todos los usuarios conectados a un mismo STR y SDL más los usuarios del STN que se consideren parte de ese mercado son los responsables del pago del costo del programa.

Entendiendo que la norma considera que los usuarios conectados directamente al STN deben ser sujetos del pago del costo del programa como usuarios que hacen parte de un mercado de comercialización y que es dicho mercado quien debe beneficiarse de los recursos aportados por dichos usuarios, éstos son incorporados al Mercado de Comercialización que corresponda con el del Municipio donde se encuentre físicamente ubicado dicho usuario.

Según lo anterior, para la aplicación de esta Resolución, se modifica la definición establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, en el sentido de introducir la aclaración del mercado de comercialización al que pertenece un usuario conectado directamente al STN.

3.1.2 Aplicación de costos eficientes

El otro elemento definido en el literal e) del Decreto 387 de 2007 es el costo a reconocer a los OR. Al respecto, el Artículo 92 de la Ley 142 de 1994 establece:

ARTICULO 92.- Restricciones al criterio de recuperación de costos y gastos de operación. *En las fórmulas de tarifas las comisiones de regulación garantizarán a los usuarios a lo largo del tiempo los beneficios de la reducción promedia de costos en las empresas que prestan el servicio; y, al mismo tiempo, darán incentivos a las*

empresas para ser más eficientes que el promedio, y para apropiarse los beneficios de la mayor eficiencia.

Con ese propósito, al definir en las fórmulas los costos y gastos típicos de operación de las empresas de servicios públicos, las comisiones utilizarán no solo la información propia de la empresa, sino la de otras empresas que operen en condiciones similares, pero que sean más eficientes.

También podrán las comisiones, con el mismo propósito, corregir en las fórmulas los índices de precios aplicables a los costos y gastos de la empresa con un factor que mida los aumentos de productividad que se esperan en ella, y permitir que la fórmula distribuya entre la empresa y el usuario los beneficios de tales aumentos.

La remuneración de costos eficientes para el plan de reducción de pérdidas de energía presentado por un OR se entiende como la sumatoria de los costos eficientes en los que un OR incurre para ejecutar las acciones que produzcan la disminución del índice de pérdidas en un STR y SDL, en un período de tiempo determinado.

De esta manera, se encuentran tanto las inversiones que se realicen en activos utilizados para la reducción de pérdidas, así como los gastos asociados. Aquellas inversiones y gastos relacionados con objetivos como mejorar la calidad del servicio, garantizar confiabilidad o disminuir pérdidas técnicas no deben ser objeto de la remuneración del plan porque su remuneración se efectúa con base en los mecanismos de incentivos diseñados en la metodología existente.

Como se mencionó, la remuneración de los costos eficientes del plan incluye los costos y gastos asociados con las actividades involucradas en el Plan presentado por un OR, exceptuando aquellos que ya vienen siendo remunerados como parte del AOM de los cargos por uso de distribución o las inversiones ya realizadas en programas de reducción de pérdidas .

Conforme a lo establecido en el Artículo 92 de la Ley 142 de 1994, la remuneración de las inversiones y de los costos y gastos de las actividades se consideran eficientes dado que tienen parámetros de eficiencia determinados por el análisis de la información entregada por los OR en respuesta a la solicitud de la Circular CREG 051 de 2010 y conforme a la metodología prevista para tal fin.

3.1.3 Duración e inicio del plan

El literal c) del artículo 3º del Decreto 387 de 2007 expresa lo siguiente:

c) La regulación creará los mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada mercado de comercialización;

Como se observa, en el decreto no se especifica el período de vigencia de los planes, razón por la cual es necesario analizar los aspectos asociados con las pérdidas de energía para determinar el período adecuado.

El artículo 45 de la Ley 143 de 1994 establece que el esquema tarifario debe tener en cuenta niveles de pérdidas de energía y potencia característicos de empresas eficientes comparables, con lo que las empresas no deberían obtener reconocimientos superiores a los de las pérdidas reconocidas actualmente.

Luego para dar cumplimiento al Decreto 387 de 2007, que ordena la implantación de planes de reducción de pérdidas, se debe tener en cuenta que, acorde con el marco tarifario expuesto en la Ley 142 de 1994, especialmente en su artículo 126, la vigencia de las fórmulas tarifarias es mínimo de cinco años.

También se debe considerar la temporalidad de los efectos que conlleva la aplicación de una senda de reducción de pérdidas de energía en los términos del Decreto 387 de 2007. Esto es, el tiempo de reparto de los costos de producción y transporte en el STN de las pérdidas de energía superiores a las eficientes reconocidas actualmente por la regulación, entre los comercializadores presentes en un mismo mercado, no debería superar un período tarifario, dado que es el período máximo en el que se consideró pertinente reconocer los costos asociados con pérdidas superiores a las de eficiencia durante el primer período tarifario (1998-2002).

Según lo anteriormente expuesto, se considera que el período de aplicación de los planes de reducción de pérdidas debe ser de cinco años.

Una vez aprobado el plan de reducción de pérdidas a un OR determinado, para efecto de la aplicación de los deberes y derechos derivados de la aplicación de dicho plan, el OR deberá notificar a la SSPD y la CREG sobre su aceptación y fecha de inicio.

3.1.4 Remuneración asociada con el cumplimiento del plan

La remuneración asociada con los planes de reducción de pérdidas se sujetará al cumplimiento de las metas aprobadas a cada OR en resolución particular, sin perjuicio de las acciones que pueda adelantar la SSPD respecto del incumplimiento de la regulación por parte de un agente.

Ante el segundo incumplimiento de las metas aprobadas se suspenderá la remuneración del plan al OR, entendiéndose que los recursos inicialmente presupuestados para disminuir pérdidas pueden estar siendo utilizados en otras actividades distintas a las establecidas en el plan o que los esfuerzos realizados no son los inicialmente previstos.

No obstante, para evitar variaciones importantes en la tarifa al usuario final, se dispone que los OR constituyan una Fiducia, en la cual se mantendrán los recursos del plan para el período de suspensión.

Si en el siguiente período de evaluación, posterior al de la suspensión, el índice de pérdidas para dicho período cumple con el índice aprobado, se levantará la suspensión de la remuneración del Plan y el OR podrá contar con los recursos consignados en la Fiducia. Es importante mencionar que el costo de la Fiducia debe estar a cargo del OR, considerando que la creación de la Fiducia obedece a un incumplimiento del OR.

Si por el contrario, el índice del período siguiente al de la suspensión incumple con las metas aprobadas, se cancelará el plan y el OR deberá retornar los recursos recibidos durante el

periodo de incumplimiento a los usuarios del mercado de comercialización. De igual manera se reintegrarán a los usuarios los recursos que se encuentren en la Fiducia. La devolución de recursos se realizará mediante un cargo CPROG negativo.

3.1.5 Concordancia con la Resolución CREG 119 de 2007

En la fórmula del Costo Unitario de Prestación del Servicio, establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, se incluye una variable denominada PR donde se reconocen los valores de pérdidas reconocidas en generación y transmisión y se encuentra la variable CPROG, dispuesta para reconocer el costo de los planes de reducción de pérdidas, variabilizada por las ventas de un comercializador determinado, así:

$$PR_{m,n,i,j} = \left(\frac{G_{m,i,j} * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_{m-1})} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{CPROG_{i,j}}{V_{m,i,j}} \right)$$

La variable CPROG está definida como una anualidad a ser asignada a un comercializador, según su participación en el mercado de comercialización, variabilizada con las ventas de dicho comercializador durante un año /(ventana móvil anual con rezago de tres meses).

Para que la aplicación de dicho factor, (CPROG/V) resulte en el mismo valor para todos los comercializadores en un mismo mercado, se debería calcular mensualmente la variable CPROG ponderándola con la información de ventas de los comercializadores según las ventas de los mismos en el período mencionado.

Lo anterior implica dos cosas: que mensualmente se esté calculando la variable CPROG y que la calidad de la información del SUI sea óptima en cada momento del tiempo. De lo contrario, estaríamos ante distorsiones en los costos al usuario final y se pondría en riesgo el ingreso requerido por concepto de CPROG.

Adicionalmente, por aspectos inherentes a los ciclos de comercialización de los prestadores del servicio y de posibles interpretaciones de la norma, se pueden presentar factores distintos en las tarifas aplicadas en un mismo mes por comercializadores distintos en un mismo mercado de comercialización, lo cual se constituiría probablemente en un elemento de competencia no deseado.

Según lo expuesto, se considera necesario modificar el factor existente (CPROG/V) para que desde la metodología presentada en el presente documento se permita el cálculo de una variable en \$/kWh única, para que exista un solo cálculo anual para un mercado de comercialización y su resultado sea fácilmente aplicado por todos los comercializadores de dicho mercado, facilitando las labores de aplicación de la variable y las de vigilancia de la SSPD, a la vez que se elimina el riesgo que se convierta en una variable diferencial y que pueda ser erróneamente interpretada como de "competencia" cuando no lo es.

Por lo anterior, se modifica la definición de CPROG contenida en la Resolución CREG 119 de 2008 para ajustarla a la expuesta en la presente propuesta.

3.1.6 Concordancia con la Resolución CREG 121 de 2007

Al igual que lo anteriormente mencionado respecto de la variable CPROG incorporada en la fórmula tarifaria de la Resolución CREG 119 de 2007, a través de la Resolución CREG 121 de 2007 se incorporaron las políticas definidas en el artículo 3 del Decreto 387 de 2007, modificado por el Decreto 4977 del 27 de diciembre de 2007, en relación con la asignación de pérdidas entre Comercializadores Minoristas en un Mercado de Comercialización, a través de la siguiente fórmula:

$$PRACom_{i,m} = \frac{PRTmer_m - PRTEmer_m}{\sum_1^r Vcom_{i,m}} * Vcom_{i,m}$$

Así, la variable $PRACom_{i,m}$ es el resultado de distribuir la diferencia de pérdidas totales y las pérdidas técnicas de un mercado, entre los comercializadores presentes en el mismo, a prorrata de sus ventas.

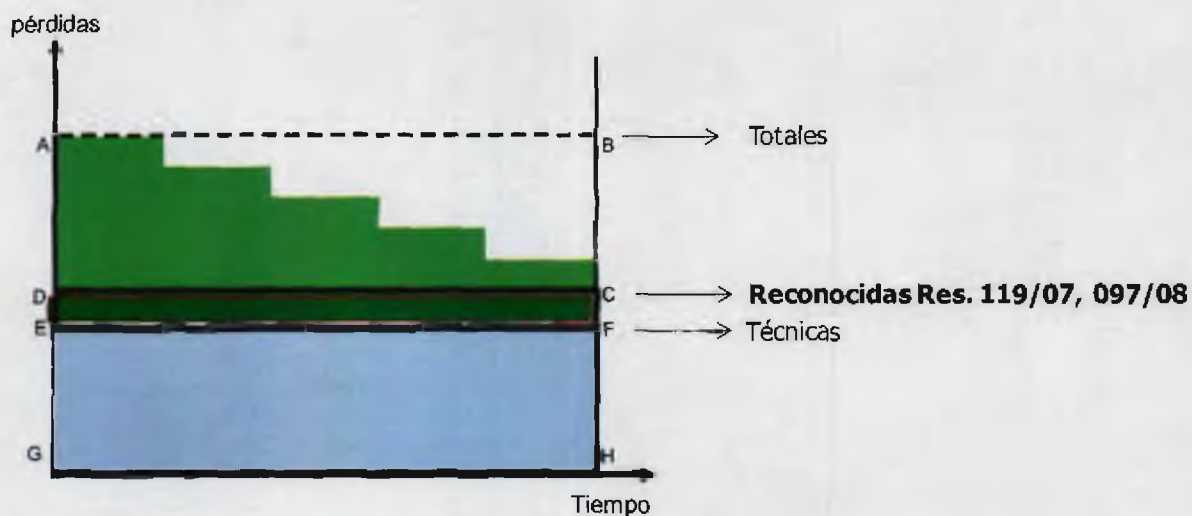
Con esto, la fórmula sigue textualmente lo establecido en el Decreto en el sentido de distribuir las pérdidas No Técnicas (diferencia entre las pérdidas totales y las técnicas, representadas por la figura escalonada A, B, F y E de la Gráfica 1) entre los comercializadores.

Por otra parte, actualmente los índices de pérdidas utilizados para referir la energía del nivel de tensión 1 al STN consideran, además de la correspondiente fracción de pérdidas técnicas, una fracción de pérdidas no técnicas de energía, área de la figura rectangular C, D, E y F de la Gráfica 1.

Al aplicar la fórmula de que trata la Resolución CREG 121 de 2007 conjuntamente con el esquema de reconocimiento de las pérdidas no técnicas de energía vigente, existe una fracción de pérdidas no técnicas que se reconocería doblemente y son precisamente las pérdidas no técnicas reconocidas actualmente por la regulación.

Dado lo anterior, se hace necesario distribuir únicamente la fracción de pérdidas No Técnicas existente entre la senda a establecer y las pérdidas reconocidas (área determinada por A, B, C y D de la figura escalonada), dado que ya existen unas pérdidas No Técnicas No Reconocidas que se distribuyen de la manera como lo solicita el Decreto, a prorrata de las ventas.

Az



Gráfica 1 Pérdidas reconocidas

Con esto, es necesario modificar la fórmula expuesta para que se cumpla completamente con el Decreto.

Adicionalmente, de adoptarse la propuesta expuesta en este documento, se considera necesario derogar expresamente el artículo 7 de la Resolución CREG 121 de 2007 por cuanto allí se establece que la distribución de los recursos la efectuaría el OR mientras que en la propuesta de este documento se sugiere otra metodología que no considera que el OR asigne dichos recursos a los Comercializadores sino que se calcule un valor en \$/kWh igual para todos los comercializadores del mercado del OR, con lo que la facturación, recaudo y asignación de recursos se hace de manera automática sin la intervención del OR.

3.2 ANÁLISIS REGULACIÓN ECONÓMICA

El Decreto 387 de 2007 establece que la Comisión debe crear mecanismos para incentivar la implantación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada mercado de comercialización, adicionalmente señala que la CREG debe reconocer al OR el costo eficiente del plan de reducción de pérdidas no técnicas, el cual será trasladado a todos los usuarios regulados y no regulados conectados al respectivo mercado.

3.2.1 Aspectos a considerar en el diseño regulatorio

Desde el punto de vista del diseño regulatorio se deben tener en cuenta los siguientes aspectos para cumplir con la política definida por el MME:

- El esquema regulatorio debe incentivar a las empresas para que realicen su mejor esfuerzo para reducir las pérdidas en su sistema y que las empresas estén en libertad de utilizar o no este incentivo.
- La Comisión debe definir un costo eficiente de reducción de pérdidas, considerando que este valor debe ser trasladado a todos los usuarios conectados al sistema del OR.

A

- La propuesta regulatoria para la implementación de los planes de reducción de pérdidas debe ser consistente con la regulación existente, en este sentido, debe asegurar que aquellas actividades que ya están siendo remuneradas en otros cargos no sean incluidas en los planes de reducción de pérdidas.
- El esquema regulatorio diseñado debe contar con un procedimiento de seguimiento y control que permita verificar que los recursos entregados a los OR para ejecutar los planes de reducción de pérdidas sean utilizados en esta actividad y que se alcancen los resultados propuestos.
- Se deben considerar los beneficios resultantes de la reducción de pérdidas en un mercado de comercialización.
- Se debe considerar la existencia de asimetrías de información, tanto en la etapa de aprobación del plan, como en la etapa de ejecución del mismo.

3.2.2 Asimetrías de información

Para definir la metodología de aprobación y seguimiento de los planes de reducción de pérdidas se deben considerar las asimetrías de información existentes, tanto en el proceso de definición del costo eficiente del plan, como en la etapa de seguimiento de las actividades realizadas.

Selección adversa: En la etapa previa a la aprobación del plan de reducción de pérdidas se presentan las siguientes asimetrías:

- Las empresas tienen mejor información que el Regulador respecto al nivel de pérdidas técnicas y no técnicas de cada mercado de comercialización.
- Las empresas tienen información de su sistema no conocida por el Regulador, que les permite determinar el nivel de pérdidas que se puede alcanzar en un periodo determinado, de una manera más aproximada a lo estimado por el Regulador.
- Las empresas conocen mejor que el Regulador las actividades que se deben realizar en su mercado de comercialización para reducir pérdidas y sus costos asociados.

Riesgo moral: Durante la ejecución del plan de reducción de pérdidas se presentan los siguientes problemas de información:

- El regulador desconoce los esfuerzos realizados por el OR para reducir las pérdidas de energía eléctrica en su sistema.
- El regulador no conoce los gastos e inversiones realizadas por el OR para reducir pérdidas.

En los dos casos, se considera que el costo de obtener esta información por parte del regulador es alto.

3.2.3 Diseño regulatorio

Con base en lo anteriormente expuesto, se considera que la implementación de un esquema de incentivos para que los OR reduzcan las pérdidas de su sistema a un costo eficiente,

puede ser abordado aplicando conceptos de la teoría de contratos. Bajo estos modelos se consideraría que el principal, en este caso el Regulador, requiere que los agentes, Operadores de Red, realicen las actividades eficientes para la reducción de pérdidas, sujetos a un pago que se va a realizar vía tarifas.

Considerando lo anterior, se propone un esquema regulatorio en el cual el OR tenga incentivos para solicitar la aprobación de un plan de reducción de pérdidas acorde a las características de su mercado de comercialización, considerando un nivel alcanzable de reducción de pérdidas en un periodo establecido, y se defina un mecanismo para el reconocimiento de costos eficientes de reducción de pérdidas.

La propuesta expone que el OR debe informar a la Comisión el nivel de pérdidas inicial, los niveles de pérdidas esperados durante la ejecución del plan y el nivel de pérdidas objetivo, es decir al finalizar el plan. Adicionalmente, deberá informar el costo del plan y el costo desagregado por actividades.

A partir del nivel de pérdidas objetivo, presentadas por el OR, se define el costo a aprobar, considerando la información entregada por el OR, información de otros OR, e información histórica de costos de reducción de pérdidas en Colombia.

Adicionalmente se propone un esquema de seguimiento periódico de los resultados y un esquema de devolución de ingresos por incumplimiento en las metas de reducción de pérdidas establecidas.

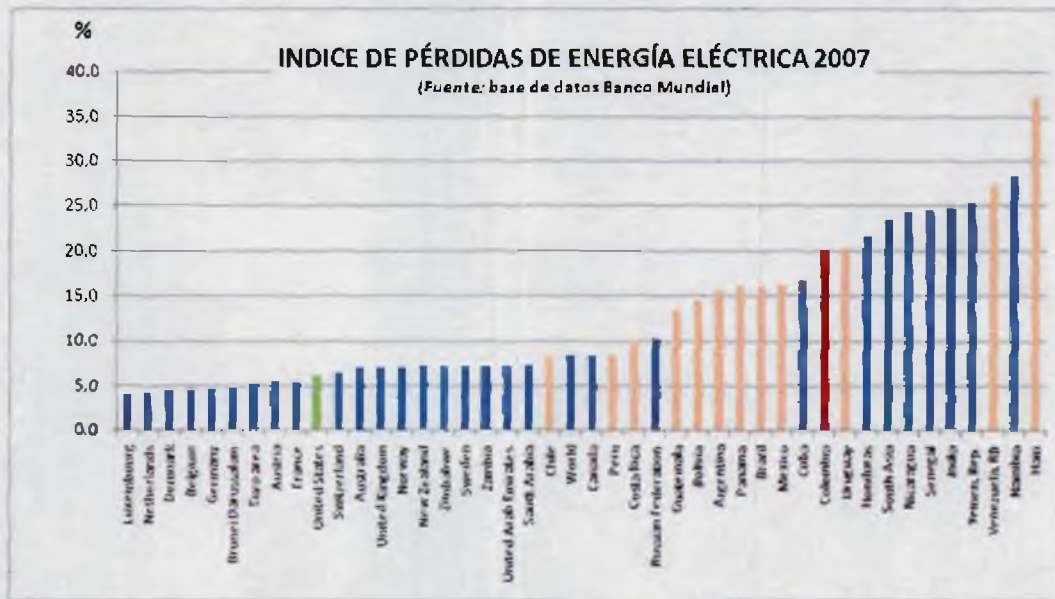
Con la propuesta presentada se busca que los OR definan un plan de pérdidas con metas de reducción alcanzables y costos eficientes.

3.3 ANÁLISIS DE INFORMACIÓN

A continuación se presentan los análisis realizados por la Comisión sobre el nivel de pérdidas en los mercados de comercialización en Colombia y los costos asociados con su reducción.

3.3.1 Niveles de pérdidas a nivel internacional

En la siguiente gráfica se presentan el índice de pérdidas de energía eléctrica del año 2007 según la serie *Electric Power and distribution losses % of output*, tomada de la base de datos de indicadores de desarrollo del Banco Mundial.



Gráfica 2 Índice de pérdidas de energía eléctrica

El dato de Colombia corresponde al promedio simple de los índices para los distintos mercados de comercialización en el 2007.

Se observa que en algunos países de la zona euro se presentan niveles de pérdidas alrededor del 5%, otro grupo de países, entre ellos Chile, Perú y Costa Rica tienen pérdidas menores al 10%. En esta clasificación, respecto a los países de la región, el nivel de pérdidas de Colombia solo es superado por Uruguay, Venezuela y Haití.

3.3.2 Niveles de pérdidas por mercado de comercialización

Para estimar los niveles de pérdidas se utilizó la información de intercambios de energía en las fronteras comerciales suministrada por XM y las ventas a usuarios finales reportadas por las empresas al SUI para el 2007.

Para estimar el índice de pérdidas en cada mercado de comercialización se descontó la energía en tránsito hacia otros operadores de red en todos los niveles de tensión.

En la Gráfica 3 se muestra el porcentaje de pérdidas totales por mercado de comercialización estimado para el año 2007 según el método descrito.

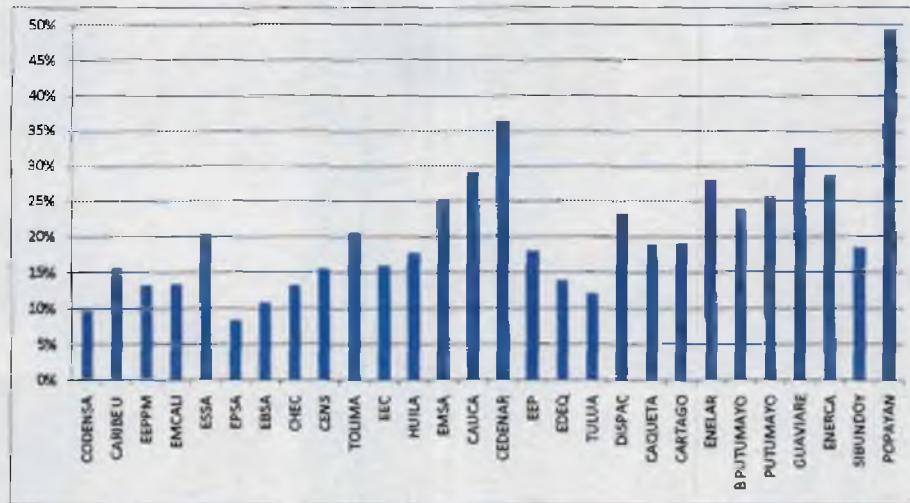
La gráfica presenta las empresas organizadas de izquierda a derecha de mayor a menor demanda, las primeras tres empresas, Codensa, Caribe y EPM, representan el 60% de la demanda, las siguientes 7 empresas¹ incorporan el 30% de la demanda, mientras que las 19 empresas restantes representan el 10% del mercado.

Con base esta información se calculó el promedio ponderado de pérdidas de energía eléctrica para Colombia en 14%² para el 2007.

¹ Emcali, Essa, Epsa, Ebsa, Chec, Cens y Tolima.

² Promedio ponderado por ventas de energía. En este valor no se incluyen las pérdidas del STN.

de



Gráfica 3 Porcentaje de pérdidas totales estimado para el año 2007

3.3.3 Análisis de la información de costos de reducción de pérdidas

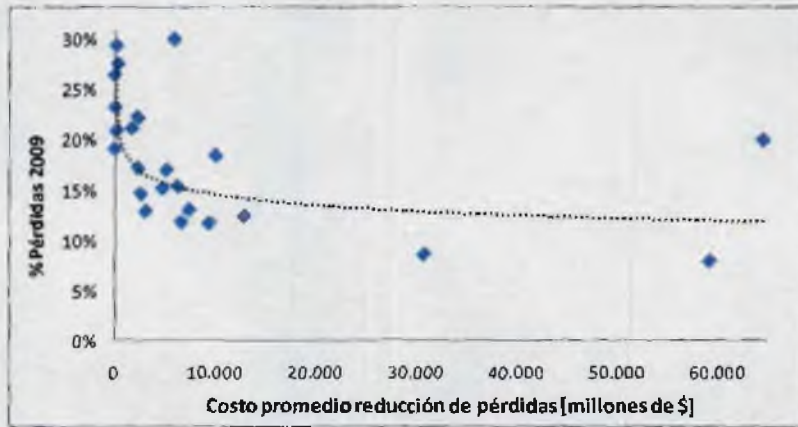
Mediante la Circular CREG 019 de 2010, se solicitó a los OR entregar a la Comisión información sobre los recursos destinados a la reducción de pérdidas durante el periodo 1998-2007 y sus resultados, desagregándola entre pérdidas técnicas y no técnicas, así como la discriminación de los recursos invertidos entre inversiones y gastos.

De los 29 operadores de red, 27 dieron respuesta a la circular, sin embargo, no todas las empresas presentaron información desagregada por tipo de pérdidas (técnicas o no técnicas) y por tipo de recursos invertidos (gastos, inversiones), por lo cual no es posible, con esta información, realizar análisis de costos de reducción de pérdidas únicamente para el componente no técnico.

Tomando como base la información de inversiones, gastos y niveles de pérdidas reportados por las empresas para el periodo 1998 – 2007, se observó que, en general, las empresas que han realizado mayores esfuerzos en la reducción de pérdidas en ese lapso son las que presentan menores niveles de pérdidas en el año 2009.

El 57% de las empresas se encuentra en un rango entre el 10% y 20% de pérdidas, el 35% de las empresas en un rango entre 20% y 30% y 2 empresas, que representan el 9% del total de empresas, presentan índices inferiores al 10%.

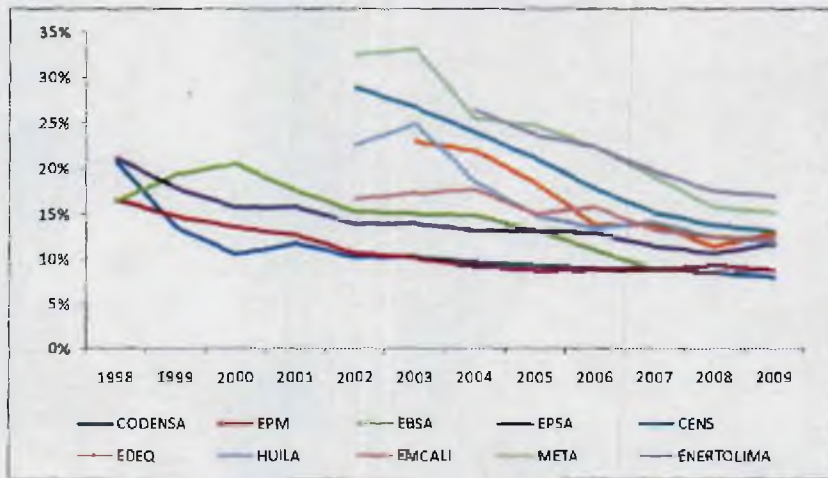
El esquema regulatorio actual permite que en los mercados de comercialización en los cuales las pérdidas reales se encuentran por debajo del nivel de pérdidas reconocido, el OR y su comercializador integrado obtengan un beneficio económico, acorde con la señal establecida desde la Resoluciones CREG 031 y 099 de 1997. Este beneficio está asociado con la señal regulatoria vigente y, de acuerdo con los análisis, algunas de las empresas continúan considerando esta señal como elemento para la ejecución de planes de reducción de pérdidas.



Gráfica 4 Nivel de pérdidas y costo promedio de reducción de pérdidas

En la Gráfica 5 se presenta la evolución del nivel de pérdidas de algunos mercados de comercialización, se observa que en general las pérdidas se reducen de forma gradual, obteniéndose, en general, mayores resultados al inicio de los planes de reducción de pérdidas.

En general el índice de reducción de pérdidas entre un año y otro no ha disminuido en más del 4.5%, con excepción de los mercados de comercialización de Codensa, Huila y Meta.



Gráfica 5 Evolución del nivel de pérdidas

En la Gráfica 6 se observa el valor promedio de recursos invertidos por las empresas para la ejecución de planes de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, en pesos de diciembre de 2007, este valor se estima a partir de las inversiones y gastos realizados durante cada año y sus respectivas ventas de energía en el período 1998-2009.

AK



Gráfica 6 Recursos estimados a la reducción de pérdidas³

Se observa que la mayoría de empresas, entre ellas las que presentan menores niveles de pérdidas actualmente, presentaron un valor promedio de inversiones y gastos inferior a 6 \$/kWh en dicho periodo.

Otro aspecto identificado con la información entregada en cumplimiento de la circular es que el costo marginal de reducción de pérdidas es mayor a medida que el nivel de pérdidas disminuye, lo cual es consistente con el comportamiento esperado.

3.4 FUNCIÓN DE COSTOS DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

De los análisis anteriormente efectuados se observa que el nivel de pérdidas en un periodo determinado depende del esfuerzo⁴ realizado en la reducción de pérdidas durante un año determinado y del nivel de pérdidas en el que se situó la empresa en el año anterior.

También se encontró que la reducción de pérdidas tiene un comportamiento no lineal.

Con base en las anteriores observaciones, la Comisión realizó los siguientes ejercicios para estimar el nivel de pérdidas con base en el esfuerzo realizado en un mercado de comercialización:

- Análisis con modelos econométricos para determinar una función que relacione las pérdidas con el esfuerzo realizado en reducción de pérdidas.
- Análisis con redes neuronales como un estimador del nivel de pérdidas, dado un nivel de esfuerzo y unas condiciones iniciales del mercado de comercialización.

3.4.1 Modelos econométricos

La Comisión realizó ejercicios empíricos con el fin de establecer los determinantes de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica en los sistemas de distribución y evaluar el efecto de las inversiones y gastos sobre las pérdidas totales de los Operadores de Red.

³ En la gráfica se presenta el resultado del antiguo mercado de EPM, sin incluir la información resultante de su integración con EADE.

⁴ Como aproximación del esfuerzo se consideran las inversiones y los gastos en actividades de reducción de pérdidas

h2

A partir de la información suministrada por los OR a la CREG, en respuesta de la Circular CREG 019 de 2010, se estimaron varios modelos econométricos del tipo panel de datos⁵. Se escogió este tipo de modelamiento ya que por el tipo de análisis se requiere combinar la información de varios periodos de tiempo (series de tiempo⁶) para varios individuos (corte transversal) y el panel permite una mayor precisión en la estimación a la vez que controla variables inobservables como factores culturales o diferencias en las prácticas comerciales de las empresas.

La siguiente ecuación representa un modelo tradicional de panel de datos:

$$y_{it} = \beta_0 + \beta X_{it} + u_{it} \quad (1)$$

Donde y_{it} es la variable dependiente que cambia para cada operador de red i para cada periodo de tiempo t , X_{it} es el conjunto de variables explicativas, y u_{it} es el termino de error que se compone de un efecto individual (efecto fijo o efecto aleatorio) y el termino de perturbación clásico⁷.

$$u_{it} = \mu_i + \varepsilon_{it}$$

Para el análisis se tomó como variable dependiente el logaritmo del nivel de pérdidas de energía totales en kWh para los diferentes operadores de red y dentro de las variables explicativas (en logaritmo) se encuentra información que puede influir en el comportamiento de las pérdidas técnicas y no técnicas conforme a la información disponible:

- Inversión y gasto (acumulado) en programas de reducción de pérdidas.
- Energía de entrada.
- Energía de salida.
- Kilómetros de red.
- Número de usuarios (totales, por estrato, por nivel de tensión, por grupo de calidad).
- Variable *dummy* para clasificar los Operadores de Red por tamaño⁸.
- Nivel de pérdidas en el periodo anterior ($t-1$).
- Número de transformadores de distribución.
- Área de los municipios atendidos con la red del mercado de comercialización.

De acuerdo con las pruebas⁹ realizadas se evidenció que las series presentaban problemas de heterocedasticidad y autocorrelación. Para corregir estos problemas se estimó un panel

⁵ Datos panel es un conjunto de información en el cual se observa el comportamiento de los individuos a través del tiempo.

⁶ Cameron & Trivedi, *Microeconometrics: Methods and applications*. Cambridge University Press. 2005.

⁷ Para el modelo de efectos aleatorios, la variable aleatoria cambia para cada individuo, mientras que para el modelo de efectos fijos es un número fijo. Para la selección del tipo de modelo se realiza el test de Hausman, el cual evalúa la correlación entre el efecto individual y las variables explicativas (Hsiao, 2003).

⁸ El tamaño se definió de acuerdo con el número de usuarios atendidos por cada operador de red.

balanceado con Mínimos Cuadrados Generalizados (FGLS)¹⁰, obteniendo que, con estas estimaciones, los datos estimados se ajustaban mejor a las observaciones.

Considerando que el principal objetivo del análisis es encontrar una relación significativa entre las inversiones y gastos destinados a los planes de reducción de pérdidas y las pérdidas totales de energía eléctrica a partir de la información histórica disponible se realizaron varios modelos donde se combinaron variables y se agruparon operadores de red en grupos conforme a las características del mercado, con el fin de capturar en una mejor forma la relación antes mencionada. A continuación se encuentra la descripción de los ejercicios realizados:

En primer lugar se consideró la información de 18 operadores de red¹¹ durante el periodo 1998-2009 y se evaluaron modelos combinando las diferentes variables anotadas. Los resultados de las variables que resultaron significativas y que presentaron los signos esperados se encuentran en la Tabla 1:

VARIABLE DEPENDIENTE: Nivel de Pérdidas en kWh											
	FGLS(1)	FGLS(2)	FGLS(3)	FGLS(4)	FGLS(5)	FGLS(6)	FGLS(7)	FGLS(8)	FGLS(9)	FGLS(10)	FGLS(11)
log (Inversión y gasto acumulado sobre energía de entrada)	-0.1585*** (0.025)	-0.1211*** (0.020)	-0.0700*** (0.020)	-0.0911*** (0.022)	-0.1401*** (0.022)						
log (Inversión y gasto sobre energía de entrada)										-0.0353 (0.026)	
log (energía de salida*kilómetros de red sobre energía de entrada)	0.7861*** (0.065)					0.7545*** (0.067)		0.7545*** (0.067)		0.7022*** (0.068)	0.6446*** (0.073)
log (energía de entrada*kilómetros de red sobre energía de salida)		0.9282*** (0.061)					0.9241*** (0.063)		0.9765*** (0.068)		
log (energía de entrada sobre kilómetros de red)			0.7865*** (0.120)								
log (energía de salida sobre kilómetros de red)				0.4822*** (0.122)							
log (kilómetros de red)					0.8505*** (0.066)						
log (Inversión y gasto acumulado sobre energía de salida)						-0.1464*** (0.025)	-0.1154*** (0.020)	-0.1464*** (0.025)			
log (Inversión y gasto acumulado sobre energía de salida)											-0.0208 (0.024)
log (Inversión y gasto acumulado)									-0.0718*** (0.020)		
Constant	12.9280*** (0.539)	11.2263*** (0.543)	9.6779*** (1.482)	13.8204*** (1.464)	12.1581*** (0.565)	13.1906*** (0.580)	11.2709*** (0.554)	13.1906*** (0.560)	12.1252*** (0.627)	13.2684*** (0.579)	13.7407*** (0.615)
Observations	128	126	126	126	128	128	126	128	126	126	126
Number of empresa	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Standard errors in parentheses	*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1										

Nota: *** denota significancia al 1%, ** significancia al 5%, * significancia al 10%

Tabla 1 Resumen resultados modelos de estimación de pérdidas

⁹ Test de Wald para heterocedasticidad en los residuales y test de Wooldridge para autocorrelación serial en modelos de datos panel.

¹⁰ La estimación de modelos lineales generales por mínimos cuadrados generalizados factibles (FGLS), con o sin efectos fijos, se basa en un proceso de estimación de dos etapas: primero el modelo es estimado por mínimos cuadrados ordinarios con efectos fijos o efectos aleatorios, luego sus residuales se utilizan para estimar una matriz de error de covarianzas para que sea utilizada en un análisis de GLS, esto permite que la estructura de la covarianza del error dentro de cada grupo de observaciones no tenga restricciones y sea por lo tanto robusta contra cualquier tipo de heterocedasticidad intragrupo y correlación serial.

¹¹ Caqueta, Cedenar, Cens, Chec, Codensa, Dispac, Ebsa, Caribe, Emevasi, Tolima, Epm, Epsa, Essa, Huila, Meta, Cartago, Edeq, Putumayo. Se incluyó la información de las empresas con un mínimo de cinco años de información disponible.

En la Tabla 1 se observan las elasticidades estimadas de las pérdidas totales de energía eléctrica respecto a la inversión y el gasto y otras variables que caracterizan los sistemas de distribución.

De acuerdo con los resultados del primer modelo (FGLS (1)), un aumento del 1% en la inversión más el gasto acumulado permite disminuir las pérdidas en un 0.1585%. De los modelos analizados, este modelo fue el que presentó un mayor efecto de la inversión y el gasto sobre las pérdidas totales de energía eléctrica.

En el segundo ejercicio se establecieron unos *clústeres* de empresas¹² a partir de las condiciones de cada mercado¹³. Los modelos que mejor se ajustaron para cada grupo son los siguientes:

VARIABLE DEPENDIENTE: Nivel de Pérdidas en kWh		
	FGLS(1)	FGLS(2)
log (Inversión y gasto acumulado sobre energía de salida)	-0.1655** (0.077)	
log (kilómetros de red sobre energía de salida)	1.6867*** (0.500)	1.5844*** (0.508)
log (inversión y gasto acumulado)		-0.1417* (0.075)
Constant	39.0199*** (6.500)	40.2753*** (7.863)
Observations	49	49
Number of empresa	7	7
Standard errors in parentheses	*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1	
Nota: *** denota significancia al 1%, ** significancia al 5%, * significancia al 10%		

Tabla 2 Resultados estimación de pérdidas totales grupo 1

¹² Se definieron tres grupos: En el primer grupo se encuentran Cetsa, Pereira, Bajo Putumayo, Emevasi, Energuaviare, Dispac, Cartago, en el segundo grupo Codensa, Caribe y Epm, y en el tercer grupo se encuentran Chec, Cedenar, Cedelca, Cens, Enertolima, Essa, Caquetá, Huila, Meta, Ebsa, Casanare, Cundinamarca, Edeq, Epsa.

¹³ Las variables escogidas para la definición de los clusters son: usuarios por kilómetros de red, usuarios por municipios, usuarios por grupo de calidad, demanda de energía por kilómetros de red, demanda por grupo de calidad, usuarios por transformadores y usuarios residenciales sobre usuarios totales.

VARIABLE DEPENDIENTE: Nivel de Pérdidas en kWh				
	FGLS(1)	FGLS(2)	FGLS(3)	FGLS(4)
log (inversión y gasto acumulado sobre energía de salida)	-0.4199*** (0.041)		-0.4548*** (0.072)	
log (kilómetros de red sobre energía de salida)	1.1012*** (0.071)	1.0613*** (0.098)		
log (inversión y gasto acumulado)		-0.3677*** (0.050)		
log (energía de salida*kilómetros de red sobre energía de entrada)			0.9415*** (0.169)	0.9481*** (0.140)
log (inversión y gasto acumulado sobre energía de entrada)				-0.4503*** (0.062)
Constant	36.9572*** (1.006)	44.6119*** (2.180)	13.7143*** (1.470)	13.5587*** (1.227)
Observations	21	21	21	21
Number of empresa	3	3	3	3
Standard errors in parentheses	*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1			

Nota: *** denota significancia al 1%, ** significancia al 5%, * significancia al 10%

Tabla 3 Resultados estimación de pérdidas totales grupo 2

VARIABLE DEPENDIENTE: Nivel de Pérdidas en kWh		
	FGLS(1)	FGLS(2)
log (inversión y gasto sobre energía de salida en el periodo anterior)	-0.1447*** (0.031)	
log (energía de salida*kilómetros de red sobre energía de entrada)	0.8409*** (0.092)	0.8747*** (0.120)
log (Inversión y gasto en el periodo anterior)		-0.1202*** (0.030)
Constant	12.0066*** (0.808)	14.1292*** (1.075)
Observations	98	98
Number of empresa	14	14
Standard errors in parentheses	*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1	

Nota: *** denota significancia al 1%, ** significancia al 5%, * significancia al 10%

Tabla 4 Resultados estimación de pérdidas totales grupo 3

En las tablas anteriores se puede apreciar que entre los grupos 1 y 3 no hay diferencias significativas entre los coeficientes estimados y que el efecto en las pérdidas totales ante un aumento en los niveles de inversión y gasto es aproximadamente del 0.14%.

Para el segundo grupo el cual incluye a CODENSA, EPM y ELECTRICARIBE, la elasticidad estimada de las pérdidas totales de energía eléctrica fue significativamente mayor a los demás ejercicios, esta elasticidad fue de -0.42, lo cual implica que un aumento de 1% en inversión y gasto disminuye las pérdidas totales en 0.42%.

Adicional a los análisis de clúster, también se estimaron modelos donde el conjunto de información estaba conformado por operadores de red que fueron catalogados como "casos exitosos"¹⁴, este ejercicio se realizó para estimar con una mayor precisión los cambios en las pérdidas totales ante incrementos en la inversión y el gasto destinados a los programas de reducción de pérdidas.

¹⁴ Los casos exitosos son aquellos que en promedio, por cada peso dedicado al programa de disminución de pérdidas (inversiones más gastos), han logrado reducir las pérdidas. Se consideró la información de las siguientes empresas Cartago, Emevasi, Ebsa, Epm, Chec, Enertolima, Cens, Codensa, Edeq, Caribe, Epsa, Caqueta, Dispac.

	FGLS(1)	FGLS(2)	FGLS(3)	FGLS(4)	FGLS(5)	FGLS(6)	FGLS(7)	FGLS(8)	FGLS(9)	FGLS(10)	FGLS(11)	FGLS(12)
log (Inversión y gasto sobre energía de entrada)	-0.0479* (0.027)					-0.0415* (0.024)						
log (energía de salida*kilómetros de red sobre energía de entrada)	0.3757*** (0.127)	0.5901*** (0.122)						0.5829*** (0.124)				
log (Inversión y gasto acumulado sobre energía de entrada)		-0.1858*** (0.028)	-0.1286*** (0.019)	-0.1288*** (0.024)	-0.1713*** (0.029)		-0.1554*** (0.023)					
log (energía de entrada*kilómetros de red sobre energía de salida)			1.0750*** (0.117)						1.0764*** (0.120)	1.1287*** (0.071)		
log (energía de entrada sobre kilómetros de red)				0.9584*** (0.109)								
log (energía de salida sobre kilómetros de red)					0.8142*** (0.097)							
log (kilómetros de red)						0.5887*** (0.149)	0.7735*** (0.133)				0.7465*** (0.138)	1.0853*** (0.081)
log (Inversión y gasto acumulado sobre energía de salida)								-0.1587*** (0.027)	-0.1255*** (0.020)		-0.1498*** (0.023)	
log (Inversión y gasto acumulado)										-0.0534** (0.026)		-0.0803*** (0.030)
Constant	15.8929*** (1.088)	14.8057*** (1.021)	9.9498*** (1.030)	7.8208*** (1.389)	9.7199*** (1.214)	14.2320*** (1.302)	12.8714*** (1.142)	14.8442*** (1.033)	9.9461*** (1.058)	10.3686*** (0.707)	13.0971*** (1.171)	11.7782*** (0.759)
Observations	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Number of empresa	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13	13
Standard errors in parentheses	*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1											

Nota: *** denota significancia al 1%, ** significancia al 5%, * significancia al 10%

Tabla 5 Resultados modelos de estimación de pérdidas "casos exitosos"

En la Tabla 5 se observa que los coeficientes para la variable inversiones y gastos son parecidos en promedio a los resultados de las estimaciones anteriores. La variable de inversión y gasto acumulado es la que presenta un mayor impacto sobre las pérdidas totales, ya que un aumento del 10% en la inversión y gasto acumulado ocasiona una disminución del 1.7% en el nivel de pérdidas totales de energía eléctrica. Es necesario señalar que otros estudios en Colombia han realizado estimaciones de la función de pérdidas totales a partir de modelos econométricos, uno de los cuales fue realizado por el consultor IEB, Ingeniería Especializada S.A., en el marco del estudio "Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de energía". En este trabajo se realizó un modelo econométrico para el cálculo de las pérdidas totales de las empresas distribuidoras/comercializadoras.

El consultor estimó las pérdidas totales con un modelo agrupado¹⁵, por medio de la siguiente ecuación:

$$\log y_t = \alpha + \beta_1 \log(I_t / U) + \beta_2 \log(y_{t-1}) + \log(e_t)$$

Donde:

β_0 = Constante

I_t = Inversión total en el año t, para cualquier empresa

U = Número total de usuarios por empresa.

y_t = Porcentaje de pérdidas año t, para la empresa.

y_{t-1} = Porcentaje de pérdidas año t-1, para la empresa.

e_t = Error aleatorio.

¹⁵ No existe diferencia por empresa y tiempo.

A continuación se presenta el resultado de la estimación propuesta:

Parámetro	Coefficiente Estimado	Error Std	Valor t	P,(> t)
α	0.309663	0.082757	3.742	0.000327
β_1	-0.044690	0.008529	-5.240	1.11e-06
β_2	0.962922	0.019719	48.833	< 2e-16

Fuente: Informe final consultoría IEB –Tomo 7.

El consultor obtuvo como resultado que un aumento de 10% en la inversión por usuario de los programas de reducción de pérdidas reduciría el índice de pérdidas totales en 0.44%¹⁶.

De otra parte, ASOCODIS realizó el estudio "Evaluación conceptual de las pérdidas no técnicas de energía en el mercado colombiano"¹⁷, en el cual se presenta un análisis econométrico donde se modeló el comportamiento de las pérdidas totales a partir de variables explicativas que permitieran reflejar características de los mercados como lo son: la escala del mercado (usuarios, kWh), infraestructura del mercado (kilómetros de red), y programas de recuperación de pérdidas no técnicas desarrollados por las empresas (inversiones y gastos). La ecuación estimada fue:

$$\ln[\%P] = \alpha_0 + \beta_1 \times \ln \left[\frac{(I + G)_{\text{acumulados}}}{U} \right] + \beta_2 \times \ln \left[\frac{kmsR}{MWh} \right]$$

Donde:

$\%P$ = Porcentaje de pérdidas totales.

$(I + G)_{\text{acumulados}}$ = Inversiones + Gastos de los programas de pérdidas.

U = Número total de usuarios.

$kmsR$ = Kilómetros totales de red (Niveles 1,2 y 3).

MWh = Ventas totales de energía del OR.

Los resultados de la regresión son los siguientes:

$$\ln[\%P] = 0 - 0.132\beta_1 \times \ln \left[\frac{(I + G)_{\text{acumulados}}}{U} \right] + 0.11 \times \ln \left[\frac{kmsR}{MWh} \right]$$

De acuerdo con estos resultados, un aumento del 1% en la inversión y gasto acumulado por usuario disminuye el porcentaje de pérdidas en un 0.132% y un aumento del 1% en los kilómetros de red por ventas totales aumenta el porcentaje de pérdidas en un 0.11%.

¹⁶ El consultor hace referencia en el estudio que el modelo escogido cumplió con los supuestos de la estimación por mínimos cuadrados ordinarios: independencia y normalidad de los residuos, heterocedasticidad de la varianza del residuo, no existencia de colinealidad apreciable en las variables explicativas, buen ajuste con R cuadrado muy alto.

¹⁷ Radicado CREG E-2010-000930

El estudio concluye que los resultados de los estadísticos de la regresión se encuentran dentro de los rangos admisibles y los signos de las variables explicativas son los esperados.

En todos los resultados, la elasticidad estimada del nivel de pérdidas respecto a las inversiones es muy pequeña, lo cual significa que una inversión considerable por parte de las empresas no implicaría una reducción significativa en los niveles de pérdidas totales de energía eléctrica.

Lo anterior, no evidencia el comportamiento de los datos reales de las empresas, como se observó en el numeral 0, donde existe una relación importante entre los niveles de inversión y los resultados obtenidos en la reducción de los niveles de pérdidas totales.

Al comparar los resultados de los modelos estimados por la CREG y los desarrollados por IEB y ASOCODIS, se encuentra coherencia entre ellos, pero se concluye que aunque los coeficientes estimados son estadísticamente significativos y presentan los signos esperados, la magnitud de los coeficientes no refleja la correlación esperada entre pérdidas totales de energía eléctrica y la inversión y gasto total en los programas de reducción de pérdidas. Por lo tanto estos modelos no permiten reflejar el comportamiento del índice de pérdidas de energía en función de la inversión, que es el objetivo principal.

3.4.2 Redes neuronales

Paralelamente a los análisis econométricos se efectuaron análisis con modelos no lineales para explicar el fenómeno de las pérdidas de energía.

Las Redes Neuronales, RN, son herramientas computacionales inspiradas en el comportamiento humano y para los propósitos de este trabajo, la RN se utiliza como un estimador de una función, por lo general no lineal, que relaciona un conjunto de entradas y salidas.

La utilidad de esta herramienta computacional está basada en su habilidad para determinar la relación que existe entre un conjunto de entradas y salidas sin previo conocimiento de dicha relación. Es decir, no es necesario conocer la relación explícita entre las entradas y salidas, esta relación, por el contrario, es establecida por la RN.

De forma similar a los modelos econométricos, la RN se "entrena" con información histórica de las empresas¹⁸, y los resultados obedecen al comportamiento histórico de una serie de empresas.

Es importante señalar que la información de recursos invertidos en reducción de pérdidas utilizada para el entrenamiento de la red neuronal corresponde a inversiones y gastos destinados a la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, por lo cual, se considera que los costos estimados con este modelo corresponden a costos máximos de reducción de pérdidas no técnicas.

El detalle de los análisis realizados utilizando redes neuronales se encuentra en el documento "Determinación de la senda óptima de disminución de pérdidas técnicas y no técnicas" de julio de 2010¹⁹.

¹⁸ en este caso la misma información utilizada en los análisis econométricos

¹⁹ El documento fue publicado mediante Circular CREG 052 de agosto de 2010 y fue desarrollado en el marco del convenio específico UTP-CREG No. 3 de 2010.

4. PROPUESTA DE EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO DE LOS PLANES

La metodología de remuneración de los planes de reducción de pérdidas está compuesta por dos actividades principales: i) la evaluación y aprobación de los planes de reducción de pérdidas solicitados por los OR y ii) el seguimiento de la ejecución de los planes.

En el primer caso, se establece la metodología de definición de los costos eficientes asociados al plan solicitado por el OR, mientras que en el segundo caso la propuesta se concentra en la definición de un esquema permanente de seguimiento del nivel de pérdidas, para establecer si los resultados del plan se cumplen, teniendo en cuenta que el OR recibe los ingresos del plan de forma anticipada.

4.1 ESQUEMA DE DEFINICIÓN DE DE COSTOS EFICIENTES

Para la definición de los costos eficientes del plan de pérdidas se utiliza la comparación del costo total del plan presentado por el OR y el costo máximo del plan estimado por la Comisión mediante un modelo de costos eficientes.

4.1.1 Información del plan a presentar por los OR

Teniendo en cuenta que las empresas tienen diferentes grados de desarrollo en la implementación de planes de reducción de pérdidas y que en función del estado inicial se pueden realizar diferentes acciones para reducir pérdidas, se considera que los OR deben ser los encargados de definir las actividades y su intensidad a realizar en su plan de reducción de pérdidas.

Los OR deberán presentar a la Comisión un resumen con las actividades a desarrollar durante la ejecución del plan, detallando el tipo, la cantidad y el costo de las actividades planeadas.

Teniendo en cuenta que algunas de las acciones necesarias para la reducción de pérdidas corresponden a inversiones en activos que se remuneran a través de cargos por uso de distribución y que éstos activos deben ingresar al inventario de activos para el siguiente periodo tarifario, se requiere identificar los activos construidos con recursos del plan de reducción de pérdidas para hacer el ajuste correspondiente una vez entren en vigencia los cargos del nuevo periodo tarifario.

Por lo anterior, los OR deben desagregar las inversiones y gastos de acuerdo con las siguientes categorías: inversiones en activos que se remuneran a través de cargos por uso de la actividad de distribución, inversiones en activos que no son remunerados por uso de distribución y gastos asociados con la reducción de pérdidas.

4.1.2 Comparación de costos totales del plan

En este proceso se evalúa el costo total del plan del OR ajustado, con el costo máximo del plan estimado por la Comisión, en esta etapa se consideran los costos de la totalidad de actividades y la cantidad de acciones o actividades propuestas por el OR en su plan.

4.1.2.1 Costo Máximo del Plan - Modelo de costos eficientes

En el marco del Convenio interadministrativo UTP-CREG se desarrolló un modelo de estimación de costos eficientes de reducción de pérdidas.

Este modelo parte de la aplicación de modelos de toma de decisiones, conocidos como flujos de caja dinámica, para determinar las posibles alternativas de inversión, sus beneficios y sus costos, utiliza redes neuronales para estimar el nivel de pérdidas alcanzado al realizar un esfuerzo determinado y utiliza técnicas de programación dinámica para la optimización del problema.

4.1.2.2 Aplicación del modelo de costos eficientes

Para la aplicación del modelo de costos eficientes se desarrolló un software que integra la red neuronal, el cálculo de costos en cada estado²⁰, la aplicación del modelo de flujo de caja dinámico y la selección de la ruta de mínimo costo.

El resultado de la herramienta permite determinar la ruta de mínimo costo para alcanzar un nivel de pérdidas definido previamente, dadas unas condiciones iniciales.

Para la evaluación del costo total del plan se consideran las condiciones iniciales de cada mercado de comercialización y el nivel de pérdidas al finalizar el plan presentado por el OR en su solicitud.

El modelo busca las posibles alternativas de inversión año a año que conducen a un nivel de pérdidas finales cercano al solicitado por el OR²¹, una vez identificadas estas rutas se selecciona la que obtenga los máximos beneficios, el costo asociado a esta ruta se considera el costo eficiente de reducción de pérdidas.

El modelo detallado se presentó a través de la Circular CREG 024 de 2011, donde se publicaron los documentos correspondientes al informe final del estudio Programa Computacional y Modelo de Estimación del Costo Total del Plan, realizado por la UTP en el marco del convenio específico No. 1 del contrato Interadministrativo 2010-0137 UTP – CREG.

La presentación de este informe se realizó en Pereira el 12 de abril de 2011, de acuerdo con lo anunciado en la Circular CREG 023 de 2011.

Posteriormente, con el fin de que los Operadores de Red conocieran la herramienta computacional y el funcionamiento del modelo y para verificar la robustez de la plataforma tecnológica, entre el 24 y el 29 de abril de 2011 se otorgaron los permisos de acceso al programa computacional.

En desarrollo de las pruebas los OR ejecutaron más de 770 casos lo que permitió verificar el correcto funcionamiento del sistema.

Mediante comunicaciones con radicados CREG E-2011-004815, E 2011 004827, E-2011-005256, E-2011-005647 y E-2011-006505 se recibieron comentarios de ASOCODIS, DISPAC S.A. E.S.P., EBSA S.A. E.S.P., EEC S.A. E.S.P. y EPSA S.A. E.S.P. respectivamente, relacionados con el Programa Computacional y Modelo de Estimación del Costo Total del Plan, los cuales fueron analizados y considerados para la elaboración de la reglamentación definitiva.

Dado que se comprobó el correcto funcionamiento del modelo de la plataforma tecnológica, adicional a que se lograron atender todos los comentarios realizados por los agentes sin que

²⁰ Se entiende como estado un momento en el tiempo definido por una serie de variables como: nivel de pérdidas, ventas e inversiones en el periodo, nivel de pérdidas e inversiones en el periodo anterior

²¹ Se define un rango variable en función del costo del plan solicitado por el OR.

ello se tradujera en algún cambio, el modelo presentado no sufrió modificación alguna respecto del presentado el 12 de abril de 2011.

4.2 ESQUEMA DE SEGUIMIENTO DEL PLAN

Una vez el plan de reducción de pérdidas se encuentre en ejecución, se debe adelantar un esquema de seguimiento de los índices de pérdidas

4.2.1 Seguimiento de los indicadores

Semestralmente el LAC calculará los índices de pérdidas totales de cada mercado de comercialización, con base en un procedimiento estándar definido. Se prevé un periodo para revisión y ajuste de los valores calculados, en el cual los OR pueden revisar la consistencia de la información.

Para cada mercado de comercialización se define una banda de pérdidas, en función de la relación entre el costo del programa solicitado por el OR, CPOR, y el costo eficiente estimado por la Comisión, CPCE, de la siguiente manera:

Factor de costo	Factor de tolerancia
$0,9 \cdot CPCE < CPOR$	0,2
$0,8 \cdot CPCE < CPOR \leq 0,9 \cdot CPCE$	0,4
$0,6 \cdot CPCE < CPOR \leq 0,8 \cdot CPCE$	0,6
$CPOR < 0,6 \cdot CPCE$	0,8

Así, en los casos en los que el costo del programa propuesto por el OR se acerque al costo eficiente resultante del modelo, el margen de error para la evaluación de cumplimiento del Plan será inferior.

4.2.2 Suspensión del plan

El índice de pérdidas totales calculado por el LAC debe estar dentro de la banda definida para cada periodo de evaluación, si este valor se encuentra por encima del índice meta más la banda, se considera que el OR incumplió con las metas de reducción de pérdidas aprobadas durante el periodo de ejecución.

Cuando se incumplan consecutivamente dos metas, se suspenderá la remuneración del plan al OR durante el siguiente periodo de evaluación, sin embargo se mantiene el cobro de la variable CPROG, cuyos recursos se mantendrán en una Fiducia constituida por el OR.

Si para el siguiente periodo de evaluación al de suspensión el índice de pérdidas totales se encuentra dentro de la banda de pérdidas, se levanta la suspensión del plan, el OR puede recibir los recursos de CPROG por parte de los usuarios y además podrá usar los recursos consignados en el encargo fiduciario.

4.2.3 Cancelación del plan

Cuando la remuneración del Plan al OR se encuentre suspendida y éste incumpla con la meta para el siguiente periodo, se cancelará la ejecución del plan.

En este caso el OR deberá devolver los ingresos recibidos durante el siguiente semestre, la devolución de ingresos se hará mediante la aplicación de un CPROG negativo.

En caso de cancelación del plan, se descontará al OR el valor equivalente a los ingresos recibidos para llegar al nivel de pérdidas de los periodos de incumplimiento afectado por la máxima tasa de interés permitida.

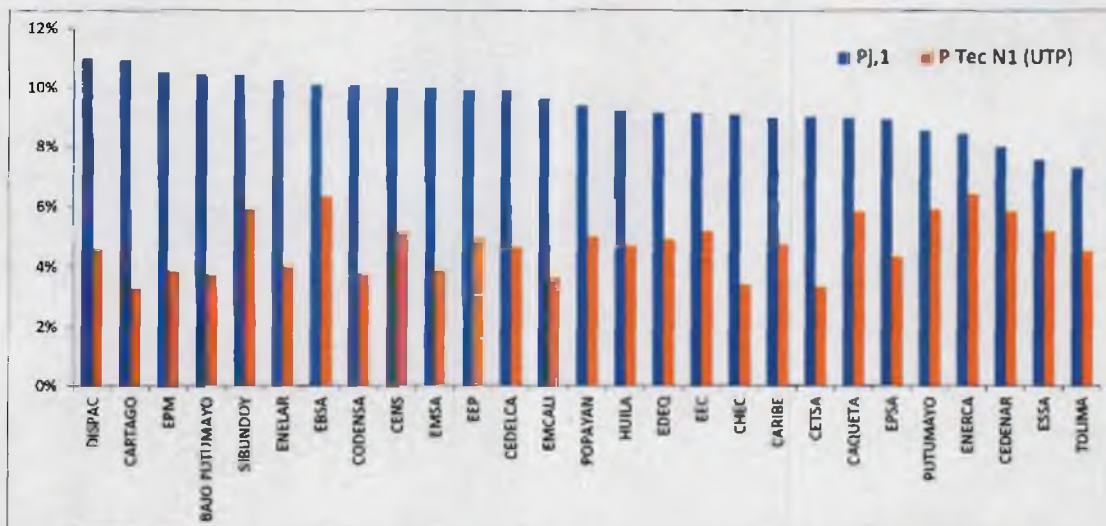
4.3 PERDIDAS EFICIENTES DE NIVEL DE TENSIÓN 1

Para determinar el índice de pérdidas eficiente de cada empresa, aplicable a partir de la finalización de su Plan, a través de la Resolución CREG 184 de 2010 se propuso que se comparara el índice vigente del OR con el mayor de los índices reales de los OR que presentaran índices inferiores a los reconocidos.

De esta manera, el índice propio, actualmente reconocido en las tarifas, se compara con un referente general de un OR que ya alcanzó la meta regulatoria vigente.

No obstante lo anterior, se efectuaron análisis adicionales con la información disponible para revisar la aplicación de dicha norma.

En la primera revisión se compararon los índices de pérdidas de nivel de tensión 1 ($P_{i,1}$) vigentes para los OR en el país con los índices de pérdidas técnicas obtenidos a través de la metodología propuesta por la Universidad Tecnológica de Pereira, UTP, publicada con la Circular CREG 052 de 2010, como se muestra a continuación:

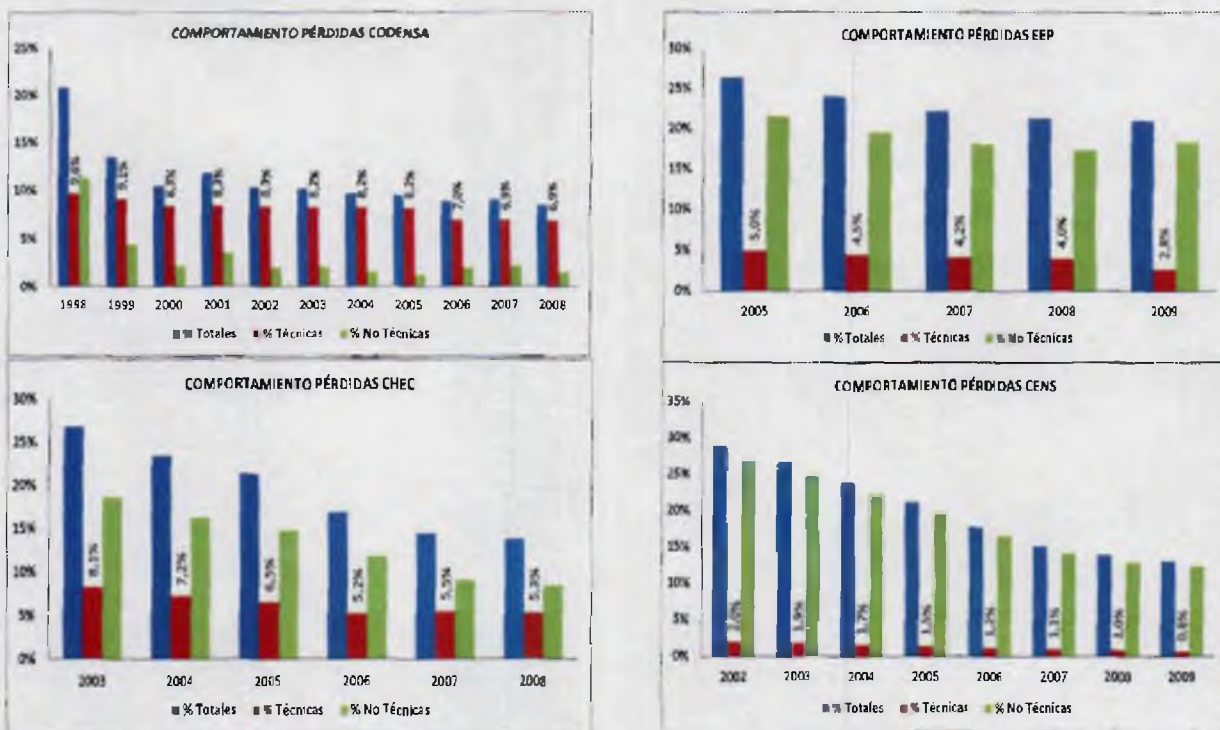


De la gráfica se deduce que las pérdidas del nivel de tensión 1 vigentes reconocen en su totalidad las pérdidas técnicas, más una fracción adicional que puede ser considerada como de pérdidas no técnicas.

Por otra parte, de la información entregada por los OR en respuesta a lo solicitado a través de la Circular CREG 019 de 2010, se observa que cuatro empresas (CODENSA, CHEC,

R

EEP y CENS) entregaron información desagregada, donde se puede observar la evolución de las pérdidas técnicas y la evolución de las pérdidas no técnicas a lo largo del desarrollo de sus planes de reducción de pérdidas, así:



De acuerdo con los anteriores datos, se observa que aunque los planes de reducción de pérdidas se enfocan principalmente en reducir pérdidas técnicas, los mismos conllevan la reducción del componente técnico.

Así, el promedio de reducción de pérdidas técnicas, en el período en el que las empresas citadas ejecutaron sus programas, es de 2,1 puntos porcentuales.

Dado que las empresas mostradas ejecutaron sus planes de reducción en periodos distintos, se calculó el promedio de reducción de pérdidas técnicas tomando como base una ventana de cinco años para todas, obteniendo un valor de 1,7 puntos porcentuales.

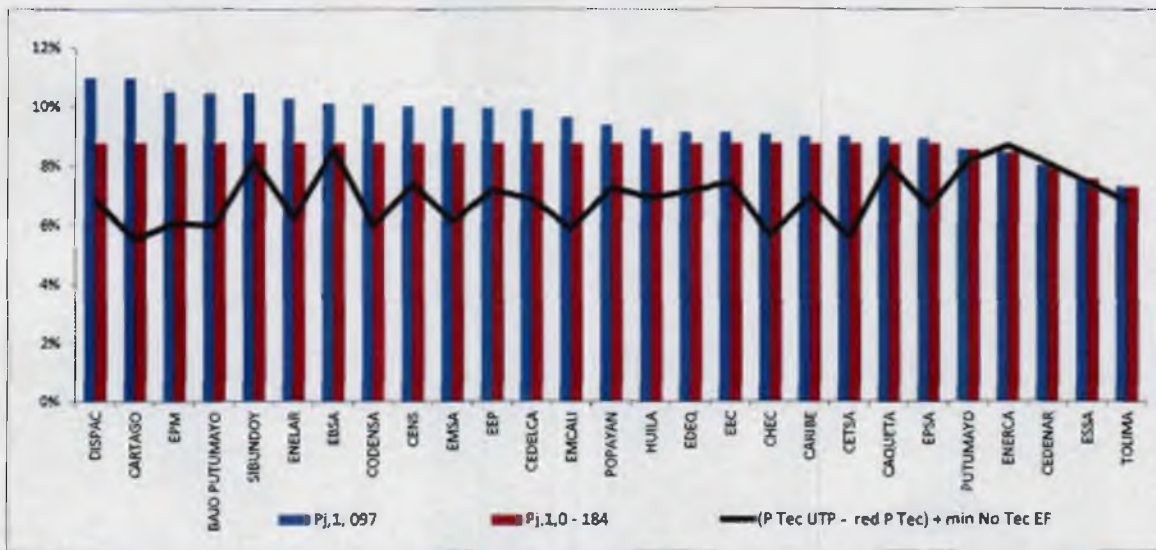
Con base en el análisis realizado y los valores disponibles por la Comisión, se considera que el componente de pérdidas técnicas que puede ser alcanzado por cada uno de los OR al finalizar el Plan es igual a su índice técnico particular al inicio del plan, que corresponde al calculado por la UTP, menos la reducción promedio presentada de 1,7 puntos porcentuales.

Una vez obtenido el índice de referencia de pérdidas técnicas esperado para cada OR al finalizar el Plan, fue necesario calcular el índice de referencia de pérdidas no técnicas esperado al finalizar el Plan, con el fin de integrarlos y obtener el índice de pérdidas particular esperado al finalizar el Plan.

Para calcular el índice de pérdidas de referencia de pérdidas no técnicas esperado al finalizar el Plan, se calcularon los índices de pérdidas de nivel de tensión 1 de todos los OR al 2009 y se seleccionaron los índices de referencia, entendidos como los presentados por los OR que en ese momento alcanzaron y superaron los niveles reconocidos.

Estos índices, los de los OR que en ese momento superaron los índices reconocidos están compuestos cada uno por un índice de pérdidas técnicas y un índice de pérdidas no técnicas. Al restar el índice de pérdidas técnicas calculado por la UTP del índice total de cada uno, se obtienen las fracciones de pérdidas no técnicas alcanzadas por cada uno de ellos. Así, el menor valor de estas fracciones de pérdidas no técnicas alcanzadas es la fracción considerada como eficiente al finalizar un Plan. El cálculo alcanzó el valor de 3,9 puntos porcentuales.

De esta manera, se construye el índice de referencia esperado al finalizar el Plan para cada uno de los OR, entendido como la suma de su índice de pérdidas técnicas calculado por la UTP menos 1,7 puntos porcentuales más el índice de pérdidas no técnicas de referencia (igual a 3.9 puntos porcentuales), obteniendo:



De esta manera, se modifica la fórmula propuesta en la Resolución CREG 184 de 2010 para establecer las pérdidas de nivel de tensión 1 al finalizar el Plan, adicionándole a la comparación un factor propio esperado al finalizar el Plan con base en las características propias de cada sistema, para garantizar que los índices de nivel de tensión 1 sean factibles y que correspondan a una comparación entre los índices vigentes, el índice de referencia del sector y el índice de referencia particular.



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

ANEXO 1

**RESPUESTA A LOS COMENTARIOS DE LA RESOLUCIÓN
CREG 184 DE 2010**

COMENTARIOS ASOCODIS

- 1. Considerar la remuneración de los costos de sostenimiento/mantenimiento de niveles de pérdidas en el corto y largo plazo para la totalidad de las empresas que no han sido remunerados y su reconocimiento no sólo en el cargo CPROG sino en el cargo de distribución una vez finalizado la ejecución de los planes de pérdidas.**

Las señales regulatorias definidas en las metodologías de distribución y comercialización consideran los costos eficientes de prestación del servicio, incluidos todos los costos asociados con las pérdidas eficientes de energía eléctrica, con lo que se sobreentiende que los costos asociados con el mantenimiento de pérdidas eficientes ya está incluido y está efectivamente remunerado, adicionalmente si se tiene en cuenta que la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica considera la totalidad de los activos independientemente de que hayan sido construidos para reducir pérdidas o no, en conjunto con el reconocimiento de los costos de AOM que, en la medida que se mantenga o se mejore la calidad del servicio, se acercan a los valores realmente gastados por las empresas sin distinguir la proporción que es usada para mantener las pérdidas de energía.

La propuesta de resolución implementa las políticas dispuestas en el Decreto 387 de 2007, dando incentivos para que las empresas implementen los planes de reducción de pérdidas de corto, mediano y largo plazo que consideren pertinentes así:

- Se determinan los nuevos índices de eficiencia a reconocer en el costo unitario de prestación del servicio.
 - Se permite que las empresas tomen este nivel como referencia al momento de proponer los planes de reducción de pérdidas a la CREG.
 - Se asegura el pago del plan eficiente hasta por cinco años, independientemente de que el plan del OR considere un mayor tiempo de ejecución.
- 2. Clarificar que la comparación a realizar entre las pérdidas reconocidas y las reales para efectos de presentación de los planes se realizará sobre las pérdidas de nivel 1, dado que de no ser así ello implicaría que empresas con importantes pérdidas en GWh en niveles inferiores pero con presencia de usuarios industriales de consumos significativos en el mercado que distorsionan el índice, no les sea reconocido cargo.**

El literal d) del artículo 4 de la Resolución CREG 184 de 2010 establece que la remuneración de los planes será aplicable en los mercados que presenten índices de pérdidas superiores a las pérdidas reconocidas a la fecha de entrada en vigencia de la resolución.

En el Anexo 5 de la Resolución se señala que para las empresas que tienen índices de pérdidas de nivel de tensión 1 por encima de las reconocidas en ese nivel de tensión, las pérdidas reconocidas serán el menor valor entre el de la senda y el inicial, con lo que se sobreentiende que son estas empresas las que pueden presentar plan de reducción de pérdidas con su respectiva senda.

No obstante lo anterior, la redacción se revisó y se ajustó en la resolución definitiva.

- 3. Mayor flexibilidad en la ejecución y control de los planes y pérdidas reconocidas.**

La metodología propuesta se basa en un esquema de incentivos en el cual las empresas, en función del esfuerzo realizado, obtienen unos ingresos para remunerar los costos eficientes del plan.

El nivel de esfuerzo está definido por las empresas, y este debe obedecer a un análisis detallado que considere las características del mercado atendido y la mayor cantidad de variables posibles.

Teniendo en cuenta que los recursos que deben entregarse a los OR provienen de los usuarios, la metodología busca que los costos asociados con las actividades de reducción de pérdidas sean eficientes.

Considerando lo anterior, respecto a la flexibilidad en la ejecución y control de los planes, la metodología propuesta contiene los siguientes elementos:

- Permite que la empresa defina las metas de reducción de pérdidas en cada periodo de evaluación, lo cual les permite la mayor flexibilidad posible al definir sus propias metas.
- Permite que la empresa defina el nivel de riesgo al cual se quiere enfrentar al definir las metas de reducción de pérdidas y el ingreso esperado en función del conocimiento de las condiciones de su mercado y en la calidad del estudio desarrollado.
- La metodología es flexible al permitir que el OR incumpla la meta aprobada durante un periodo de evaluación sin que tenga consecuencia alguna.
- La metodología es flexible al permitir que ante un incumplimiento reiterado del OR (dos periodos consecutivos) no se cancele el plan sino que se suspenda. Esto le da la oportunidad al OR de tomar las acciones necesarias para corregir la ejecución del plan y alcanzar las metas establecidas. Las etapas de suspensión y cancelación de los planes buscan asegurar que los recursos entregados previamente por los usuarios sean efectivamente utilizados.
- La metodología permite que el OR pueda ajustar las metas de reducción de pérdidas.
- La metodología de seguimiento del plan está orientada a resultados y no a actividades, por lo cual se otorga a la empresa total flexibilidad para el diseño y ejecución de cada una de las actividades que considere necesarias o convenientes para alcanzar sus metas.

4. Utilizar los costos que arroja el modelo como referencia pero no para acotar los costos de los programas presentados por los OR's.

Como se aprecia en los documentos y presentaciones realizadas sobre el funcionamiento del modelo, éste se compone por dos procesos: el primero consiste en la estimación de pérdidas en función de inversiones realizadas utilizando como estimador una red neuronal y el segundo consiste en la definición de la ruta de menor costo con base en las estimaciones realizadas en el primer proceso.

Respecto de la primera etapa, tal como se observa en el informe presentado mediante Circular 023 de 2011, el modelo estima con una alta precisión los resultados obtenidos por las empresas que han implementado planes de reducción de pérdidas.

Con relación al segundo proceso, el modelo estima el valor de la ruta factible de mínimo costo. De esta forma se cumple con lo definido en el Decreto 387 de 2007, donde se establece que a los usuarios se les debe trasladar únicamente el costo eficiente de planes de reducción de pérdidas no técnicas.

Adicionalmente, considerando que el modelo fue construido con información del costo total de reducción de pérdidas (técnicas y no técnicas) entregada por los OR, el costo estimado del modelo corresponde al valor máximo a remunerar, porque el costo de reducción de pérdidas no técnicas debe ser inferior al costo del modelo, al ser éste un costo total.

- 5. Considerar la solicitud de que la evaluación y seguimiento de los planes se realice en GWh de energía recuperada y no en términos porcentuales por las razones motivadas en el documento, para lo cual sería necesario que la CREG especifique de manera clara la metodología de cuantificación de esta energía.**

No se considera conveniente definir metas en términos de energía recuperada dada la dificultad de discriminar el efecto del crecimiento vegetativo así como de las variaciones de demanda por entrada o salida de usuarios.

- 6. Modificar la tolerancia en el cumplimiento de las metas en forma porcentual, como una única banda y para todos los OR's sin sujetarla al diferencial de costos por debajo de los que arroje el modelo a utilizar por parte de la CREG.**

Se considera que el valor CPCE entregado por el modelo corresponde al valor máximo a remunerar (al incluir reducción de pérdidas técnicas y no técnicas), por lo cual, la banda variable hace parte del mecanismo que busca que las empresas soliciten el costo eficiente de reducción de pérdidas no técnicas dadas las asimetrías de información existentes.

- 7. Tener en cuenta las características y condiciones reales de las empresas, los índices actuales de pérdidas de las empresas, las condiciones socio-económicas de sus mercados, la disposición a pagar de los usuarios y los costos y beneficios de los planes a efectos de establecer los niveles eficientes de pérdidas a reconocer al finalizar los planes.**

Las características particulares de pérdidas de nivel de tensión 1, así como los índices de pérdidas totales por cada empresa fueron considerados, tanto en los análisis realizados como en la resolución, en la cual son tomados como valores de referencia para establecer la meta final de pérdidas.

A partir del modelo de estimación de costos de reducción de pérdidas, se analizó la viabilidad de alcanzar, al finalizar el plan, el nivel de pérdidas propuesto en la resolución para aquellas empresas con menores valores de la variable $p_{j,1}$ aprobado. Los resultados señalan que es factible alcanzar estos niveles de pérdidas y que la relación entre los beneficios y los costos del plan siguen siendo positivos, lo cual es consistente con la propuesta planteada respecto a las pérdidas reconocidas de nivel de tensión 1.

- 8. Considerar que los niveles actuales de pérdidas reconocidos no alcanzan a cubrir el nivel de pérdidas técnicas y un nivel razonable de pérdidas eficientes por mercado para la gran mayoría de los OR's.**

La regulación vigente reconoce la totalidad de las pérdidas técnicas y un porcentaje de pérdidas no técnicas consecuentemente con la señal regulatoria definida desde la Resolución 099 de 1997 en la cual se fijaron las pérdidas eficientes a reconocer, niveles que han sido superados por varias empresas demostrando que estos niveles son efectivamente alcanzables.

De acuerdo con los estudios realizados por la Comisión, se encuentra que los índices definidos, desde ese entonces como eficientes, reconocen la totalidad de las pérdidas técnicas estimadas en todos los sistemas de distribución del país.

- 9. Permitir que las empresas puedan realizar modificaciones a los planes presentados (metas) al menos dos veces dentro de unos márgenes razonables de variación y hasta dos años antes de finalización de los mismos.**

La propuesta definitiva permite el ajuste de las metas hasta dos veces.

- 10. Publicar los índices de pérdidas técnicas a reconocer a los OR's en el nivel de tensión 1, teniendo en cuenta el Estudio de la UTP con los ajustes sugeridos por ASOCODIS en su oportunidad (comunicación ACD No.10-180) y los mencionados acerca de utilizar la totalidad de circuitos típicos presentados por las empresas y no la muestra reducida entregada por la CREG a la UTP a partir de la cual se obtuvieron los resultados presentados en su momento.**

Los valores estimados por la UTP fueron publicados en la Circular 052 de 2010, al respecto no se han realizado estudios adicionales considerando los comentarios recibidos.

- 11. La metodología de esta resolución emplea los índices de pérdidas técnicas de nivel de tensión 1 resultantes de dicho estudio como una de las referencias utilizadas para determinar el valor final del índice de nivel de tensión 1 a aplicar a cada OR en particular. Para todos los OR's deben hacerse explícitos los valores a reconocer de las pérdidas no técnicas con los cuales se dará inicio a los planes de pérdidas, teniendo en cuenta las condiciones particulares de cada mercado, sin utilizar empresas disímiles para establecer referencias no alcanzables.**

Corresponde a cada OR definir su nivel de pérdidas objetivo y, si lo considera, desagregar las pérdidas de su sistema entre técnicas y no técnicas para orientar de manera adecuada las acciones a adelantar en desarrollo de su actividad como OR.

Como se aprecia, en la resolución se tuvieron en cuenta los índices de pérdidas técnicas en el nivel de tensión 1 calculados para los Operadores de Red como una de las referencias para establecer la meta de pérdidas en este nivel de tensión, con lo que se asegura tener en cuenta la condición particular de cada mercado.

- 12. Regular los aspectos relacionados con la recuperación de energía para que no se limite la misma a cinco meses en los casos en los que se presente fraude por parte del usuario.**

Esto no se hace parte de la metodología para la remuneración de los planes de reducción de pérdidas.

- 13. Documentar los aspectos relacionados con la oportunidad de las empresas a controvertir o argumentar condiciones catalogadas como incumplimiento antes de que se presente suspensión o cancelación de los planes aprobados al OR.**

En el anexo 6 se encuentra definido el procedimiento y los plazos para que las empresas presenten objeciones al cálculo de los índices de pérdidas.

Respecto de la oportunidad para comentar los demás incumplimientos, se revisarán las condiciones definidas en el Anexo 7 y se ajustarán si es del caso.

- 14. Es importante que la CREG de las señales para la reglamentación integral de los lineamientos establecidos en el Decreto 387 de 2007 en cuanto al tratamiento de las pérdidas, pues los OR's han estado a la espera de esta regulación a partir de esa fecha, en particular para lograr la reducción de los niveles de pérdidas que afrontan actualmente los sistemas y para la eliminación de asimetrías en la asignación de pérdidas que han causado gran afectación al funcionamiento del mercado.**

La metodología propuesta se desarrolló a partir de análisis integrales del problema de pérdidas incorporando no solamente los aspectos asociados con las empresas de distribución sino también los relacionados con comercializadores en el mismo mercado, usuarios del sistema de distribución, usuarios del STN, asimetrías de información existentes, remuneración de la actividad de distribución, resultados de los planes de los OR ejecutados a la fecha, responsabilidad de los agentes frente al mercado de energía mayorista, entre otros, con lo cual se considera que la propuesta presentada es integral.

- 15. Consideramos que es un gran avance de la regulación permitir que las empresas a partir del conocimiento de su mercado, fijen sus propias metas de reducción de pérdidas y los niveles requeridos de inversión, siempre y cuando estos no sean acotados y los niveles eficientes de pérdidas que se reconozcan al final del Plan sean realmente alcanzables.**

Es importante recordar que el Decreto 387 de 2007 establece que a los OR se les debe remunerar el costo eficiente del plan de reducción de pérdidas no técnicas. Se considera que el costo obtenido con la metodología propuesta corresponde al costo eficiente.

Respecto a los niveles eficientes de pérdidas al finalizar el plan se reitera lo señalado en la respuesta 7.

- 16. No se incluyen en los Planes los costos de mantener los niveles reducidos de pérdidas de energía, lo que implica que las pérdidas que logren reducirse puedan incrementarse en el largo plazo. Por ello, se requiere que los cargos a reconocerse incluyan de manera explícita la remuneración para sostener el nivel de pérdidas en el largo plazo. Los costos asociados a este sostenimiento incluyen conceptos tanto de gasto como de inversión que deben ser definidos y considerados en el CPROG o en el cargo de distribución de manera clara y no solo durante el tiempo de ejecución de los planes.**

Desde la Resolución CREG 099 de 1997 se reconoce un componente de pérdidas reconocidas en los cargos de distribución, que es trasladado a los usuarios. La Ley establece que no se pueden trasladar costos ineficientes a los usuarios y en este sentido se considera que las actividades de reducción de pérdidas hacen parte de las actividades remuneradas en el costo del servicio.

- 17. Se requiere que la CREG aclare que las empresas que pueden presentar planes para aprobación son aquellas con pérdidas reconocidas en nivel 1 inferiores a las reales en ese nivel, pues la redacción del literal d) del artículo 4 del proyecto de Resolución No.1, se puede prestar para otra interpretación, lo cual implicaría que empresas que tienen altas pérdidas de energía en GWh, pero con mercados industriales muy grandes como el caso de EBSA que hacen que su indicador total de pérdidas en porcentaje sea bajo, no puedan presentar plan de pérdidas y**

estén siendo excluidas del reconocimiento del cargo si la comparación se realiza en función del indicador de pérdidas totales.

Ver respuesta a la pregunta 2

18. Si bien la Resolución CREG 097 de 2008 estableció que el índice total de pérdidas reconocidas será resultante de la suma de pérdidas técnicas reales de cada mercado y las pérdidas no técnicas eficientes, la Resolución CREG 184 de 2010 propone mantener el reconocimiento como máximo en el 12,75%, sin verificar que ese nivel sea suficiente para remunerar el total de pérdidas técnicas reales de cada OR más una fracción de pérdidas no técnicas eficiente. Es importante que la CREG presente a los OR's las pérdidas tanto técnicas como no técnicas eficientes a reconocer por mercado, teniendo en cuenta los comentarios realizados por el gremio a propuestas como la de IEB, respecto a tomar una empresa como referente único para el reconocimiento del nivel eficiente de pérdidas no técnicas. Si la CREG realiza un ejercicio con las pérdidas técnicas que arroja el estudio de la UTP (a pesar que este estudio requiere ajustes) y un nivel razonable de pérdidas no técnicas a reconocer por mercado, es indudable que los valores de pérdidas hoy reconocidos son inferiores a los eficientes que podrían llegar a alcanzar la mayoría de los mercados.

Ver respuesta a las preguntas 10 y 11

19. El reconocimiento de pérdidas posterior a la finalización del plan debe hacerse con base en criterios de eficiencia económica considerando el punto de equilibrio entre los costos e ingresos marginales de recuperación de pérdidas, y no tomando como referente la experiencia de otras empresas y mercados con características disímiles.

Ver respuesta a la pregunta 7

20. Los niveles de pérdidas técnicas presentados en el estudio de IEB, han sido criticados y comentados en diferentes oportunidades por el Gremio y las empresas. Para el caso particular del nivel 1, dicho estudio entre otros aspectos no consideró las pérdidas de acometidas y en medidores y en general los resultados de esta consultoría presentaban diferencias significativas con los datos de las empresas, por ello para el nivel de tensión 1 se debería utilizar el Estudio de la UTP con los ajustes sugeridos por ASOCODIS en su oportunidad (comunicación ACD No.10-180) y los mencionados acerca de utilizar la totalidad de circuitos típicos presentados por las empresas y no la muestra reducida entregada por la CREG a la UTP a partir de la cual se obtuvieron los resultados presentados en su momento.

Ver respuestas a las preguntas 10 y 11

21. La Comisión hizo especial claridad en el sentido de que las pérdidas técnicas eficientes de nivel 1 utilizadas para el cálculo de los cargos de cada OR, podrían estar sujetas a modificación una vez definidos los planes de pérdidas, (se adjunta respuesta dada a CODENSA mediante comunicación Anexo No.1). Con base en ello, se requiere establecer de manera definitiva los valores de pérdidas técnicas reconocidas para el nivel 1 a los OR's, a través resolución, tal como se expresa en la Resolución CREG 184 de 2010.

Ver respuestas a las preguntas 10 y 11

- 22. Para todos los OR's deben hacerse explícitos los valores a reconocer de las pérdidas técnicas y no técnicas con los cuales se dará inicio a los planes de pérdidas.**

Ver respuestas a las preguntas 10 y 11

- 23. Dado que los índices de pérdidas porcentuales son relativos y dependen de las variaciones de la demanda en cada nivel de tensión, se sugiere utilizar para efectos de la evaluación del cumplimiento de la senda, las pérdidas en términos de energía GWh-Año, para lo cual sería necesario que la CREG especifique de manera clara la metodología de cuantificación de esta energía. Es importante resaltar que el cálculo del Indicador de Pérdidas Totales involucra variables exógenas, tales como altas cargas industriales de los niveles de tensión 3 y 4 que distorsionan a la baja el índice total porcentual de pérdidas de un mercado de comercialización y cuando estos usuarios deciden autogenerar impactan el índice total de pérdidas al alza en grandes proporciones, sin que ello esté bajo el control de la empresa, lo cual podría afectar el cumplimiento de los planes de varios OR's si su seguimiento se realiza en función del porcentaje de pérdidas y no de la energía recuperada. De no adoptarse esta medida, empresas con índices de pérdidas totales crecientes estarían siendo evaluadas por incumplimiento de las metas cuando en realidad se trata de situaciones no controlables que elevan el indicador así el OR esté reduciendo en los GWh previstos las pérdidas en su mercado.**

Ver respuesta a la pregunta 5

- 24. El modelo de referencia de Redes Neuronales de la UTP no fue entregado de manera oportuna lo que imposibilitó realizar análisis y comentarios al mismo. Es preciso mencionar la preocupación existente al usar esta herramienta, dadas las observaciones presentadas por el gremio en los documentos ACD 10-180 Y ACD No. 10-249, los cuales se presentan en los Anexos No. 2 y 3.**

La Comisión, tal como lo informó oportunamente, desarrolló una nueva versión del modelo de reducción de pérdidas en colaboración con la UTP el cual fue presentado en el taller del día 12 de abril de 2011 y, considerando la necesidad de tener comentarios por parte de los interesados sobre la nueva versión presentada, otorgó un plazo de una semana para que las empresas realizaran ejercicios para verificar la funcionalidad de la herramienta.

- 25. Teniendo en cuenta que los modelos, cualquiera que sean, son simples aproximaciones y no reflejan con exactitud la realidad de cada mercado (costos de insumos y materias primas, mano de obra, condiciones propias del mercado, etc.), se solicita que para efectos de la aprobación de los costos del programa, el modelo se utilice sólo como referencia pero no para acotar los costos de los planes presentados por los OR's. Lo anterior, porque las situaciones futuras de reducción de pérdidas en los mercados son diferentes con respecto a su propia evolución histórica y a su vez diferentes con relación a la evolución de otros mercados que ya han obtenido resultados exitosos. En esa medida, los costos unitarios de reducción y mantenimiento de pérdidas pueden ser, por razones**

técnicas y socio-económicas, diferentes a los históricos y a los de otros mercados.

Como se señala en los documentos y presentaciones realizadas sobre el funcionamiento del modelo, éste se compone por dos procesos: el primero consiste en la estimación de pérdidas en función de inversiones realizadas utilizando como estimador una red neuronal y el segundo consiste en la definición de la ruta de menor costo con base en las estimaciones realizadas en el primer proceso.

Respecto de la primera etapa, tal como se indica en el informe presentado mediante Circular 023 de 2011, el modelo estima con una alta precisión los resultados obtenidos por las empresas que han implementado planes de reducción de pérdidas.

Con relación al segundo proceso, el modelo estima el valor de la ruta factible de mínimo costo. De esta forma, se cumple con lo definido en el Decreto 387 de 2007, donde se establece que a los usuarios se les debe trasladar únicamente el costo eficiente de planes de reducción de pérdidas no técnicas.

Adicionalmente, considerando que el modelo fue construido con información del costo total de reducción de pérdidas (técnicas y no técnicas) entregada por los OR, el costo estimado del modelo corresponde al valor máximo a remunerar, porque el costo de reducción de pérdidas no técnicas debe ser inferior al costo del modelo, al ser éste un costo total.

- 26. Se deben revisar los plazos propuestos para presentar los planes, toda vez que algunas empresas pueden requerir un tiempo mayor, debido, entre otros, a las condiciones de elaboración del plan y los trámites internos y externos que deben adelantar previo a la presentación de los mismos. A su vez, debe dejarse la posibilidad para que las empresas que dispongan de toda la información necesaria, puedan presentarlos antes del plazo límite. En todo caso, es importante mantener la propuesta de la Comisión de expedir la resolución definitiva en mayo de este año y a partir de ese momento recibir, evaluar y expedir las resoluciones particulares de los OR's con los costos y metas aprobados para el plan respectivo.**

De acuerdo con la metodología definida, para la aprobación de los planes se requiere conocer la situación de todas las empresas respecto al plan, por lo cual se definió un plazo de tres meses, resultante de la experiencia de empresas que han desarrollado planes de reducción de pérdidas.

Se considera que tres meses es un plazo suficiente para que las empresas presenten sus planes de reducción de pérdidas, más aún cuando este plan se ha divulgado ampliamente desde diciembre de 2010.

De otra parte se señala que la propuesta actual permite que las empresas que quieran presentar su solicitud antes de tres meses lo hagan.

- 27. Existen variables exógenas y otras no gestionables por los OR's que pueden afectar el cumplimiento de las metas propuestas en el Plan. Por ello, se requiere flexibilidad y que se permita a las empresas justificar estos aspectos, sin que ello pueda ser clasificado como incumplimiento.**

Ver respuesta de la pregunta No. 3

28. Es conveniente explorar la posibilidad de que la tolerancia para el cumplimiento de las metas sea definida en términos porcentuales y como una banda única para todos los OR's, teniendo en cuenta los márgenes de tolerancia razonables presentados en la ejecución de proyectos de este tipo, pues los márgenes propuestos por la CREG son muy pequeños lo que tendría una alta probabilidad de incumplimiento. Adicionalmente, no se encuentra razonabilidad para que estas tolerancias se establezcan en función de las diferencias entre los costos presentados por los OR's por debajo del costo que arroje el modelo y mucho menos que OR's que presenten planes con costos superiores y acotados por la CREG no tengan ningún margen de tolerancia.

Una vez revisada la Resolución de consulta, se identificó que en el Anexo 1 la variable $IPT_{i,s}$ se define en términos porcentuales a diferencia de lo expuesto en el Anexo 4, numeral 4.1.1 donde la misma variable se encuentra en por unidad. En el Anexo 6 no se señala las unidades de los valores del factor de tolerancia.

Teniendo en cuenta lo anterior se acoge el comentario para unificar los índices de pérdidas y el factor de tolerancia.

Respecto a la metodología propuesta, que se basa en un esquema de incentivos en el cual las empresas en función del esfuerzo realizado obtienen unos ingresos para remunerar los costos eficientes del plan, se señala lo siguiente:

- El modelo fue construido con información del costo total de reducción de pérdidas (técnicas y no técnicas) entregada por los OR. Con esto, el costo estimado del modelo corresponde al valor máximo a remunerar porque el costo de reducción de pérdidas no técnicas debe ser inferior al costo del modelo, al ser éste un costo total.
- Como ya se mencionó, la metodología permite que la empresa defina el nivel de riesgo al cual se quiere enfrentar al definir las metas de reducción de pérdidas, el ingreso esperado en función del conocimiento de las condiciones de su mercado y en la calidad del estudio desarrollado.

Teniendo en cuenta que el costo estimado por el modelo es un costo máximo (al incluir la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas) y que de acuerdo con el Decreto 387 de 2007, al OR solo se le deben remunerar los costos de reducción de pérdidas no técnicas, se considera que la relación entre el costo solicitado por el OR y el factor de tolerancia busca incentivar a la empresa para que revele el costo eficiente de reducción de pérdidas no técnicas, evitando así trasladar a los usuarios costos diferentes a los ordenados por el Decreto.

Con base en lo anterior, considerando que los planes son individuales y que cada empresa debe manejar el esquema de incentivos como considere, no es posible colocar una banda única para todos los OR.

Respecto a la razonabilidad de relacionar el costo del plan con el factor de tolerancia, ya se explicó que bajo la metodología propuesta es necesario dejar una variable en función de la otra.

Respecto de la apreciación de márgenes pequeños, se aclara que estos fueron estimados con base en la información entregada por los OR.

A diferencia de lo señalado en la comunicación, con respecto a que las empresas que presentan un costo superior al del modelo no tienen ningún margen de tolerancia, se indica que, según lo establecido en el numeral 4 del anexo 6, las empresas que presenten costos superiores al 90% del CPCE tienen un factor de tolerancia del 0,2 %. Adicionalmente hay

que recordar que el costo del modelo está asociado a planes de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, con lo cual en este caso la empresa cuenta con el margen asociado a las pérdidas técnicas.

- 29. Si bien se debe realizar seguimiento permanente a los proyectos, la evaluación debería realizarse anualmente. Es conveniente tener en cuenta que las inversiones en proyectos de pérdidas arrojan resultados con un retardo de varios meses.**

Para la elaboración de los planes y la definición de las metas, los OR pueden considerar factores como el rezago de los resultados de las inversiones realizadas, por lo tanto, el cumplimiento de las metas establecidas por el OR no depende de la periodicidad de la evaluación sino de la inclusión o no de estos aspectos en los estudios desarrollados por el OR en la definición del plan.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que independientemente de que la evaluación sea semestral, los índices son calculados con base en una ventana anual.

De otra parte, aunque se hace una evaluación semestral, la suspensión del plan se da ante el incumplimiento durante un año, periodo en el cual se deben ver los resultados de las actividades con rezagos de varios meses.

Con base en lo anterior no se observan los beneficios de realizar evaluaciones anuales y no semestrales

- 30. Se solicita permitir ajustar las metas más de una vez, ello porque acertar en las mismas con una anticipación de uno o dos años resulta prácticamente imposible por la cantidad de variables que influyen en el resultado. La CREG podría establecer un margen máximo y mínimo de modificación de las metas.**

Ver respuesta a la pregunta No. 9

- 31. Congelar los fondos mediante una fiducia cuando se presenta incumplimiento en los planes, podría representar a las empresas disminuir los recursos para ejecutarlos en periodos subsiguientes al incumplimiento, agravando aún más la situación. Por tanto, se sugiere explorar otro tipo de medidas como garantías bancarias que garanticen el pago ante incumplimientos dado que las empresas consideran que el mecanismo de devolución a través de menor tarifa es suficiente garantía de retorno de estos recursos a los usuarios.**

La Fiducia es uno de los elementos de la metodología propuesta que busca que los OR se comprometan con metas alcanzables. Por lo tanto, la constitución de la Fiducia ante un incumplimiento de dos periodos de evaluación consecutivos es un incentivo para que las empresas definan apropiadamente las metas y ejecuten el plan de acuerdo con lo aprobado, garantizando así que los recursos de los usuarios se estén invirtiendo eficientemente.

Se considera que el establecimiento de garantías bancarias como una herramienta general no es conveniente porque debería ser aplicado a todas las empresas al inicio de la ejecución del plan, lo que conduce a que aquellas que nunca incumplan con la ejecución tengan que asumir este costo sin necesidad, mientras que el esquema de fiducia solamente se concentra en aquellas empresas que incumplan la ejecución del plan.

- 32. Es necesario adoptar herramientas y mecanismos de verificación de información, toda vez que errores de agentes diferentes al OR podrían incidir en "incumplimientos" no reales en la ejecución de los planes.**

Al respecto se señala que la información del mercado mayorista tiene su procedimiento claro de verificación y objeción en caso de información con problemas y la información del SUI a utilizar corresponde a la reportada por el comercializador integrado al OR.

- 33. La propuesta debe considerar también herramientas que permitan prevenir el fraude. Para ello, es fundamental que lo establecido en la Ley 142 de 1994 (Artículo 146) se reitere y precise en la regulación respecto a la posibilidad de que se pueda recuperar la energía consumida, sin limitar su periodo a 5 meses como lo ha interpretado la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. No debe existir límites en el tiempo cuando la no facturación de energía se presente por acción y/o omisión del usuario. Se adjunta en el Anexo No. 4 la comunicación ACD 09-147 remitida a la CREG el 29 de julio de 2009 que incluye el concepto jurídico sobre la viabilidad de aplicar el Artículo 146 de la Ley 142 de 1994 para los casos de recuperación de energía y la propuesta de procedimiento para realizar la recuperación elaborada con base en la experiencia de las empresas.**

Este tema no es objeto de la metodología para la remuneración de planes de reducción de pérdidas.

- 34. El regulador debe tratar en igualdad de condiciones a todos los agentes para el reconocimiento de las pérdidas, preocupa que algunos puedan llegar a verse afectados no sólo por presentarse el no reconocimiento de los costos de mantenimiento de las mismas, sino porque aquellos que presentaban costos asignados contablemente a la actividad de comercialización vean descontados estos reconocimientos remuneratoriamente de dicha actividad, sin dárseles un reconocimiento ni en el cargo de distribución por lo que resta del periodo tarifario ni en el cargo de pérdidas.**

El objetivo de la propuesta regulatoria es que no se remunere más de una vez los costos asociados con la reducción de pérdidas de energía, se considera que la propuesta es consistente con la metodología de remuneración de la actividad de distribución y está de acuerdo con la información reportada por las empresas mediante las Circulares CREG tanto de distribución como de comercialización.

- 35. A efectos de que no se presenten diferencias en el seguimiento de la senda de recuperación que se deban a la inclusión o no de energías recuperadas y dejadas de facturar en periodos anteriores, es necesario que se otorgue la posibilidad de adecuar la información de ventas del SUI en los casos de las empresas que han reportado en el 2010 esta recuperación adiclonada con las ventas corrientes de cada mes, en la medida en que dichas energías no van a ser consideradas en el cálculo del índice de pérdidas del Plan.**

De acuerdo con la propuesta, los índices de pérdidas se deben calcular a con base en las fuentes de información establecidas en la resolución y deben considerar todas las ventas realizadas por los comercializadores en un mercado de comercialización.

La posibilidad de reportar y corregir la información existente en el SUI está en cabeza de cada prestador del servicio y podrá efectuarse de acuerdo con los procedimientos que se hayan establecido para tal fin.

- 36. La Resolución 184 de 2010 debe guardar consistencia con el tratamiento de los Consumos No Registrados de clientes de otros comercializadores establecido en la propuesta de Reglamento de Comercialización. Es necesario dejar explícito que la asignación de pérdidas no técnicas no reconocidas entre todos los comercializadores de un mercado no exime a ningún comercializador entrante de asumir el pago por Consumos No Registrados.**

No es objeto de esta propuesta definir aspectos relacionados con la responsabilidad de los agentes en temas diferentes a la reducción de pérdidas y la asignación de pérdidas no reconocidas.

- 37. Es necesario armonizar los tiempos de liquidación y publicación de las variables del mercado como CPROG, STR, ADD y Transacciones. La diversidad de fechas que se tienen actualmente crea incertidumbres en la recuperación de costos y afecta el capital de trabajo de las Empresas.**

Se revisaran los plazos de cálculo y liquidación del CPROG con base en la disponibilidad de la información y los tiempos requeridos por el LAC.

- 38. ASOCODIS considera que dada la complejidad e importancia del tema, se someta a consideración de la industria la propuesta final que elabore la CREG por un tiempo relativamente corto de una semana.**

Se considera que el proceso de divulgación y análisis de la propuesta regulatoria ya ha surtido el proceso correspondiente, por lo cual no se considera necesario expedir otra resolución de consulta.

- 39. Se consideran razonables los criterios generales que se aplican a los planes de reducción de pérdidas. Sin embargo, es de gran importancia reconocer los costos de sostener el nivel de pérdidas que no han sido remunerados en el cargo de distribución, para las empresas que reducen o mantienen las pérdidas por debajo del nivel reconocido y para aquellas que a la fecha de aprobación de la resolución presentan pérdidas inferiores a las reconocidas. Es importante resaltar, que los costos asociados a este sostenimiento incluyen conceptos tanto de gasto como de inversión que deben ser definidos y considerados en el CPROG o en el cargo de distribución de manera clara y no solo durante el tiempo de ejecución de los planes.**

Ver respuesta a la pregunta No. 1

- 40. Es importante conocer el modelo que utilizará la CREG para obtener los costos de referencia a partir de los cuales aprobará o no los costos totales presentados por las empresas en sus planes, con el fin de que los OR's, previo a la resolución definitiva y con la suficiente anticipación a la presentación de los planes, puedan evaluar tanto el modelo como validar los costos y metas de pérdidas de energía a las que se comprometerán en dichos planes. Por otra parte, se solicita que el costo de referencia a aprobar a cada OR no sea al costo que arroje el modelo, toda vez que los resultados del modelo son una aproximación que en todo caso**

no recoge las particularidades de los mercados ni los cambios en el tiempo de las condiciones en que se ejecutan los planes. Solicitamos que dicho modelo sea utilizado como una referencia para la evaluación y no para el acotamiento de los valores propuestos por los OR's.

El 12 de abril de 2011 se realizó la presentación del estudio y del modelo de costos final en la ciudad de Pereira, de otra parte, el modelo fue puesto a disposición de los OR durante la semana del 24 al 29 de abril de 2011, dándolo a conocer ampliamente, tanto conceptual como operativamente.

Respecto a la solicitud de utilizar el modelo de costos como una referencia, se remite a la respuesta a la pregunta No. 4.

41. Las causales de suspensión y de cancelación de los planes son adecuadas. Sin embargo, dada la dinámica de las redes y de los sistemas de distribución es importante que no se tipifiquen en la misma categoría todos los tipos de incumplimiento cuando se evalúe la reincidencia en los mismos. En este sentido, es importante que el incurrir en incumplimientos no consecutivos no sea considerado como causal de suspensión definitiva del Plan.

Se entiende que en las causales de incumplimiento se encuentran las características mínimas que se deben cumplir, en conjunto, en todo momento mientras se ejecuta un Plan, con lo que su cumplimiento integral es requerido para el buen desarrollo del Plan.

En la propuesta se define que, durante todo el periodo de ejecución del plan, las empresas pueden "incumplir" con las metas propuestas durante un periodo y al siguiente alcanzar la meta definida, con lo anterior las empresas tienen la oportunidad de ajustar sus acciones semestralmente.

La cancelación definitiva del plan se presenta únicamente cuando la empresa, habiendo estado en periodo de suspensión, vuelve a "incumplir" con las metas del plan.

42. Por otra parte, es necesario que se otorguen márgenes de tolerancia razonables, especialmente en términos de información de amarre cliente red y de infraestructura.

Se ajustó el margen de error en el cumplimiento del requisito de vinculación cliente – transformador.

43. Igualmente, el cumplimiento de las metas para un período de cinco años solo será posible si se pueden hacer varias revisiones a lo largo del Plan. De lo contrario, será muy difícil predecir con tanto tiempo los obstáculos y cambios que se puedan presentar y que puedan impactar el cumplimiento de los planes. Por ello, se solicita que se puedan hacer al menos dos revisiones en la meta a lo largo del plan y hasta dos años antes de su finalización.

Ver respuesta a la pregunta No. 9

44. La verificación de la información amarre-cliente se debe hacer por muestreo, utilizando un nivel de confianza del 95% sobre una muestra que determine la CREG.

Ver respuesta a la pregunta No. 42.

- 45. Para utilizar la información del SUI, se solicita que se autorice una revisión antes de iniciar el Plan de la Información requerida en los cálculos (ventas por mercado y amarre cliente-red). Es bien conocido las grandes dificultades que se presentan con la información de ventas reportada al SUI de algunos comercializadores, lo que haría imposible un buen cálculo del índice y una correcta distribución de las pérdidas entre comercializadores de un mismo mercado.**

La SSPD es la entidad encargada de autorizar la revisión de la información del SUI, para esto, la SSPD tiene definidos los procedimientos. Se entiende que las empresas pueden solicitar la revisión de esta información en cualquier momento y no solo ante la posibilidad de aplicación de ésta en un proceso tarifario.

De otra parte, la metodología establece incentivos para que todos los comercializadores reporten la información de manera adecuada.

- 46. Es conveniente se permitan realizar ajustes a la información de ventas del SUI, para la exclusión de la energía recuperada dejada de facturar y reportada como parte de las ventas en el 2010, con el fin de adecuar esta información a los conceptos incluidos en las fórmulas propuestas por la CREG. También se solicita revisar si es posible la utilización de la información reportada en fronteras comerciales a XM (sin referir al STN) para el caso de las ventas de comercializadores entrantes en cada mercado.**

Se considera que la información oficial de ventas es la reportada por los agentes al SUI, por lo tanto, ésta debe ser la información base para la liquidación del CPROG.

- 47. Se solicita sean revisados los tiempos requeridos, en el marco de un debido proceso, para que los OR's presenten comentarios al LAC sobre las liquidaciones del cargo de pérdidas y el cumplimiento de metas, así como solicitar a la SSPD mecanismos que permitan la corrección oportuna de información errada reportada por algunos agentes para que dicha situación no afecte a los OR's de manera inapropiada (ingresos y cumplimiento de metas).**

Se revisaron los tiempos establecidos en el Anexo 6 de la propuesta regulatoria.

- 48. Para efectos de manejar los esquemas de planeamiento, seguimiento y control que hoy utilizan las empresas se considera mejor que las metas se presenten en forma anual y no semestral como lo propone la CREG. Se sugiere un seguimiento indicativo semestral pero una revisión anual del cumplimiento de las metas.**

Al tratarse de una metodología en la cual el seguimiento se hace sobre los resultados y no sobre las actividades, y teniendo en cuenta que los usuarios son los encargados de asumir el costo eficiente de los planes, se considera necesario realizar un seguimiento semestral para asegurar que las empresas implementen y ejecuten sus planes desde su aprobación y en caso de incumplimiento, este sea detectado tempranamente.

- 49. Se solicita aclarar la diferencia entre fecha de inicio del Programa y fecha de inicio del Plan (Artículos 3 y 8). Se sugiere que estas fechas coincidan con el inicio de los planes de pérdidas.**

Se revisará la consistencia de lo establecido en estos dos artículos.

- 50. La constitución de una fiducia puede resultar onerosa para las empresas. Podría pensarse en mecanismos como garantías bancarias que garanticen el pago ante incumplimientos pero en dos períodos de evaluación y que dichas garantías se presenten a favor de XM. Congelar los recursos podría representarle a la empresa disminuir las inversiones para ejecutar los planes en periodos subsiguientes al incumplimiento, agravando aún más la situación.**

La constitución de una fiducia ante el incumplimiento de las metas por dos periodos consecutivos es uno de los mecanismos utilizados para incentivar a las empresas a que presenten planes ejecutables y que los realicen adecuadamente, de otra parte, es un mecanismo que asegura que los recursos entregados por los usuarios durante el periodo de suspensión se encuentran garantizados.

- 51. En los Artículos 15 y 16 se presenta un error al confundir las variables $P_{j,n}$ con las variables $IPR_{n,m,j}$ dado que estas variables son diferentes, pues los $P_{j,n}$ corresponden a las pérdidas técnicas reconocidas por nivel de tensión para los niveles de tensión 4, 3, 2 y para el nivel 1 involucra tanto las técnicas como las no técnicas reconocidas y los $IPR_{n,m,j}$ corresponden al porcentaje de pérdidas eficientes reconocidos por la CREG, para cada mercado de comercialización, "acumulados" hasta el nivel de tensión n del SDL respectivo. Es decir las variables $IPR_{n,m,j}$ son equivalentes a los $PR_{n,j}$ definidos en el numeral 12.3 de la Resolución CREG 097 de 2008 pero no a los $P_{j,n}$.**

Se revisó y se ajustó la consistencia de las variables referidas en estos artículos y las establecidas en las resoluciones CREG 119 de 2007 y CREG 097 de 2008.

- 52. El mecanismo de verificación por parte de la CREG planteado en el Artículo 17 debe garantizar la aplicación de los procedimientos administrativos para actos unilaterales en los términos del Artículo 106 de la Ley 142 de 1994.**

Se entiende que todas las actuaciones realizadas por la Comisión deben estar sujetas al cumplimiento de lo establecido en la Ley 142 de 1994 y aquellas que la sustituyan o modifiquen.

- 53. Es conveniente así mismo que la CREG publique como lo anuncia en la propuesta de Resolución, los niveles de pérdidas técnicas que aprobará en el nivel de tensión 1 (Artículo 2. Definiciones: Pérdidas Técnicas de Energía) a cada OR de acuerdo con el Estudio Final realizado sobre el tema por parte de la Universidad Tecnológica de Pereira.**

Ver respuesta a la pregunta No. 10

- 54. Se solicita aclarar qué sucede cuando una empresa no puede aplicar el CPROG porque aumenta el CU en más de un 3%. Se puede cobrar parcialmente? La diferencia se cobra al mes siguiente?. Cómo se llega al cobro total del CPROG reconocido?. Quién realizaría este balance también el LAC?**

En la propuesta final no se incluye la restricción del 3% en el cobro de la variable CPROG.

- 55. No está claro qué pasa después del período de cinco años con el reconocimiento de los costos para el sostenimiento de las pérdidas. Los costos asociados a este sostenimiento como lo hemos mencionado incluyen conceptos tanto de gasto**

como de inversión que deben ser definidos pues son diferentes a los que se presentan en actividades normales de operación de redes de distribución y deben ser considerados de manera específica y permanente en el cargo de distribución.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 119 de 2007, la variable CPROG corresponde al cargo por concepto de los planes de reducción de pérdidas. Es claro que su vigencia será de cinco años y está diseñado para disminuir pérdidas y no para mantenerlas.

56. La comparación establecida en el último párrafo del anexo 5, para efectos de determinar las pérdidas reconocidas con posterioridad a la finalización del plan, entre el Pj,1 (índice de pérdidas reconocido en el nivel 1) vigente para el OR al momento del inicio del Plan con el mayor de los Pj,1,0 (índice de pérdidas del nivel 1 real calculado al momento de evaluación del plan) de los OR's que presentan pérdidas inferiores a las reconocidas, no es adecuada. Es indudable que la comparación entre estos dos valores arrojará que el menor valor corresponde a las pérdidas del OR que al inicio del plan presentaba unos niveles inferiores a los reconocidos y no reflejaría la condición de eficiencia en la cual las pérdidas se deben reducir hasta el nivel en el cual los costos y los ingresos marginales de dicho proceso se igualen.

Se reforzó el análisis al respecto, estableciendo varios parámetros de referencia para establecer la meta de nivel de tensión 1.

57. La CREG debe considerar en todo caso las posibles situaciones que puedan llegar a presentarse en las que un OR dado el nivel actual de pérdidas, no alcance en un período tarifario por las restricciones de costo y propias de su mercado ni siquiera los niveles de pérdidas reconocidos en la actualidad que como se ha mencionado para la mayoría de los mercados resultan insuficientes. Reiteramos que el reconocimiento de pérdidas posterior a la finalización del plan debe hacerse con base en criterios de eficiencia económica considerando el punto de equilibrio entre los costos e ingresos marginales de recuperación de pérdidas y no tomando como referente la experiencia de otras empresas y mucho menos de mercados con características disímiles.

Acorde con lo establecido en el Decreto, la resolución contiene el conjunto de incentivos requeridos para que un OR reduzca su índice de pérdidas en el menor tiempo posible, limitando dicho período a cinco años.

En el caso en el que algún OR no alcance los límites de eficiencia en este período, podrá continuar ejecutando los programas que considere pertinentes para continuar con su labor, con sus propios recursos, para lo cual debe tenerse en cuenta que el principal incentivo para ello es que a partir de la finalización del plan, el reconocimiento de pérdidas de nivel de tensión 1 será el del nivel que se considere eficiente.

58. Se sugiere en todo caso a la Comisión, considerar las condiciones reales de pérdidas de los OR's al inicio de los planes, las metas alcanzables de reducción de pérdidas teniendo en cuenta limitaciones tarifarias y las condiciones propias de los mercados, a efectos de establecer sendas eficientes diferenciables por mercado al finalizar los planes de pérdidas.

Ver respuesta a la pregunta No. 7

- 59. Reiteramos la necesidad de flexibilizar a niveles razonables (95%) aspectos como el cumplimiento del amarre cliente-usuario.**

Ver respuesta a la pregunta 42.

- 60. No está claro con qué información se presenta el balance en aquellas empresas que no tienen instalados equipos de medida entre niveles de tensión. Se acepta una estimación de este flujo?**

En el numeral 4.6 de la propuesta de resolución se define la variable $FDF_{j,k,n,s}$ señalando que para los dos primeros periodos de evaluación debe hacerse con los factores utilizados en la aprobación de cargos de distribución de cada empresa y posteriormente con la información de los medidores entre niveles de tensión.

- 61. Se debe permitir que las empresas que lo requieran, realicen en los primeros meses del Plan las actividades que le permitan su presentación con un mayor grado de precisión.**

Teniendo en cuenta que a partir de la expedición de la resolución definitiva los OR cuentan con un periodo de tres meses para presentar su plan, que la propuesta de resolución se encuentra publicada desde diciembre de 2010, que el plan es definido por las mismas empresas y que estas pueden modificar sus metas durante el primer año de ejecución, no se considera necesario permitir que las empresas pueden dedicar los primeros meses del plan a su elaboración.

- 62. En el listado de actividades no están incluidas las interventorías, las cuales en muchas de las contrataciones que se hacen deben igualmente ser contratadas y tienen un costo significativo.**

La inclusión de otras actividades adicionales a las enumeradas en el Formato 1.2 del anexo 1 es potestativa del agente.

- 63. Sería importante una descripción más detallada de las actividades de gestión comercial y gestión social.**

En la propuesta se solicita información general, si el OR lo desea puede desagregar la información en las sub-actividades que considere necesario.

- 64. Es importante que se especifique sobre el formato 1.2 las unidades de la información a presentar para las actividades 10, 11, 12 y 13 como si su sucede para las otras actividades y aclarar la solicitud de totales que incluye el formato cuando la información no es posible adicionarla por presentar diferentes unidades.**

Se revisó el formato para las actividades 1.10 a 1.13 y se ajustó.

- 65. Se trata de dividir el valor presente de los costos de inversión en activos de uso, utilizando una tasa de descuento r , entre el valor total del Plan. Sin embargo este último es simplemente una suma aritmética de valores anuales en pesos constantes de 2010. Esta relación, desde el punto de vista financiero es inconsistente.**

Se aclara que la variable $CPOR_j$ corresponde al valor presente de los costos del plan, por lo cual la formula no es inconsistente.

- 66. Se encuentra una inconsistencia en la indexación de la variable CAP_j , dado que en el numeral 2.1 se hace referencia a que la información de costos se presenta en pesos de 2010, mientras que en la determinación del cargo mensual en el numeral 3.1 del Anexo 3 se toma como base para actualización de los costos, referir el Índice de Precios al Productor Total Nacional del mes de diciembre de 2007.**

Se revisó y se ajustó la formula.

- 67. Resulta de vital importancia para las empresas conocer y validar con la debida oportunidad el funcionamiento y valores que arroja el modelo final que utilizará la CREG y en todo caso solicitamos que dicho modelo sea utilizado como una referencia para la evaluación y no para el acotamiento de los valores propuestos por los OR's. Lo anterior, porque las situaciones futuras de reducción de pérdidas en los mercados son diferentes con respecto a su propia evolución histórica y a su vez diferentes con relación a la evolución de otros mercados que ya han obtenido resultados exitosos. En esa medida, los costos unitarios de reducción y mantenimiento de pérdidas pueden ser, por razones técnicas y socio-económicas, diferentes a los históricos y a los de otros mercados.**

El 12 de abril se realizó la presentación del estudio y del modelo de costos final en la ciudad de Pereira, de otra parte, el modelo fue puesto a disposición de los OR durante la semana del 24 al 29 de abril de 2011.

Respecto a la solicitud de utilizar el modelo de costos como una referencia, se remite a la respuesta a la pregunta No. 4

- 68. La fórmula de cálculo del CPROG parece tener un error, pues en el divisor no están todas las ventas que deben pagar el cargo y tampoco se descuentan las transferencias de energía a otros OR's, lo cual implica que al final el ingreso del OR, que se encuentra en función de las ventas en su mercado, no corresponda con la anualidad calculada. Se propone que el divisor se conforme con: i) el total de las ventas del comercializador incumbente en su mercado de comercialización, ii) las ventas de otros comercializados en el mercado de comercializador del OR y iii) las ventas de usuarios conectados al STN y que se consideren dentro del mercado de comercializador del OR.**

No es claro el comentario, dado que en el denominador se encuentran las ventas al STN como toda la energía que circula por el sistema del OR, descontadas las pérdidas. No obstante lo anterior, se revisó la formula.

- 69. Se sugiere a la Comisión para efectos de practicidad que la información de ventas con la cual se calcule el cargo corresponda con la información "anual" de ventas del año inmediatamente anterior. De todas formas el balance mensual de las liquidaciones involucraría el recaudo de este cargo con las ventas mensuales que experimenta cada comercializador en el respectivo mercado y ello deberá ser considerado por el LAC (similar al proceso de liquidación de cargos del STR).**

El aumento de ventas por reducción de pérdidas no técnicas y crecimiento vegetativo de la demanda debe reflejarse en una disminución mensual del cargo que debe trasladarse inmediatamente al usuario, por lo cual no se considera adecuado fijar un cargo anual.

- 70. Es importante que la Comisión considere para efectos de las fórmulas a proponer, que el reporte de ventas de un mes determinado se realiza el último día calendario del mes siguiente, de acuerdo con la Resolución SSPD 2010240000805, es decir que se dispone de la información de ventas mensuales para cálculos hasta el primer día del segundo mes.**

Se revisaron las formulas y se consideró esta situación.

- 71. Sobre la información fuente reportada al SUI, reiteramos la solicitud de que sean revisados los tiempos requeridos en el marco de un debido proceso para que los OR's presenten ante el LAC comentarios sobre las liquidaciones del cargo de pérdidas y el cumplimiento de metas.**

La propuesta incluye los plazos para la revisión de la información utilizada.

- 72. Se sugiere que la CREG intervenga para que la SSPD cree mecanismos que permitan la corrección oportuna de información errada reportada por algunos agentes para que dicha situación no afecte a los OR's de manera inapropiada (ingresos y cálculo de pérdidas para el seguimiento de la senda).**

La Ley 689 de 2001 creó el SUI y le asignó a la SSPD su administración, mantenimiento y operación, por lo tanto, es esta entidad la encargada de definir los procedimientos de revisión de información.

- 73. Se requiere también que la CREG establezca algunos validadores a instaurar por parte del LAC sobre la información de ventas reportada por las empresas en los distintos mercados utilizada en los cálculos de los cargos y para el seguimiento de los planes, de tal forma que el LAC ante diferencias evidentes entre la información de fronteras comerciales y los reportes realizados por los agentes al SUI utilice la información del ASIC, como sucede en la actualidad con los cálculos de ADD, revisando con las empresas los rangos razonables de diferencias a establecer.**

Respecto a este tema, en el numeral 3.2 se señala que para los comercializadores no incumbentes se debe comparar la información reportada al SUI y la correspondiente a las fronteras comerciales para efectos de la liquidación.

- 74. Se solicita corregir el mecanismo de actualización mensual del CPROG pues se hace referencia a que los costos están presentados en pesos del 2007 y en la realidad serán presentados en pesos de 2010.**

Ver respuesta a la pregunta No. 66

- 75. La fórmula para determinar las "pérdidas totales de energía de la senda" numeral 4.2.1 está errada, dado que en la misma no se descuentan los flujos de salida desde el sistema del OR en cada nivel de tensión a otros STR y/o SDL.**

Se revisó y ajustó la fórmula para determinar las pérdidas totales de energía

- 76. Adicionalmente se sugiere la revisión del indicador de pérdidas de la senda a utilizarse en el cálculo, pues consideramos que debe aplicarse la meta alcanzada en la evaluación inmediatamente anterior.**

Para efectos de calcular la energía a distribuir entre los comercializadores del mercado se deben comparar las pérdidas del sistema con las pérdidas a las cuales se comprometió el OR para ese periodo, por lo cual el valor a utilizar es el IPTS del periodo y no del anterior.

- 77. Se considera indicado establecer claramente los tiempos de la información de entrada y de salida para los cálculos de los indicadores, ya que mientras los datos de energías de entrada se tienen para periodos simultáneos e inmediatamente después de finalizado un mes, las energías de salida, especialmente las relacionadas con ventas a usuarios finales, se tienen en fechas distintas de acuerdo con los ciclos de lectura y su disponibilidad en el SUI presenta un retraso de más de un mes con respecto al mes en el que fueron realizados los consumos y posteriormente las lecturas. Por lo anterior, se sugiere además de aclarar las fechas en las cuales estaría disponible el indicador de pérdidas de un mes, el periodo de información que sería utilizado en el cálculo del mismo tanto para la información de entrada como de salida y el rezago que tendría su aplicación para la distribución de pérdidas entre comercializadores y en general en las asignaciones de demandas y despachos que realice el ASIC considerando dichos indicadores.**

En el numeral 4.2.4 se señalan los periodos de información utilizados para el cálculo de la energía de salida.

- 78. Con el fin de minimizar los errores propios del desfase entre la energía de entrada, el consumo y las lecturas mensuales, las variaciones de consumo de tipo estacional y otros cambios de demanda, se solicita que el cálculo mensual de la variable “pérdidas totales de la energía calculadas” $PTC_{i,j,m}$, numeral 4.2.2 se realice de la siguiente manera:**

$$PTC_{i,j,m} = IPTC_{i,j,m} * \left(\sum_{n=1}^{n=4} Ee_{j,n,m} - Fe_{NS,j,n,m} - FsOR_{j,n,m} \right)$$

Con:

$$IPTC_{i,j,m} = \frac{\sum_{m=2}^{m-14} \sum_{n=1}^{n=4} (Ee_{j,n,m} - Fe_{NS,j,n,m}) - \sum_{m=2}^{m-14} \sum_{n=1}^{n=4} Es_{j,n,m}}{\sum_{m=2}^{m-14} \sum_{n=1}^{n=4} (Ee_{j,n,m} - Fe_{NS,j,n,m}) - \sum_{m=2}^{m-14} \sum_{n=1}^{n=4} FsOR_{j,n,m}}$$

Una vez revisada la fórmula establecida en la Resolución CREG 184 de 2010 no se consideró necesario modificar la allí propuesta.

- 79. También es importante considerar en los reportes de ventas mensuales, que existen empresas que aún cuentan con usuarios a los que se les factura de manera bimestral.**

La información utilizada para el cálculo de las variables asociadas con índices de pérdidas considera un rezago de tres meses.

- 80. Se debe garantizar que las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 sean iguales o superiores a las pérdidas técnicas reales de cada OR en ese nivel de tensión más un reconocimiento razonable de pérdidas no técnicas eficientes. De lo contrario las empresas estarán dejando de ser remuneradas correctamente.**

Ver respuesta a la pregunta No. 8

- 81. Consideramos que la comparación establecida, para efectos de determinar las pérdidas reconocidas con posterioridad a la finalización del plan, entre el Pj,1 (índice de pérdidas reconocido en el nivel 1) vigente para el OR al momento del inicio del Plan con el mayor de los Pj,1,0 (índice de pérdidas del nivel 1 real calculado al momento de evaluación del plan) de los OR's que presentan pérdidas inferiores a las reconocidas, no es adecuada. Es indudable que la comparación entre estos dos valores siempre arrojará que el menor valor corresponde a las pérdidas del OR que al inicio del plan presentaba unos niveles inferiores a los reconocidos y no reflejaría la condición de eficiencia en la cual las pérdidas se deben reducir hasta el nivel en el cual los costos y los ingresos marginales de dicho proceso se igualen.**

Ver respuestas a las preguntas No. 7, 10 y 11.

- 82. Se sugiere en todo caso a la Comisión, considerar las condiciones reales de pérdidas de los OR's al inicio de los planes, las metas alcanzables de reducción de pérdidas teniendo en cuenta limitaciones tarifarias y las condiciones propias de los mercados, a efectos de establecer sendas eficientes diferenciables por mercado al finalizar los planes de pérdidas.**

Ver respuestas a las preguntas No. 7, 10 y 11.

Adicionalmente se señala que la metodología busca que al finalizar los planes de reducción de pérdidas, los usuarios se beneficien con un valor de pérdidas asignadas inferior al actual, resultante de la señal establecida en esta metodología.

- 83. Dado que los índices de pérdidas porcentuales son relativos y dependen de las variaciones de la demanda en cada nivel de tensión, se sugiere utilizar para efectos de la evaluación del cumplimiento de la senda, las pérdidas en términos de energía GWh-Año.**

Ver respuesta a la pregunta No. 5

- 84. Se requiere que la CREG aclare que las empresas que pueden presentar planes para aprobación son aquellas con pérdidas reconocidas en nivel 1 inferiores a las reales en ese nivel, pues la redacción del literal d) del artículo 4 del proyecto de Resolución No.1, se puede prestar para otra interpretación, lo cual impediría que empresas que tienen altas pérdidas de energía en GWh, pero con mercados industriales muy grandes como el caso de EBSA que hacen que su indicador total de pérdidas en porcentaje sea bajo, no puedan presentar plan de pérdidas y estén siendo excluidas del reconocimiento del cargo si la comparación se realiza en función del indicador de pérdidas totales.**

Ver respuesta a la pregunta No. 2

85. Dado que los índices de pérdidas porcentuales son relativos y dependen de las variaciones de la demanda en cada nivel de tensión, se sugiere utilizar para efectos de la evaluación del cumplimiento de la senda, las pérdidas en términos de energía GWh-Año, para lo cual sería necesario que la CREG especifique de manera clara la metodología de cuantificación de esta energía. Es importante resaltar que el cálculo del Indicador de Pérdidas Totales involucra variables exógenas, tales como altas cargas industriales de los niveles de tensión 3 y 4 que distorsionan a la baja el índice total porcentual de pérdidas de un mercado de comercialización y cuando estos usuarios deciden autogenerar impactan el índice total de pérdidas al alza en grandes proporciones, sin que ello esté bajo el control de la empresa, lo cual podría afectar el cumplimiento de los planes de varios OR's si su seguimiento se realiza en función del porcentaje de pérdidas y no de la energía recuperada. De no adoptarse esta medida, empresas con índices de pérdidas totales crecientes estarían siendo evaluadas por incumplimiento de las metas cuando en realidad se trata de situaciones no controlables que elevan el indicador así el OR esté reduciendo en los GWh previstos las pérdidas en su mercado.

Ver respuesta a la pregunta No. 5

Respecto al efecto en el índice por la salida de cargas, se señala que en caso contrario, la entrada de nuevas cargas a un sistema puede afectar, de manera positiva, el índice de pérdidas del sistema. En cualquiera de los casos, se entiende que el OR debe conocer sobre la entrada o salida de cargas importantes en su sistema con anterioridad a su ocurrencia y evaluar la eventual necesidad de modificación de metas, haciendo uso de la posibilidad prevista en la metodología.

Adicionalmente se recuerda que ante casos excepcionales, la Ley prevé los procedimientos correspondientes para solicitar revisiones tarifarias.

86. El reconocimiento de pérdidas posterior a la finalización del plan debe hacerse con base en criterios de eficiencia económica considerando el equilibrio entre los costos e ingresos marginales por la recuperación de pérdidas, y no tomando como referente la experiencia de otras empresas y mercados con características disímiles.

Ver respuestas a las preguntas No. 7, 10 y 11.

87. Los niveles de pérdidas técnicas presentados en el estudio de IEB, han sido criticados y comentados en diferentes oportunidades por el Gremio y las empresas. Para el caso particular del nivel 1, dicho estudio entre otros aspectos no consideró las pérdidas de acometidas y en medidores y en general los resultados de esta consultoría presentaban diferencias significativas con los datos de las empresas, por ello para el nivel de tensión 1 se debería utilizar el Estudio de la UTP con los ajustes sugeridos por ASOCODIS en su oportunidad (comunicación ACD No.10-180) y los mencionados acerca de utilizar la totalidad de circuitos típicos presentados por las empresas y no la muestra reducida entregada por la CREG a la UTP a partir de la cual se obtuvieron los resultados presentados en su momento.

Ver respuestas a las preguntas No. 7, 10 y 11.

- 88. La Comisión hizo especial claridad en el sentido de que las pérdidas técnicas eficientes de nivel 1 aprobadas en los cargos de cada OR podrían estar sujetas a modificación una vez definidos los planes de pérdidas, se adjunta respuesta dada a CODENSA mediante comunicación (Anexo No.1). Con base en ello, se requiere establecer de manera definitiva los valores de pérdidas técnicas reconocidas para el nivel 1 a los OR's, a través resolución tal como se expresa en la Resolución CREG 184 de 2010.**

Ver respuestas a las preguntas No. 7, 10 y 11.

- 89. Para todos los OR's deben hacerse explícitos los valores a reconocer de las pérdidas técnicas y no técnicas de nivel 1, con los cuales se dará inicio a los planes de pérdidas.**

Ver respuestas a las preguntas No. 7, 10 y 11.

- 90. Se considera razonable el planteamiento de la CREG para hacer la evaluación del Plan. En todo caso se debe garantizar el derecho a la presentación de comentarios y pruebas del OR ante observaciones a la liquidación del LAC o sobre las revisiones de cumplimiento que establece la CREG.**

Ver respuesta a la pregunta No. 32

- 91. Se sugiere a la CREG que permita modificar las metas al menos dos veces en cualquier período durante la ejecución del Plan y hasta máximo dos años antes de la finalización del mismo. Esta sugerencia se basa en el hecho de que acertar en las metas de pérdidas definidas con cinco años de anticipación en mercados donde se presentan todo tipo de acciones por parte del mercado y un rápido aprendizaje de los usuarios fraudulentos, resulta prácticamente imposible. Estas revisiones podrán, por supuesto ser hacia arriba o hacia abajo, en el índice y desde luego podrían establecerse en la regulación unos rangos máximos o mínimos de variación que sean razonables.**

Ver respuesta a la pregunta No. 9

- 92. Dado que los índices de pérdidas porcentuales son relativos y dependen de las variaciones de la demanda en cada nivel de tensión, se sugiere utilizar para efectos de la evaluación del cumplimiento de la senda, las pérdidas en términos de energía GWh-Año, para lo cual sería necesario que la CREG especifique de manera clara la metodología de cuantificación de esta energía.**

Ver respuesta a la pregunta No. 5

- 93. Es importante resaltar que el cálculo del Indicador de Pérdidas Totales involucra variables exógenas tales como altas cargas industriales de los niveles de tensión 3 y 4 que distorsionan a la baja el índice total porcentual de pérdidas de un mercado de comercialización y cuando estos usuarios deciden autogenerar impactan el índice total de pérdidas al alza en grandes proporciones, sin que ello este bajo el control de la empresa, lo cual podría afectar el cumplimiento de los planes de varios OR's si su seguimiento se realiza en función del porcentaje de**

pérdidas y no de la energía recuperada. De no adoptarse esta medida, empresas con índices de pérdidas totales crecientes estarían siendo evaluadas por incumplimiento de las metas cuando en realidad se trata de situaciones no controlables que elevan el indicador así el OR esté reduciendo en los GWh previstos las pérdidas en su mercado.

Ver respuesta a la pregunta No. 85

94. Es conveniente explorar la posibilidad de que la tolerancia para el cumplimiento de las metas sea definida en términos porcentuales y como una banda única para todos los OR's, teniendo en cuenta los márgenes de tolerancia presentados en la ejecución de proyectos de este tipo, pues los márgenes propuestos son muy pequeños lo que tendría una alta probabilidad de incumplimiento. Adicionalmente, no se encuentra razonabilidad para que estas tolerancias se establezcan en función de las diferencias entre los costos presentados por los OR's por debajo del costo que arroje el modelo y mucho menos que OR's que presenten planes con costos superiores y acotados por la CREG no tengan ningún margen de tolerancia.

Ver respuesta a la pregunta No. 28

95. Se propone definir un margen de error para los aspectos a revisar en el cual se pueda mover el OR, pues de lo contrario permanentemente podría estar entrando en causal de suspensión y rápidamente perdería la remuneración del programa. Este planteamiento es especialmente crítico en la información del amarre de los usuarios a la red, pues, como se dijo anteriormente, esta información es muy dinámica y cambiante ante cualquier intervención por diferentes motivos: cambios de topologías, maniobras de emergencia o de operación normal, instalación de nuevas redes, etc.

Ver respuesta a la pregunta No. 42

96. En cuanto a la verificación del balance de ingresos, excedentes y gastos, se solicita a la CREG que exista la posibilidad de que el OR de las explicaciones pertinentes y, en caso de diferencia se permita devolver los ingresos, siempre y cuando existan explicaciones razonables para la diferencia. Esto por cuanto ninguna empresa está exenta de cometer errores numéricos en la contabilidad o de interpretar algún rubro de manera incorrecta.

Las empresas deben contar con los mecanismos de verificación de esta información para evitar cometer errores en la presentación de sus cuentas principalmente ante los organismos de vigilancia y control.

97. En este sentido, penalidades como la establecida por mayores ingresos obtenidos durante algún periodo del plan de pérdidas afectan la libertad de ejecución del proyecto para el Operador de Red. Las inversiones pueden variar durante el periodo del proyecto siendo unos años más intensivos que otros en inversión, dependiendo de la estrategia del OR para cumplir la meta asumida. Esto puede ocasionar que la anualidad definida por la variable CAP no sea suficiente en algunos años, diferencia que en ese momento sería asumida por el Operador de red y que será recuperada posteriormente a lo largo del Plan.

La metodología no considera penalidades, la metodología de revisión de las cuentas permite que al final de cada año puedan existir excedentes (dineros recaudados pero no utilizados en el plan durante ese periodo) que deben ser registrados en la contabilidad de la empresa.

98. En general se solicita a la CREG que en todos los procesos que impliquen afectaciones en los ingresos y cargos que hayan sido reconocidos a los OR's mediante resoluciones previamente, se establezca regulatoriamente un procedimiento que respete el debido proceso de las empresas para presentar comentarios y observaciones sobre la situación ocurrida que motiva el aparente incumplimiento de los requisitos establecidos y pueda ejercer su derecho a la defensa o controversia de contar con argumentos para ello. En general, se debe garantizar la aplicación de los procedimientos administrativos para actos unilaterales en los términos del Artículo 106 de la Ley 142 de 1994.

Todas las actuaciones de la CREG se enmarcan dentro de lo establecido por la Ley, así, los procedimientos administrativos que se lleven a cabo para la aprobación de los cargos para la aprobación de los planes de reducción de pérdidas seguirán los procedimientos de Ley.

99. El interés cuando se deban devolver los dineros recaudados por incumplimiento del plan debe ser igual al máximo reconocido en el mercado financiero.

El interés propuesto corresponde al máximo permitido por la Ley.

100. En la propuesta de CREG se deben devolver los ingresos en la mitad del tiempo en que se recibieron, con lo cual el CPROG a devolver en un mes puede llegar a ser el doble de lo que se venía percibiendo (antes de intereses). Se sugiere que la devolución se haga en un período igual al presentado entre la suspensión y cancelación del plan, es decir se elimine el 2 del numerador de la fórmula del CPROG a devolver.

Se revisarán los plazos de devolución de ingresos recibidos por los OR ante la cancelación del plan.

101. Los factores $IPR_{n,m,j}$ (Porcentaje de Pérdidas de Energía Eficientes reconocidas por la CREG para el mercado de comercialización j , en el mes m , acumulados hasta el nivel n del Sistema de Distribución respectivo) que aparecen en este artículo, son equivalentes a los factores de cada nivel de tensión para referir las medidas de energía al STN (numeral 12.3 de la Resolución CREG 097 de 2008) y no a los factores $P_{j,n}$ mencionados en los Artículos 14 y 15 del Proyecto de Resolución No. 1, lo cual debe ser corregido como se mencionó en dicho proyecto.

Ver respuesta a la pregunta No. 51

102. Se considera razonable la modificación propuesta para la asignación de pérdidas no técnicas entre los comercializadores minoristas de un mercado de comercialización, en cumplimiento de lo establecido en el Decreto 387 de 2007 modificado por el Decreto 4977 de 2007. Sin embargo, se deben considerar las observaciones sobre la fórmulas para calcular los $PTS_{i,j,m}$ y $PTC_{i,j,m}$ requeridos para el cálculo de las pérdidas a distribuir $PAI_{i,j,m}$ mencionados en los comentarios al Anexo 4 de la primera resolución.

Ver respuesta a la pregunta No. 78

103. Se solicita a la Comisión aclarar el alcance de las modificaciones que se proponen sobre el Artículo 3 de la Resolución CREG 121 de 2007, en cuanto a que el ASIC establecerá la Demanda Comercial del comercializador minorista “no integrado” por Mercado de Comercialización, según reglas vigentes y no se hace alusión al comercializador incumbente, en particular es importante aclarar la asignación de pérdidas de cada comercializador entre su mercado regulado y no regulado.

Para el comercializador incumbente se mantienen las condiciones de cálculo de la demanda comercial, es decir, la energía de entrada al sistema referida al STN menos la demanda comercial de los demás comercializadores presentes en su mercado.

104. Otro tema de suma importancia que debe ser considerado en la resolución definitiva, tiene que ver con las herramientas regulatorias requeridas para que las empresas limiten las acciones fraudulentas de los usuarios. Es importante aclarar que no pretendemos hacer referencia al tema de facultad sancionatoria que como sabemos fue suprimido por la Corte Constitucional, si no a los aspectos relacionados con la recuperación de energía y la posibilidad de cobrar consumos no facturados sin acción u omisión de la empresa por períodos superiores a los cinco meses.

ASOCODIS remitió a la CREG la comunicación ACD 09-147, Radicado CREG No. E-2009-007059, teniendo como asunto el tema de recuperación de energía. En dicha comunicación ASOCODIS presentó los planteamientos y justificaciones por las cuales nuestras empresas asociadas consideran que legalmente es válido aplicar para efectos de la recuperación de energía el Artículo 146 de la Ley 142/94 y no el Artículo 150 de esa misma ley.

Adicionalmente, se solicitó a la Comisión con el objeto de brindar seguridad jurídica al procedimiento de recuperación de energía, que, en ejercicio de sus facultades regulatorias, aclare la regulación pertinente sobre la materia, genere los incentivos que permitan evitar el fraude de energía y fije los criterios generales de procedimiento para determinar los consumos no registrados y recuperar la energía.

Dado que este tema se convierte en fundamental para contribuir al éxito de los planes de pérdidas, reiteramos una vez más a la Comisión la necesidad de que se aclare e incluya en la regulación sobre los planes de pérdidas.

Ver respuesta a la pregunta No. 12

COMENTARIOS CARIBE

105. El resultado del modelo de la UTP debe ser utilizado como una referencia para la evaluación de eficiencia y no como un costo techo

(...) Al respecto consideramos necesario tener en cuenta en la determinación del costo eficiente a reconocer por los planes de recuperación de pérdidas no técnicas, que el costo marginal de recuperación de pérdidas para una empresa se incrementa a medida que se ejecutan los proyectos de recuperación, porque

cada vez es necesario un mayor uso de tecnología y de soluciones basadas en inversión de capital, respecto a menores volúmenes de energía recuperada. (...)

Ver respuesta a la pregunta No. 4

Adicionalmente, se señala que en la información de la serie de datos que alimenta el modelo se presentan costos marginales incrementales a medida que se obtienen menores niveles de pérdidas, por lo cual los resultados del modelo responden a este efecto.

106. El indicador para la evaluación y seguimiento del plan debe formularse en términos de la variable gestionable para el OR

Se debe tener en cuenta que, acorde con lo expuesto en la respuesta a la pregunta 3, los planes tienen la flexibilidad necesaria para que un OR, que conoce todas las características de su mercado, pueda plantear metas acordes a sus necesidades.

107. El criterio para la distribución mensual de pérdidas no debe penalizar al OR

La metodología propuesta no establece penalizaciones sino que busca reglamentar las políticas de asignación de pérdidas entre los comercializadores de un mismo mercado. Tal como lo establece el Decreto 387 de 2007, las pérdidas que se encuentren por encima de la senda de reducción planteada por un OR deben ser asumidas por éste.

No obstante lo anterior, se revisará la forma de establecer la variable $PTS_{i,j,m}$.

108. Es necesario adecuar la información de ventas de energía utilizada para valorar el plan

i) Considerar las ventas de Electricaribe Mipymes de Energía como usuarios de Electricaribe y no como fronteras del comercializador. La información de dicha empresa debe ser extractada del SUI y no de la base de información de XM.

ii) Excluir de las ventas reportadas en el formato de información comercial el consumo distribuido para los usuarios de las zonas especiales áreas rurales de menor desarrollo (ARMD's) y zonas especiales de difícil gestión (ZDG's).

iii) Excluir la energía facturada a los clientes por irregularidades, la cual ha sido reportada como parte de la venta al cliente final en los formatos del SUI, ante la no disponibilidad de un campo de información que permitiera su reporte de forma separada.

La fuente primaria con la que se realizan las liquidaciones de las transacciones en el mercado mayorista es la reportada por los comercializadores al LAC. No se evidencia razón justificable que indique que dicha información no sea confiable para determinar las responsabilidades de los agentes ante el mercado y por tanto se considera que debe ser la base de los cálculos de pérdidas en un mercado de comercialización.

Por otra parte, no es entendible la solicitud de excluir información de ventas de energía para algunos tipos de usuarios como lo son los que se encuentran en zonas especiales, más aún cuando dicha energía ha sido registrada por los medidores que agrupan el consumo de dichos usuarios y que puede ser objeto de cobro. No es correcto confundir los índices de cartera con los de pérdidas de energía eléctrica.

La propuesta de resolución plantea que para efecto de los cálculos de los índices de pérdidas de energía no se debe incluir la “energía recuperada” dado que estas cifras pueden distorsionar el índice deseado. En caso que las ventas en el SUI consideren este tipo de datos, se sugiere efectuar los procedimientos pertinentes ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios para ajustar las respectivas bases de datos.

109. La formulación de los factores de tolerancia en función del costo reconocido para el plan de recuperación de pérdidas nos parece inconveniente.

(...) La propuesta hecha en el numeral 6.1 del proyecto de resolución No. 1 conduce a que los OR's presenten una solicitud subestimada del costo del plan de reducción de pérdidas no técnicas en aras de obtener un mayor margen de tolerancia.

Ver respuesta pregunta 3

110.Modificación de las metas: Por definición los planes de reducción de pérdidas no técnicas son dinámicos y deben ser flexibles para adaptarse a las circunstancias en las que se ejecutan. El amplio número de variables en el que pueden variar las condiciones de ejecución del plan, hace necesario que se contemple la posibilidad de ajustar las metas a la evolución real de dichas condiciones, con el fin de otorgar viabilidad a su ejecución. Por ello consideramos necesario que se le otorgue la posibilidad a los OR's de modificar en por lo menos, dos ocasiones las metas de la senda de pérdidas, la primera a realizarse en cualquier momento del segundo al cuarto semestre de ejecución del plan y la segunda del quinto al séptimo semestre.

Ver respuesta pregunta 9

111.Consideramos necesario revisar la causal de verificación propuesta en cuanto a la información de vínculos usuarios – red para determinar la suspensión del plan.

Ver respuesta a la pregunta No. 42

112.(...) es necesario que, con relación a lo propuesto en el literal b del artículo 10 de dicho proyecto, se tenga en cuenta la alta fluctuación y variabilidad que presenta el indicador de pérdidas alrededor de la senda de reducción de largo plazo, en los datos históricos de los OR's

Ver respuesta a la pregunta No. 3

113.La aplicación de la formulación planteada en el numeral 8.1 del proyecto de resolución en cuestión conduciría a que los operadores de red tengan que realizar devoluciones hasta 30% superiores a los montos recibidos de los usuarios durante el periodo de incumplimiento.

Con el fin de hacer simétrico el riesgo de incumplimiento respecto al esfuerzo realizado por el OR en la reducción de las pérdidas y teniendo en cuenta que se aplica una tasa de interés superior a la de los créditos comerciales, sugerimos que la devolución de recursos se haga de forma proporcional al grado de acercamiento del OR a la meta propuesta.

La metodología considera que los OR solamente tienen que devolver los recursos recaudados durante los periodos de incumplimiento de las metas, con lo cual el riesgo del plan es simétrico entre los OR y la demanda en la medida que los usuarios pagan mientras el plan se cumpla y los OR reintegran los ingresos por el incumplimiento.

Adicionalmente la metodología considera una banda de tolerancia y la posibilidad de modificar las metas del plan en dos oportunidades.

114. Planteamos la necesidad de que el CPROG se devuelva únicamente a los clientes que hayan contribuido efectivamente con la ejecución del plan mediante su pago. En consecuencia, el CPROG no debería ser devuelto a quienes no lo cancelaron o a quienes estén en mora en el momento de efectuar su devolución.

La determinación precisa de los usuarios y los montos aportados por cada uno puede convertirse en un cálculo complejo y posiblemente difícil de aplicar, a diferencia de la devolución planteada en la propuesta de resolución, basada en devolver los recursos, a que haya lugar, a los usuarios de un mismo mercado en ese momento determinado y según su consumo, independientemente de que se hayan encontrado o no al momento del cobro o que se encuentren al día o en mora en el pago del servicio.

115. En el artículo 15 del proyecto de resolución se establece que para los niveles de tensión 2, 3 y 4 las pérdidas reconocidas, (P_j, n) corresponden a las pérdidas técnicas aprobadas a cada OR en la resolución particular de costos y cargos máximos de distribución, calculadas de acuerdo con lo establecido en el numeral 12.1 del anexo general de la Resolución CREG 097 de 2008.

Así mismo se plantea que, “de acuerdo con los párrafos 1 y 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 119 de 2007 los valores de las variables $IPR_{n,m,j}$ corresponderán a los definidos en este artículo a partir del primer día hábil del mes siguiente a la fecha límite para la presentación de los planes” (subrayado nuestro).

La redacción propuesta en el segundo inciso de este artículo, debe ser corregida, dado que se presta para interpretar incorrectamente que los $IPR_{n,m,j}$ son iguales a las pérdidas técnicas reconocidas en cada nivel de tensión (P_j, n) .

Se revisó y ajustó la redacción del artículo 15 de la Resolución CREG 184 de 2010

116. Igualmente es necesario que se dé claridad a la metodología y criterios que se emplearán para calcular el porcentaje de pérdidas no técnicas reconocidas que se aprobará para cada OR. En este caso se deben tener en cuenta las especificidades propias de cada mercado en cuanto a las condiciones actuales de pérdidas, niveles de pobreza, capacidad de pago de la población, condiciones de infraestructura y de urbanismo, fortaleza de las instituciones y las autoridades de policía en el apoyo para garantizar el cumplimiento de la legislación y la normatividad vigentes. Así mismo, es fundamental que dicho nivel de pérdidas no técnicas reconocidas se establezca considerando los niveles eficientes de pérdidas que pueden alcanzar los OR's para los que el ingreso marginal y el costo marginal se igualan.

Como lo manifestamos en nuestra comunicación remitida a la Comisión el 30 de agosto de 2010, es necesario que se incluyan las pérdidas técnicas de las

acometidas y de los medidores dentro del porcentaje de pérdidas reconocido de nivel de tensión 1.

En la actualidad, tales pérdidas técnicas no están incluidas en el porcentaje reconocido y observamos, de acuerdo a lo planteado por los representantes de la Universidad Tecnológica de Pereira en el taller de noviembre de 2010, que en los porcentajes de pérdidas del estudio publicado con la Circular 052 de 2010 no se han considerado.

En el estudio de pérdidas técnicas de nivel de tensión 1 desarrollado por la UTP se consideran las pérdidas en acometidas y medidores. Adicionalmente se señala que para todos los OR, el valor de pérdidas técnicas de nivel de tensión 1 estimado por la UTP es inferior a las pérdidas de nivel de tensión 1 reconocidas actualmente.

La propuesta no considera que se deba aprobar un porcentaje de pérdidas no técnicas no reconocidas para cada OR ni tampoco un porcentaje de pérdidas técnicas del nivel de tensión 1. La propuesta considera la aprobación de pérdidas de nivel 1 que integran las técnicas y las no técnicas reconocidas que, al final de la senda, deberán ser inferiores o iguales a las que se encuentran aprobadas hoy, permitiendo que los usuarios reciban los beneficios de adelantar los planes de reducción de pérdidas no técnicas.

Respecto del punto de eficiencia particular, cada OR, con la información que posee podrá efectuar los análisis que considere pertinentes para encontrar el nivel de pérdidas donde el ingreso marginal es igual al costo marginal y proponer las metas que considere que puede alcanzar, que de acuerdo con la señal regulatoria de pérdidas eficientes a ser remuneradas con posterioridad a la finalización de los planes de reducción, podría ser igual o inferior a dicho límite y para lo cual se ajustó la determinación del nivel de pérdidas de Nivel de Tensión 1 a reconocer con posterioridad a la finalización del Plan.

117. Es necesario que los niveles de pérdidas que se reconozcan a los OR's al finalizar el plan de reducción de pérdidas no técnicas esté fundamentado en un análisis económico específico para cada sistema, de forma que dicho nivel de pérdidas sea consistente con la condición en la cual el costo marginal de recuperación de pérdidas sea igual al ingreso marginal obtenido por su reducción.

Ver respuestas a las preguntas No. 7, 10 y 11.

118. El Decreto 387 de 2010 estableció que la regulación debe crear los mecanismos para incentivar la implementación de planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica de corto, mediano y largo plazo para llegar a niveles eficientes en cada mercado de comercialización. (...) Con base en lo anterior, para darle aplicación a lo establecido en el Decreto 387, sugerimos que cada cinco años los OR's le presenten a la CREG un plan de mantenimiento de los niveles de pérdidas no técnicas en los niveles eficientes que se determinen.

En caso que al momento de presentación del Plan de reducción un OR haya registrado costos de reducción de pérdidas en sus cuentas reconocidas en el AOM de distribución, deberá informar de esta condición a la CREG para que no sean remunerados doblemente, a través del AOM de distribución y a través del plan.

Respecto de la sugerencia de presentación de un plan de mantenimiento de pérdidas cada cinco años, es necesario aclarar dos aspectos a saber:

- El alcance del Decreto 387 de 2007 no incluye el "mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica" y por tanto, aquellas empresas que ya alcanzaron o que al final de los planes alcancen los límites regulatorios, no serán objeto de ninguna remuneración por concepto de planes de reducción de pérdidas.
- Se entiende que el Decreto 387 de 2007 permite la aplicación temporal de un programa que de ninguna manera puede ser entendido como parte del régimen tarifario permanente, con lo que la vigencia de los planes está dispuesta por cinco (5) años, considerando que es el incentivo suficiente para que los OR, que lo deseen y así lo consideren, continúen ejecutando planes de largo plazo.

119. Por otra parte, una vez finalice la ejecución del plan de recuperación de pérdidas, es necesario que el gasto de AOM de los OR's incorpore los mayores gastos adicionales incurridos durante la ejecución del plan de recuperación de pérdidas. (...) Por lo anterior, es necesario que se contemple la adecuación de las cuentas consideradas en la Circular CREG 085 de 2008, con el fin de que en el procedimiento de auditoría de los gastos AOM que se realiza en virtud de lo establecido en el numeral 10.3 de la Resolución CREG 097 de 2008.

Dado que este aspecto está relacionado con la determinación de la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica que debe reemplazar la vigente, establecida en la Resolución CREG 097 de 2008, la oportunidad para revisar la remuneración del AOM y su estructura se dará cuando se presenten las respectivas propuestas y no en la resolución de planes de reducción de pérdidas.

120. Es necesario que la legislación y la regulación le proporcionen a los OR's herramientas efectivas para desincentivar en los usuarios el fraude a las conexiones y/o a la medida y por ende permitan reducir de forma efectiva las pérdidas de energía en los mercados de comercialización, especialmente en mercados como el de la Costa Atlántica carente de apoyo institucional a través de las autoridades civiles y de policía.

Ver respuesta a la pregunta No. 12

121. Ajustes al reglamento de comercialización que está por expedirse

Los aspectos que están relacionados con el reglamento de comercialización serán tratados en la resolución que reglamente el tema.

COMENTARIOS EPSA

122. Se indica que para efectos de lo establecido en el Artículo 14 de la Resolución CREG 119 de 2007, el inicio del programa de reducción de pérdidas no técnicas corresponde al primer día hábil del mes siguiente a la fecha límite para presentación de los planes. Esto se interpreta como que la aplicación del CPROG en el CU se daría a partir de la presentación del plan, pero en este momento no se tendría la aprobación de este por parte de la CREG.

En el artículo 3 se encuentra una fecha determinada para el inicio del programa para que se puedan aplicar las normas establecidas en el artículo 16. No obstante lo anterior, se revisó la redacción y se ajustó.

123. Se indica que los mercados de comercialización que tengan pérdidas inferiores a las pérdidas reconocidas no deberán presentar un plan de reducción de pérdidas no técnicas. Sin embargo, se debe considerar que los OR que han alcanzado estos niveles de pérdidas, lo han logrado con inversiones considerables, las cuales si bien ya se realizaron, se requiere un esfuerzo adicional para lograr mantenerse en estos niveles. Por lo tanto, se debe considerar un reconocimiento para que la empresa pueda controlar la reincidencia, lo que implica invertir en tecnología, y mantener los índices de pérdidas alcanzados en el largo plazo.

Ver respuesta a la pregunta No. 1

124. Cuando en la visita en campo definida en el numeral 7.1 del Anexo 7 se verifica que la vinculación de usuarios a la red está incompleta o desactualizada en el SUI, se considera incumplimiento cuando alguno de los usuarios encontrados en la visita no se encuentra registrado o presenta información diferente, se suspende la remuneración de manera inmediata. El cumplimiento definido de esta manera es muy difícil, pues los sistemas de distribución son muy dinámicos, especialmente en baja tensión y pretender un nivel de error de cero en la práctica es imposible. Si bien los agentes contamos con herramientas y procedimientos para gestionar esta variable, debería permitir un margen para tener en cuenta las inconsistencias que en la operativa se pueden presentar. De acuerdo con la propuesta cuando se identifique esta situación dos veces, caso que podría ser frecuente, se daría la cancelación del plan. En este sentido solicitamos tener en cuenta un margen de error que igualmente se debe corregir, pero que no necesariamente implique la suspensión y hasta la cancelación del plan.

Ver respuesta a la pregunta No. 42

125. El literal b) plantea que la reincidencia es una de las causales de suspensión y cancelación automática del plan. Consideramos que si el OR cumple con las metas, se desvía en algún período y se le aplica la suspensión, pero posteriormente logra corregir y volver a la senda, una reincidencia no le debería ocasionar la cancelación automática del plan. La cancelación del plan solo debería aplicar por el incumplimiento de tres períodos consecutivos.

El incumplimiento de parámetros tales como vinculación de usuarios o desviaciones temporales de la senda establecida en el plan, no debería ser causal de cancelación del plan por reincidencia.

En efecto, de acuerdo con el literal a) del artículo 10, la suspensión se configura cuando ha existido el incumplimiento a las metas en dos períodos consecutivos con lo que la cancelación del plan se daría cuando se incumplan tres períodos consecutivos.

126. La constitución de la fiducia implica congelar los recursos del programa durante el período de suspensión, y podría agudizar el tema de incumplimiento. Entendemos que el objetivo es asegurar que en caso de cancelar el programa los recursos están disponibles para devolver a los clientes. Sin embargo, a través de la tarifa la devolución está asegurada, por lo tanto, no se considera adecuado incurrir en este costo y además no poder disponer de los recursos cuando está en suspensión dado que debe continuar trabajando en recuperar la senda.

Igualmente se podría considerar como alternativa una póliza, respaldada con los activos de distribución.

Ver respuesta a la pregunta No. 31

127.El artículo se refiere a las variables IPR, que corresponden a la fracción o porcentaje expresado como fracción de las pérdidas de energía eficientes reconocidas acumulados hasta el nivel n. Sin embargo, en el artículo 15 se mencionan los $P_{j,n}$, que corresponden a los factores de pérdidas reconocidas para el nivel de tensión específico. Este párrafo debe cambiarse por la variable $PR_{n,j}$ (Que son los factores para referir al STN) de la Resolución CREG 097 de 2008, la cual se calculará con base en los nuevos $P_{j,n}$ a reconocer.

Se revisó y ajustó la redacción del artículo.

128.Al igual que el Artículo 15, el $P_{j,1}$ corresponde al factor de pérdidas reconocidas para el nivel de tensión 1, sin embargo debe referirse a la variable $PR_{n,j}$ (Que son los factores para referir al STN) de la Resolución CREG 097 de 2008, la cual se calculará con base en el $P_{j,1}$ establecido en la Resolución del Plan de Pérdidas.

Se revisó y ajustó la redacción del artículo.

129.La restricción de no subir el Costo Unitario por encima del 3% por la aplicación del $CPROG_{j,m}$ puede ocasionar que alguno de los comercializadores del mercado no pueda incluir el 100% del CPROG. Es necesario garantizar que el LAC hace el ajuste correspondiente en el CPROG aplicable, y se permite recuperar en meses posteriores el incremento en un mes que se deja de aplicar por efectos de este límite. Dado que el Operador de Red debe recibir el valor completo del CPROG, surgen las siguientes inquietudes:

Como el valor del CPROG es igual para todos los niveles de tensión, se presenta una mayor probabilidad de que se presente esta limitante en los niveles de tensión 4, 3 y 2 que tienen tarifas mucho menores que las del nivel de tensión 1.

Existirán algunos Comercializadores que lo cobren completo y otros no, razón por la que se pueden dar asimetrías entre comercializadores. Los comercializadores que no puedan cobrar el cargo completo quedarán con un déficit.

Ver respuesta a la pregunta No. 54

130.El plan se presentará hasta 90 días después de la publicación de la metodología. De acuerdo con el cronograma los planes se presentarían a finales del año 2011. Surge la pregunta de cuál sería el período de referencia. Dado que la ola invernal presentada el año anterior afectó fuertemente el comportamiento de la demanda y los indicadores de pérdidas y por lo tanto, se obtuvieron resultados atípicos, solicitamos considerar como referencia un promedio de los dos años de tal manera que se tenga una referencia típica del indicador de pérdidas.

Tener un promedio de referencia de dos años se contrapone a los parámetros de entrada del modelo de costos e introduciría distorsiones indeseables en los índices.

131. Debido a que la energía recuperada por irregularidades (energía facturada por recuperación de fraudes) no será incluida en el cálculo del indicador de cumplimiento de la meta propuesta, es necesario que la información base para establecer el punto de inicio no considere la energía de irregularidades como ventas. En este sentido la información reportada al SUI se debe depurar para este efecto.

Ver respuesta a la pregunta No. 108.

132. En cuanto al requisito de presentar un procedimiento verificado por un auditor externo para garantizar la actualización de la información, solicitamos tener en cuenta que uno de los requisitos de la auditoría presentada por los Operadores de Red para el inicio del nuevo esquema de calidad fue precisamente esté cumpliendo con lo establecido en el numeral 11.2.6.3 de la Resolución CREG 097 de 2008. Solicitamos que este requisito se considere cumplido para aquellos agentes que presentaron el informe de cumplimiento para el inicio del esquema de calidad.

Se revisó y ajustó la redacción al respecto.

COMENTARIOS CODENSA

133. Resaltamos la labor de la Comisión en el establecimiento de reglas e incentivos para el manejo de las pérdidas en el Mercado Eléctrico Colombiano. Sin embargo, consideramos que esta propuesta debe ser complementaria a la asignación de la responsabilidad de la medida a los Operadores de Red, teniendo en cuenta que la gestión y la responsabilidad de las pérdidas hacen parte de sus compromisos.

No es objeto de esta propuesta definir aspectos relacionados con la responsabilidad de la medida, sin embargo, esta solicitud se evaluará en la definición del reglamento de comercialización.

134. Para el caso de las empresas que deben presentar plan de pérdidas por tener pérdidas reales superiores a las reconocidas actuales, observamos que el planteamiento de periodos de evaluación semestrales puede introducir efectos de estacionalidad en los índices de pérdidas calculados al OR objeto de verificación. Por lo anterior, solicitamos que los periodos de evaluación de los planes de pérdidas sean anuales, estando así más alineados con el resultado que arroje el modelo de redes neuronales que fue entrenado con una serie de datos anual.

Para evitar los efectos de estacionalidad para calcular los índices cada seis meses, se propuso utilizar información de energía de entrada y salida con una ventana anual.

De otra parte, se recuerda que las metas de reducción de pérdidas en cada semestre son definidas por el OR, independientemente de los resultados del modelo.

135. Otro aspecto importante a tener en cuenta por la Comisión para las empresas que deben presentar un plan de pérdidas, consiste en implementar lo planteado

por la Resolución 097 de 2008 donde se indica que el índice total de pérdidas reconocidas será el resultante de la suma de las pérdidas técnicas reales de cada mercado y las pérdidas no técnicas eficientes. En contraste con lo anterior, la metodología propuesta por la Resolución 184 de 2010 consiste en mantener el reconocimiento actual a los OR con pérdidas reales superiores a las reconocidas, lo que ocasiona que en muchos casos las pérdidas totales reconocidas a un OR sean menores a las pérdidas técnicas reales.

De acuerdo con los estudios realizados por la Comisión, los índices de pérdidas del nivel de tensión 1 aprobados actualmente reconocen la totalidad de las pérdidas técnicas estimadas de este nivel en todos los sistemas de distribución del país.

136. Consideramos conveniente que el cálculo de la variable CPROG sea aprobado por la Comisión una sola vez al inicio del plan de pérdidas y actualizado mensualmente con el IPP. Lo anterior procurando la simplicidad del esquema y considerando los problemas que se han tenido con los tiempos de liquidación empleados por el LAC para la publicación de variables como el STR y ADD, así como la poca confiabilidad que tiene la información del SUI.

Por la naturaleza de los planes, no se considera apropiado aplicar un esquema de este tipo para su remuneración.

137. En cuanto a la remuneración de los activos de distribución necesarios para el desarrollo del plan de pérdidas, consideramos que éstos deben ser incluidos en la próxima revisión tarifaria conforme la metodología actual de cargos de distribución, como aplica para los niveles 3, 2 y 1. En este sentido, no deben tenerse en cuenta en el cálculo de la anualidad que remunerará el plan de pérdidas de cada OR, cuyo contenido debe ser los costos y gastos que componen las actividades asociadas a la ejecución del plan.

La propuesta considera que de manera excepcional, durante la ejecución del plan y hasta que se modifiquen los cargos actuales de las empresas, se reconozca el valor correspondiente a la anualidad de las inversiones realizadas con el objetivo de reducir pérdidas técnicas de energía.

Sin embargo, las empresas que lo deseen pueden diseñar su plan sin incluir estos activos y posteriormente puedan ser parte de la remuneración de la actividad de distribución.

138. Para el caso de la Empresas que no deben presentar un plan de pérdidas por tener pérdidas reales inferiores a las reconocidas actuales, es necesario que la Comisión aclare cómo se implementará el reconocimiento de los gastos para asegurar el sostenimiento de estos niveles de pérdidas. Si bien para el caso de Codensa los gastos de pérdidas son reconocidos actualmente a través del cargo de comercialización, debemos tener certeza del tratamiento de gastos e inversiones en el futuro, considerando que no todos los agentes realizan el mismo procedimiento de reporte de costos y gastos por actividades, tal como se verifica en las respuestas a la Circular CREG 067 de 2010.

Teniendo en cuenta que no todas las empresas reportan los gastos y costos asociados con pérdidas de energía de la misma forma, se revisará de manera integral la regulación de las actividades de comercialización, distribución y planes de pérdidas para no remunerar estos

valores por diferentes conceptos y asegurar su incorporación dentro de los valores aprobados a las empresas.

139. Finalmente, teniendo en cuenta que el esquema de incentivos le ha traído a Codensa impactos negativos por USD\$64 Millones de dólares desde 1998 hasta el año 2005 por la diferencia entre pérdidas reales y reconocidas, y que como se observa a continuación éste costo no se ha recuperado a pesar de lograr unas pérdidas reales por debajo de las reconocidas en años recientes, resulta razonable que se mantenga el reconocimiento actual de pérdidas de 12.75% acumulado en Nivel de Tensión 1 al menos por los próximos 5 años desde la implementación de los planes de pérdidas, para compensar la pérdida obtenida.

La Ley establece que las mejoras en eficiencia deben ser trasladadas a los usuarios, en este sentido, y teniendo en cuenta el esfuerzo realizado por las empresas que cuentan con pérdidas reales inferiores a las aprobadas, la propuesta busca ajustar gradualmente el valor de pérdidas reconocidas por los usuarios para que en un término de dos años se ajuste el valor de pérdidas reconocido al presentado al inicio de los planes.

Bajo este esquema, la empresa continúa con el incentivo de reducir sus niveles de pérdidas respecto a las presentadas al inicio del plan para obtener un beneficio, tal como lo ha hecho hasta el momento.

140. Teniendo en cuenta que la gestión y la responsabilidad de las pérdidas hacen parte de los compromisos del Operador de Red, es necesario que la asignación de la responsabilidad de la medida esté a cargo de los Operadores de Red.

Ver respuesta a pregunta No. 133

141. La ejecución del plan de pérdidas visto como el desarrollo de un proyecto necesita un grado de libertad suficiente para que el Operador de Red, como gestor del proyecto, pueda tomar las mejores decisiones para optimizar las inversiones.

Se considera que la propuesta otorga al OR la libertad necesaria para desarrollar el proyecto por las siguientes razones: el OR es el encargado de definir las metas de reducción de pérdidas a las que desea llegar y estas no son modificadas por la Comisión, el OR puede ajustar sus metas durante la ejecución del plan, se realiza una evaluación por resultados y no por actividades y el factor de tolerancia para la evaluación de los planes se define en función del valor solicitado por el OR.

142. Los niveles de inversión requeridos para mejorar los índices de pérdidas no son función solamente de variables de tipo operativo como se propone a través del modelo de inversiones eficientes, sino que deben considerar aspectos socio-económicos y legales que inciden en el resultado de un plan de pérdidas. Un plan de pérdidas se diseña bajo ciertos parámetros de crecimiento y comportamiento de las pérdidas no técnicas, que a su vez son función del entorno; si el entorno cambia también el plan debe modificarse para adaptarse rápidamente a las nuevas exigencias o de lo contrario los resultados pueden ser deficitarios respecto a la nueva situación.

La información de costos entregada por los OR, y que sirvió de base para entrenar el modelo de estimación de costos, considera gastos asociados con actividades sociales, así como las

condiciones económicas del momento, por lo tanto el modelo ya tiene incorporados estos factores. Respecto a los cambios sociales, económicos, legales o de cualquier otro tipo, no pueden ser previstos de manera anticipada por ningún modelo de estimación.

De todas maneras, la propuesta permite que las empresas diseñen sus planes incorporando las actividades que consideren necesarias y las puedan ajustar durante la ejecución del plan, así como permite la modificación de las metas de reducción de pérdidas.

143. Solicitamos que los periodos de evaluación de los planes de pérdidas sean anuales y no semestrales como se propone en el proyecto de resolución. Una evaluación anual evitaría distorsiones en los índices por efectos de la estacionalidad en los mercados y estaría mejor alineada con el resultado que arroja el modelo de redes neuronales, que fue entrenado con una serie de datos anual.

Ver respuesta a la pregunta No. 134

144. Dado que el recaudo de los costos reconocidos en los planes de pérdidas se realizará a través de los Agentes Comercializadores por medio de la variable CPROG, es necesario que los pagos por este concepto al Operador de Red se encuentren garantizados de tal forma que se cuente a tiempo con los flujos de dinero aprobados para garantizar un correcto desarrollo del proyecto y proteger la suficiencia financiera de las Empresas Distribuidoras en ejecución de los planes de pérdidas.

Se revisó la solicitud y se considera que este tema es parte de los que se deben desarrollar en el reglamento de comercialización que se encuentra en revisión.

145. Debe existir una coherencia de esta Resolución con el Reglamento de Comercialización en el tratamiento de los Consumos No Registrados de clientes de otros comercializadores. Se debe aclarar que la asignación de pérdidas no técnicas no reconocidas entre todos los comercializadores de un mercado no exime de asumir el pago de Consumos No Registrados.

Ver respuesta a la pregunta No. 36

146. Artículo 4: Para el literal e) sugerimos la siguiente redacción "El incumplimiento injustificado de las metas será causal de devolución de parte o de la totalidad de los recursos recibidos por este concepto, para lo cual se tendrá en cuenta el grado de cumplimiento de la meta". Así mismo, es necesario aclarar cómo se calculará el "grado de cumplimiento" que se menciona en dicho literal.

Como criterio general se define en el artículo 4 que el incumplimiento en las metas aprobadas será causal de devolución de los recursos, complementariamente en los artículos 10 y 11 y en el Anexo 7 se establecen las causales de suspensión e incumplimiento según el grado de incumplimiento, así como los procedimientos para establecer el incumplimiento en los compromisos adquiridos por el OR.

147. Artículo 11: Consideramos que la penalidad establecida por mayores ingresos obtenidos durante algún periodo del plan afecta la libertad de ejecución que como gestor del proyecto debe tener el Operador de Red. Algunos años del plan pueden ser intensivos en inversiones ocasionando que la anualidad definida por

la variable CAP no sea suficiente, diferencia que en ese momento sería asumida por el Operador de red y que será recuperada en periodos posteriores donde naturalmente los ingresos serán mayores a lo ejecutado.

Ver respuesta a la pregunta 97

148. Artículo 12: Proponemos que en los casos de suspensión del plan de pérdidas, el OR pueda elegir entre constituir una fiducía o una garantía bancaria para garantizar el pago de recursos recaudados.

"Artículo 12. Constitución de una garantía bancaria o Fiducía por suspensión del Plan. Cuando el OR incurra en alguna de las causales de suspensión del plan, según lo establecido en el Artículo 10 de esta Resolución, podrá constituir una garantía bancaria garantizando el pago de recursos recaudados o una fiducía para que allí sean depositados los recursos recaudados por los Comercializadores por concepto del CPROG durante el periodo de suspensión de la remuneración del plan al OR.

El OR tendrá un plazo de un (1) mes para constituir una garantía bancaria garantizando el pago de recursos recaudados o una fiducía, en caso de constituir una fiducía no podrá utilizar los recursos depositados en esta mientras se encuentre suspendida la remuneración del plan al OR. Los costos asociados con la garantía bancaria o la Fiducía estarán a cargo del OR. Una vez constituida la fiducía o la garantía bancaria el OR deberá comunicar al LAC y a los Comercializadores del mercado la información necesaria para que sean consignados los recursos del programa durante el periodo de suspensión.

Si al finalizar el siguiente periodo de evaluación posterior al de la suspensión de la remuneración el OR cumple con la meta aprobada para ese periodo, se reiniciará la remuneración del plan y el OR podrá cancelar la garantía bancaria o la Fiducía y en este último hacer uso de los recursos depositados en ésta."

Ver respuesta a la pregunta No. 31

149. Artículo 17: Sugerimos las siguiente redacción "La CREG aplicará el mecanismo de verificación que se establece en el Anexo 7 de la presente Resolución, sin perjuicio de lo consagrado en los artículos 106 - 114 de la Ley 142 de 1994 y demás normas que garanticen el derecho de defensa del OR."

Ver respuesta a la pregunta No. 98

150. Anexo 2: Se encuentra una inconsistencia en la indexación de la variable CAPj, dado que en el numeral 2.1 se hace referencia a pesos de 2010, mientras que en la determinación del cargo mensual en el numeral 3.1 del Anexo 3 se hace referencia a pesos de 2007.

Ver respuesta a la pregunta No. 66

151. Anexo 3: la fórmula de cálculo del CPROG no debe incluir la energía en tránsito a otros Operadores de Red. El CPROG está incluido dentro del cargo de pérdidas que se cobra únicamente a los usuarios atendidos por cualquier comercializador

en el mercado de comercialización correspondiente, por lo tanto al incluir la energía en tránsito no se recaudaría totalmente la anualidad del plan de pérdidas.

Se revisó y se ajustó la fórmula.

152. Anexo 4: En cuanto a la distribución de pérdidas en los mercados de comercialización de acuerdo con el numeral 4.2, en caso que el OR finalice su plan de pérdidas antes de lo programado y sus pérdidas reales llegan a ser menores a las reconocidas durante algunos meses del último periodo de evaluación obteniendo así una variable PA negativa, las pérdidas reconocidas deben mantenerse tal como es el caso de los OR que no necesitaron presentar plan de pérdidas.

Se ajustó la propuesta para que la variable $PA_{i,j,m}$ no tome valores negativos.

153. Del Anexo 6 sugerimos la siguiente redacción para el numeral 1 "El LAC calculará mediante acto debidamente motivado, para cada OR, los índices de pérdidas totales, (...)"

La propuesta señala que el LAC debe calcular los índices de pérdidas totales con base en la metodología establecida en el Anexo 4, la cual contiene el detalle de las fórmulas y las fuentes de información a utilizar. Por lo anterior no se considera necesario incorporar la expresión "debidamente motivado" en este numeral.

154. Del Anexo 6 sugerimos la siguiente redacción para el numeral 2

"Los OR tendrán un plazo de tres (3) días hábiles a partir del día siguiente de la publicación de los resultados para presentar sus observaciones sobre éstos. (...)

El duodécimo (12) día hábil del mismo mes, el LAC publicará los resultados finales de cálculo teniendo en cuenta todas las aclaraciones que se presenten. Contra la decisión del LAC procede el recurso de reposición".

La publicación de los índices de pérdidas estimados por parte del LAC, con base en la metodología señalada en la resolución no se constituye en una actuación administrativa ante la cual se pueda presentar un recurso de reposición, por lo cual no se considera la sugerencia.

155. Del Anexo 6 en el numeral 4, proponemos que el factor de tolerancia definido sea proporcional al índice de pérdidas del OR.

Ver respuesta a la pregunta No. 28

156. Del 6.2 Modificación de metas sugerimos la siguiente redacción para el literal e)

e) La CREG revisará la sustentación de ajuste de las metas presentada por el OR y realizará el procedimiento de evaluación y aprobación de las nuevas metas de acuerdo con lo establecido en el Artículo 7 de esta Resolución. Lo anterior garantizando el derecho de defensa del OR.

La modificación de las metas deberá estar efectivamente sustentada para que la CREG pueda decidir sobre dichas solicitud cuando sea presentada. Todas las actuaciones de la CREG garantizan el debido proceso.

157. Anexo 7: En caso que el OR reporte redes existentes a la fecha de solicitud del plan, este debe considerarse como causal de suspensión más no causal de cancelación del plan, de tal forma que el OR tenga oportunidad de corregir el error cometido.

Se busca que las empresas destinen los recursos pagados por los usuarios a la reducción de pérdidas y que tengan un control detallado de las actividades realizadas sobre sus redes, lo anterior, teniendo en cuenta que una de los principales actividades en la ejecución de un plan de pérdidas es la implementación de un sistema de información que permita a las empresas conocer el estado de su sistema.

COMENTARIOS EBSA

158. Para empresas como EBSA los índices de pérdidas en términos porcentuales distorsionan la realidad de las mismas por la variación de la demanda. Sugerimos utilizar para efectos de la evaluación del cumplimiento de la senda, las pérdidas en términos de energía GWh-Año, para lo cual es necesario que la CREG defina de manera clara la metodología de cuantificación de esta energía.

Ver respuesta a la preguntas No. 5 y 85.

159. Se requiere que la CREG aclare que las empresas que pueden presentar planes para aprobación son aquellas con pérdidas reconocidas en nivel 1 inferiores a las reales en ese nivel, pues la redacción del literal d) del artículo 4 del proyecto de Resolución No.1, se puede prestar para otra interpretación, que impediría que empresas que tienen altas pérdidas de energía en GWh, pero con mercados industriales muy grandes como es nuestro caso y que hacen que su indicador total de pérdidas en porcentaje sea bajo, no puedan presentar plan de pérdidas y estén siendo excluidas del reconocimiento del cargo si la comparación se realiza en función del indicador de pérdidas totales.

Ver respuesta a la pregunta No. 2

160. Los plazos propuestos para presentar los planes y el cronograma de ejecución de los mismos deben considerar los tiempos de algunas empresas como EBSA, debido, entre otros, a trámites externos como autorización de vigencias futuras extraordinarias, que debemos adelantar previo a la presentación y contratación de los mismos.

Ver respuesta a la pregunta No. 26

COMENTARIOS EEC

161. (...) consideramos necesario que los recursos asignados para el desarrollo de los Planes de Pérdidas sean asegurados a través de la expedición de mecanismos que garanticen la entrega total y oportuna de los recursos

recaudados por todos los comercializadores existentes en cada uno de los mercados de comercialización

Ver respuesta a la pregunta No. 144

162. Respecto de los periodos de evaluación, proponemos que sean anuales y no semestrales. Lo anterior derivado de la experiencia de los OR's en el desarrollo de Planes de reducción de pérdidas, quienes después de análisis y desarrollo de indicadores de medición de resultados han concluido que éste periodo permite reducir las desviaciones que se puedan presentar en el indicador de pérdidas derivados de variables exógenas a la gestión de la Compañía, tal como la estacionalidad y elasticidad de la demanda, llevándolos a la construcción de modelos de seguimiento y planeación anual. En el caso particular de la EEC, esta situación se hace bastante evidente durante los periodos de vacaciones, en donde se pueden llegar a observar variaciones de la demanda de hasta un 10% respecto de un mes no vacacional.

Ver respuesta a la pregunta No. 29

163. Con relación a la senda de pérdidas, consideramos como gran avance que sea definida por el OR quién es el agente que conoce las condiciones de su mercado. Sin embargo, es de tener en cuenta que si durante los cinco (5) años de ejecución del Plan no se logra un índice de pérdidas igual o inferior al índice de pérdidas definido actualmente como eficiente (12.75%) el nuevo valor a reconocer corresponda con el eficiente del mercado de comercialización o como mínimo se mantenga en 12.75%, ya que el periodo y los recursos asignados pudieron no haber sido suficientes y/o las condiciones particulares de mercado (geográficas, socio-económicas, aporte de pérdidas técnicas) dificultaron la consecución de la meta y es posible que para dicho mercado el valor conseguido sea el mínimo eficiente, situación que en su momento sería validada por la CREG

Ver respuestas a las preguntas No. 7, 10 y 11.

164. Proponemos de manera respetuosa a la Comisión que en el caso de no llegar al índice de pérdidas eficiente por restricción de tiempo y recursos, se permita la prolongación de la financiación del Plan a través del CPROG y en caso que no se logre llegar al índice de pérdidas debido a que las condiciones del mercado reflejan que la relación beneficio/costo no es eficiente, se propone a la Comisión que este sea el índice de pérdidas a remunerar o por lo menos se mantenga el índice de pérdidas reconocido al inicio del Plan de tal forma que no se trasladen mayores costos a los Compañías por razones exógenas a su gestión

Las pérdidas de nivel de tensión 1 reconocidas al finalizar el plan se estiman con base en el nivel de pérdidas técnicas estimado para cada empresa al inicio del plan y el esperado al finalizar el plan, de acuerdo con el comportamiento de las pérdidas técnicas durante la ejecución de este tipo de planes, y las pérdidas no técnicas consideradas eficientes.

Ver respuestas a las preguntas No. 55 y 57.

165. Dada la existencia de variables diferentes a las gestión del OR, se considera necesario se permita que, tanto la senda como los costos asignados, se puedan revisar en más de una ocasión.

Ver respuesta a la pregunta No. 9

166. Con relación a la aplicación del CPROG, se tiene incertidumbre respecto a la metodología a seguir para la recuperación de los recursos del Plan en los casos donde se registren incrementos mensuales en el costo unitario de prestación del servicio superior al 3%; lo que a su vez requeriría considerar que las metas contemplen limitaciones tarifarias y condiciones propias de los mercados.

Ver respuesta a la pregunta No. 54

167. En cuanto a las implicaciones comerciales de los proyectos de resolución, no es claro si la mayor demanda comercial a asumir por los comercializadores diferentes al incumbente resultante de la distribución de las pérdidas, será trasladada a sus respectivos clientes o tendrá que ser asumida por el comercializador

Las propuestas para modificar las resoluciones CREG 119 y 121 de 2007 obedecen a lo establecido en el Decreto 387 de 2007, donde se señala que las pérdidas no técnicas no reconocidas deben ser distribuidas entre los comercializadores del mercado a prorrata de sus ventas siempre y cuando el OR cumpla con la senda aprobada.

Respecto al costo de prestación del servicio para usuarios regulados, este debe hacerse con base en lo señalado en la resolución CREG 119 de 2007.

EPM, CENS, ESSA, EDEQ y CHEC

168. Si bien es fundamental hacer seguimiento y control a las empresas para verificar el logro de las metas propuestas y de no ser así, tomar las decisiones pertinentes, consideramos que la propuesta es estricta en cuanto a las causales de incumplimiento, lo cual podría conllevar a una prematura cancelación de algunos planes. En ese sentido se sugiere para evaluar el cumplimiento tener en cuenta solamente el índice de pérdidas debido a que controlar tanto detalle resulta oneroso, tanto para la Comisión como para las empresas y no se percibiría un beneficio por tal motivo.

Lo anterior sustentado en que la vinculación transformador-cliente es dinámica, los clientes pueden cambiar de transformador por múltiples circunstancias y si no coinciden en algún momento, se origina una suspensión, sin que realmente se tenga relación directa entre el indicador de pérdidas y el movimiento debidamente argumentado de un cliente de un transformador a otro. En cuanto al seguimiento de infraestructura requiere de recursos adicionales por parte del OR y de la Comisión para el seguimiento, consideramos que el índice recoge todos los aspectos a evaluar y su incumplimiento no justificado reflejaría el uso inadecuado de los recursos.

Ver respuesta a la pregunta No. 42.

Se revisó la inclusión de los criterios para definir el incumplimiento.

169. Además se requiere en caso de incumplimiento de la meta permitir que el operador de red pueda presentar los descargos a que haya lugar. Ello considerando que no necesariamente no alcanzar la meta indicada obedece a

factores que están bajo el resorte o responsabilidad del OR (por ejemplo, coyunturas económicas y sociales imprevistas o fuerza mayor, causas naturales e impredecibles, aumentos o disminuciones de demanda).

Ver respuesta a las preguntas No. 5 y 85

170. Preocupa a EPM que en esta propuesta de resolución no se considere el reconocimiento de los costos de sostenimiento del nivel de pérdidas para aquellas empresas que ya han realizado planes de reducción, que tienen pérdidas iguales o inferiores a las pérdidas reconocidas y se encuentran en la etapa de mantener los niveles alcanzados; si bien, en los cargos de distribución se reconocen activos como macromedidores o integradores, para una gestión eficiente en el control, es importante tener en cuenta que los Operadores de Red realizan acciones continuas que son necesarias para evitar que las pérdidas de energía se incrementen, cuyo reconocimiento se debe llevar a cabo dado que no ha sido incluido en las cuentas de AOM de las actividades de distribución ni de comercialización, por lo menos en el caso de EPM. Por tanto solicitamos el reconocimiento de estos valores en el AOM de Distribución.

La Resolución CREG 097 de 2008 no excluye de las cuentas de AOM a reconocer las asociadas con la gestión de pérdidas, por lo cual la metodología propuesta en la resolución CREG 184 de 2010 descuenta del costo del plan el valor de AOM remunerado y asociado en los cargos de distribución para aquellos OR que solicitan Plan.

Para aquellas empresas que no son susceptibles de solicitar Plan por cuanto ya alcanzaron los índices de referencia, no se propone restar ningún recurso del AOM de distribución.

Con lo anterior se busca que las empresas que tienen pérdidas por debajo de las reconocidas continúen con la gestión de pérdidas, al mantener en los costos ya remunerados los asociados con las pérdidas, de otra parte, para las empresas con pérdidas por encima de las reconocidas se les aprobará un costo de pérdidas y se les descontará de los cargos ya reconocidos el componente asociado con las pérdidas, lo anterior con el propósito de no remunerar la misma actividad en dos componentes de costo diferentes.

171. Es importante para los Operadores de Red conocer antes de la aprobación particular del plan, o como máximo de manera simultánea, los costos de referencia determinados por la CREG a través del modelo de optimización utilizado, así como el soporte o el detalle de dichos costos. Ello con el fin de que los OR tengan pleno entendimiento en caso de que los costos de referencia de la CREG difieran de los costos solicitados por el operador, antes de iniciar las acciones del plan.

Ver respuesta a la pregunta No. 24

172. Como la medición de energía es un factor esencial en el control y reducción de pérdidas y dada la responsabilidad asignada al OR sobre el particular, sugerimos que sea el OR el encargado de la gestión y operación hasta el medidor del usuario, en especial de la medida, para asegurar una adecuada gestión integral de pérdidas.

Ver respuesta a la pregunta No. 133

173. Las metas propuestas deberían calcularse tomando como referente únicamente el nivel de tensión 1, ello considerando que allí es donde se enfocará el plan y el establecer un indicador teniendo en cuenta la totalidad del sistema introduce distorsiones e incertidumbre a las metas y al logro de las mismas.

Se revisó y se definió un índice de pérdidas complementario para nivel de tensión 1 que sirva de referencia para el seguimiento y evaluación de los planes.

174. Las metas consideramos deben ser anuales, los seguimientos semestrales generan costos transaccionales y operativos adicionales; salvo en caso de incumplimiento de una meta sugerimos realizar el seguimiento semestral y la suspensión sería por incumplimiento en un año y la cancelación al siguiente semestre de incumplimiento, tal como está propuesto por la Comisión.

Ve respuesta a las preguntas No. 29 y 48

175. Debe tenerse en cuenta que las pérdidas aprobadas con base en la Resolución CREG-097/2008 para el nivel 1 fueron calculadas como una "resta" entre el 12,75% (igual para todos los OR) y las pérdidas técnicas de cada uno para los niveles 4, 3 y 2, y por lo tanto, no responden a un cálculo con criterios técnicos y económicos que permitan soportar un reconocimiento adecuado en tarifa.

Las empresas que van a adelantar planes tienen en general, pérdidas muy elevadas, por lo tanto es para ellas aún más grave reconocerles las pérdidas definidas en la Resolución CREG-097/2008 considerando que éstas, por su forma de cálculo (restar al 12.75% las pérdidas que por problemas de información pudieron ser altas- de niveles 2,3 y 4), pueden ser muy bajas, caso particular de la filial ESSA, donde sus pérdidas aprobadas en el nivel de tensión 1 son de 7,57%. Debe estudiarse la situación especial de las empresas que presentan indicadores aprobados (Resolución CREG-097/2008) inferiores al promedio de las empresas eficientes (aproximadamente entre 9.5 y 10%). Se sugiere asignar un indicador "corregido" que consulte la realidad de las empresas eficientes comparables o al menos establecer como meta de llegada el porcentaje de referencia, de tal forma que se tenga una meta acorde con sus posibilidades de gestión, a cambio de una meta que surgió de un cálculo que en principio resultó válido para comenzar la aplicación de cargos del nuevo periodo, pero que en esta reglamentación del tema de pérdidas debería corregirse para las empresas en cuestión como el caso de ESSA.

Al respecto se señala que las pérdidas técnicas de los niveles de tensión 4, 3 y 2 calculadas durante el proceso de aprobación de cargos de distribución se obtuvieron a partir de análisis técnicos (simulaciones y flujos de carga de los sistemas de distribución) de las diferentes empresas, la información base fue entregada por las mismas empresas y los resultados fueron discutidos ampliamente, sin que se recibieran comentarios sobre el reconocimiento de pérdidas de niveles 2 y 3 más altas que las reales del sistema.

Respecto al nivel de pérdidas de 12.75% utilizado como referencia para estimar las pérdidas del nivel de tensión 1 se señala que este valor corresponde al valor estimado eficiente desde la Resolución CREG 099 de 1997, y se considera como valor de referencia durante y después de la ejecución del plan.

No obstante, como se aprecia en la resolución, se profundizó el análisis de los índices de referencia para el establecimiento de pérdidas del Nivel de Tensión 1 que tuvo en cuenta las características propias de cada empresa.

176. Actualmente se tiene certificado el procedimiento de vinculación circuitos-transformadores-usuarios para efectos de aplicación del esquema de calidad, por tanto consideramos que no se requiere un procedimiento exclusivo para la actualización de información en los transformadores a intervenir por pérdidas.

Teniendo en cuenta que el esquema de calidad del servicio requiere la certificación de la vinculación usuario-red, esta propuesta solo considera el seguimiento de este vínculo para los usuarios que están asociados a las redes intervenidas con recursos del plan durante su ejecución.

177. Para la variable CPROG proponemos que se simplifique su cálculo, dado que la validación de energías requiere de mucho detalle y precisión, recalcularlo de manera mensual genera costos adicionales por mayores transacciones que finalmente no agregan valor al proceso. Se propone que se defina un cargo máximo anual, considerando la energía del año inmediatamente anterior, este valor se actualizaría con el IPP para cada mes. Cada año se deberán hacer ajustes por efecto de las diferencias, a favor o en contra, presentadas entre ingresos reales y aprobados de manera que garanticen el cierre de ingresos.

Teniendo en cuenta la naturaleza de la actividad, que gran parte de la información utilizada ya hace parte de procesos de liquidación mensual y que no se desea tener variaciones importantes en este valor durante la ejecución del plan, se considera adecuado el ajuste mensual.

178. En cuanto a crear cuentas contables para el registro independiente de las actividades relacionadas con el plan de pérdidas, solicitamos se considere como medio de seguimiento el Sistema de Costos que tenga definido el OR; es importante aclarar que las cuentas contables corresponden al Plan Único de Cuentas y no es posible crear o eliminar cuentas por parte de las Empresas.

No se solicita la creación de cuentas al nivel exigido por el Plan Único de Cuentas establecido, pero si se debe garantizar que las cuentas creadas manejen con exclusividad los movimientos contables causados por la ejecución de los Planes.

179. En cuanto a la definición de la participación en el CAP de los activos de uso, no uso y AOM, se requiere ajustar la formulación, ya que está considerando en el numerador el VPN y en su denominador valores constantes, cuya suma da como resultado un valor mayor al 100%.

Ver respuesta a la pregunta No. 65

180. En cuanto a la devolución del CPROG cuando se cancela un Plan, consideramos que ésta debe hacerse en el mismo plazo del recaudo del ingreso, para permitir una mejor gestión de la tarifa, pues de lo contrario se vería inestabilidad en el costo unitario del servicio.

Ver respuesta a la pregunta No. 100

181. Con respecto a los puntos de medida para los balances de energía entre niveles de tensión proponemos definir un error en la medida de más o menos 2%, considerando que no son los utilizados para facturar al usuario final.

Entendiendo que esta propuesta se refiere a la precisión de los equipos de medida a instalar en los puntos de intercambio de energía entre niveles de tensión, se señala que esto hace parte del reglamento de medida y no de esta propuesta.

182. En cuanto al reconocimiento de activos no está claro cómo se realizará en los casos en que se tenga red abierta y se modifique a red antifraude, esto considerando que la red abierta se encuentra actualmente remunerada en los cargos por uso y se haría reposición en la ejecución del plan, lo que hace que se remunere doblemente. Por tanto recomendamos que se remunere la diferencia en el valor de los activos de uso del plan.

En la elaboración y ejecución del plan de pérdidas el OR deberá considerar estas situaciones. De otra parte, la propuesta establece que una vez se actualicen los cargos de distribución, las inversiones en infraestructura debe ser descontada del CPROG y remunerada en los nuevos cargos.

183. Adicionalmente es necesario aclarar la manera de intervención del OR cuando se requiera reponer activos de terceros por motivos del Plan, pues de acuerdo con la Resolución CREG 097-2008, en caso de reposición la prioridad la tiene el propietario.

No es objeto de esta resolución definir la forma de intervención del OR sobre los activos de terceros utilizados para la prestación del servicio.

184. De acuerdo con el procedimiento definido en la Resolución sobre la aplicación de las pérdidas reconocidas, es claro el periodo de aplicación para los OR que ejecutan plan, pues menciona los semestres de evaluación; sin embargo, ello no sucede con los OR que no requieren plan, por tanto es importante que la Comisión aclare la fecha de inicio de aplicación de dichas pérdidas.

Se revisó y se aclararon las fechas de inicio de los planes de reducción de pérdidas.

185. Por último solicitamos a la Comisión que se publiquen los valores de factores de pérdidas a referir al STN (PR), dado que estas son requeridas por los agentes para realizar las diferentes transacciones en el mercado mayorista y para el cálculo de tarifas.

Una vez en firme la aplicación de las resoluciones de aprobación de los planes de reducción de pérdidas se informará el valor de los factores para referir la energía al STN.

COMENTARIOS DISPAC

186. Se solicita se permita incluir un valor de mantenimiento de pérdidas en la medida en que se logren las metas en cada periodo y posteriormente del cumplimiento y finalización del Plan, se puedan igualmente realizar inversiones de mantenimiento por lo menos durante un periodo tarifario adicional.

187.El valor de mantenimiento de pérdidas se entiende incluido en el AOM de la remuneración de la actividad de distribución. Los ingresos de AOM de los cargos de distribución ya reconocidos, no incluyen conceptos de mantenimiento de pérdidas, y para el caso específico de Dispac, los programas de mantenimiento de pérdidas se incorporan en los conceptos de inversión. Por lo anterior, no es válido considerar que este valor de mantenimiento de pérdidas esta como parte del AOM reconocido en la tarifa básica. Máxime, si en la propuesta de la CREG se está incluyendo que debe descontarse del AOM ya recibido.

Ver respuesta a la pregunta No. 1

188.Solicitamos se evalúe y estudie que sucedería si al finalizar el Plan de Pérdidas y después de realizar todas las actividades planteadas no se llega a las pérdidas esperadas. Lo lógico sería prever que se puede continuar con un segundo periodo tarifario de ejecución, para no perder los esfuerzos realizados y continuar con el mandato de ley de mejorar la gestión y asegurar costos eficientes, bajo el entendimiento de la suficiencia financiera de la empresa. Entendemos que se esta planteando un primer Plan de Pérdidas, de cuyos resultados, dependerá la evolución y aplicación de los posteriores, ya que no sería entendible que obligatoriamente se debiera alcanzar en un solo periodo tarifario.

En cumplimiento del Decreto 387 de 2007, la propuesta establece la metodología para remunerar los planes de reducción de pérdidas una sola vez, no se plantea la posibilidad de tener planes posteriores.

189.Por lo anterior, nos permitimos solicitar que se aplique un criterio de razonabilidad y proporcionalidad, que permita manejar riesgos adecuados, considerando que se debe retener un valor proporcional del reconociendo del Plan de Pérdidas según cumplimiento parcial de las metas logradas. De esta manera, se podrá diseñar un Plan sostenible y consecuente, y las inversiones podrán ejecutarse con un nivel de riesgo soportable, ya que se está reconociendo una tasa del 13%, que no fue calculada bajo la expectativa de pérdida total por cumplimiento parcial de resultados. De lo contrario, la tasa debería ser mucho mayor, y el impacto tarifario seria inmanejable.

190.Se considera que la resolución contiene los criterios de razonabilidad y proporcionalidad necesarios en cumplimiento del Decreto 387 de 2007 que, en conjunto con el diseño de incentivos incluidos, permitirá a los OR ejecutar planes exitosos para disminuir sus pérdidas en función del "riesgo" que escojan al momento de presentación de su Plan. De esta misma manera, partiendo de que se debería devolver solo la proporción de las metas no logradas, esto no necesariamente implica que no se haya realizado la ejecución de la inversión y la causación de los gastos. Por lo tanto solicitamos que se estudie si sobre la parte que deba devolverse, el valor se calcule considerando que parte de los ingresos ya se ejecutaron y los que no se han ejecutado se devuelvan con un interés aplicando una tasa de mercado.

La metodología propuesta está orientada a resultados y no a actividades, buscando que las acciones planteadas y ejecutadas por los OR sean efectivas, por lo tanto la verificación del cumplimiento se debe hacer evaluando los índices de pérdidas que fueron solicitados por los

mismos OR y no las actividades necesarias para reducir pérdidas. Por lo anterior, no es posible definir la metodología de devolución de ingresos con base en los recursos ejecutados y no en los resultados obtenidos.

191. Considerando que la meta es recuperar los ingresos estimados en el Plan aprobado, ¿cómo se garantizaría que el costo del plan se recupera durante los cinco años de ejecución vía tarifa?, teniendo en cuenta la restricción del 3% del aumento del costo unitario. Se solicita incluir que si el Plan fue aceptado por la CREG y validado por la empresa, debe asegurarse la recuperación del Plan de Pérdidas independiente del impacto tarifario, esto porque se limitaría el valor de la inversión a realizarse, y aún si se hace la inversión existe la posibilidad de no recuperar la inversión ya realizada. Igualmente favor considerar que si después de los 5 años del periodo de implementación del plan, aun se tiene inversión por recuperar, se pueda gestionar esta recuperación dentro del siguiente periodo. Finalmente, también debe considerarse que se debe aclarar que el tope de subsidios para estratos 1 y 2 derivados de incrementos hasta del IPC, no limite la recuperación de ingresos del Plan de Perdidas, motivo que también llevaría a eliminar la restricción del 3%.

Ver respuestas a las preguntas No. 54 y 57

192. Entendemos que se deba verificar el cumplimiento de la información. Sin embargo, esta resolución requiere gran exactitud en la información y ajustes en el vínculo usuario - transformador de cada una de las empresas. Esta actividad requiere de un gran esfuerzo y tiempo para asegurarse de tener la información actualizada. Considerando lo anterior solicitamos que se consideren en los costos de referencia, el costo de mantener con un mínimo error esta información dado que este es alto, más en mercados no normalizados moderadamente como el de DISPAC y que puede tener grandes impactos y un mayor riesgo en la valoración del plan. Solicitamos que se considere dar explícitamente dos (2) meses de ajuste, para que después de culminado cada período se pueda hacer la verificación de ajuste de información.

Teniendo en cuenta que el esquema de calidad del servicio establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 requiere la certificación de la vinculación usuario-red, esta propuesta solo considera el seguimiento de este vínculo para los usuarios que están asociados a las redes intervenidas con recursos del plan durante su ejecución.

De otra parte, se revisaron y ajustaron los criterios para definir el incumplimiento en alguna de las causales de suspensión, así como los márgenes de error en el proceso de verificación.

193. Sugerimos a la CREG que las metas de referencia consideren la composición por estratos, por nivel de tensión y por el punto de partida de aplicación de esquemas de control de pérdidas. Dejar la opción que una vez publicado el modelo de valoración, para casos justificados, una empresa pueda solicitar una aplicación individual y ajustada a sus particularidades.

De acuerdo con la metodología propuesta, cada empresa define sus propias metas de reducción de pérdidas, considerando las características sus particulares, por lo cual no se entiende la sugerencia.

194. En especial se sugiere a la CREG que considere los efectos de introducir los costos del Plan de Pérdidas. Se debe considerar que debido por ejemplo a las condiciones socio-económicas de nuestro mercado, al ingresar la nueva componente al costo unitario para la ejecución del plan, podría darse un efecto contrario al que se quiere con esta resolución, es decir, que las pérdidas aumenten teniendo en cuenta que el costo de la energía será mayor, lo que aumenta el riesgo de que los usuarios opten por usar el servicio en forma fraudulenta.

Efectos del impacto en las tarifas se pueden presentar en pérdidas, cartera o recaudo. Esto se debe considerar en los programas a evaluar, de tal manera que se incluyan suficientes opciones de manejo del control de pérdidas, gestión social, de prevención y de control, que pueden exigir mayores inversiones, AOM, y tiempos de recuperación que los considerados en los valores de referencia.

Como se señala en la anterior respuesta, la empresa es la encargada de considerar este tipo de aspectos en los estudios para la elaboración de su plan de reducción de pérdidas y la solicitud de aprobación de los planes, se recuerda que es el OR quien define las metas de reducción de pérdidas y el costo del programa.

Adicionalmente se recuerda que el OR es el encargado de definir las actividades que pretende ejecutar en desarrollo de su plan.

195. Se solicita que las metas se puedan ajustar en cualquier momento dentro del Plan, en cualquier periodo, no solo en los dos primeros, dado que justamente se tiene un periodo de aprendizaje, y posteriormente, de acuerdo a los resultados obtenidos tanto en las metas como en la evaluación de la eficiencia de los mecanismos aplicados, se enfrentará la necesidad de ajuste de la senda, de manera responsable y consecuente. La incertidumbre de fijar una senda sin posibilidad de ajuste, aumenta el riesgo y la incertidumbre, lo que limitaría la acción del Plan, las inversiones y planes a implementar, dentro de la tasa de riesgo considerada.

Se señala que este tipo de riesgos debe ser considerado por el OR al momento de definir su plan de pérdidas, adicionalmente se recuerda que la metodología establece un mecanismo para que el OR en función del costo solicitado disponga de un determinado margen de maniobra.

Ver respuesta a la pregunta No. 9

196. Dejar explícito que en el Plan de Pérdidas se pueden aplicar tecnologías e innovación asociado a Redes Inteligentes en todos sus componentes, incluyendo esquemas efectivos en nuestro mercado como medición remota, corte y reconexión remota, sistema de comercialización prepago u otros. Esto por cuanto los costos de referencia deben considerar estas tecnologías, y porque está previsto en los criterios de ley que las tarifas deben permitir innovación tecnológica, que además está demostrado en el mundo es el presente y futuro del sector.

Teniendo en cuenta que existen diferentes alternativas para la reducción de pérdidas en función de las características de cada mercado, la propuesta considera que la definición de

las actividades o acciones a realizar durante la ejecución del plan son de responsabilidad del OR, por lo cual no se considera necesario hacer un listado con las actividades permitidas.

197. Finalmente se solicita se aclare en que consiste la verificación del Balance de recursos respecto a los costos del plan, ya que su desbalance llevaría a la cancelación del mismo. Es claro que deben aplicarse todos los recursos en los programas, pero dado a que primero los presupuestos son estimados, la ejecución es dinámica y los cronogramas de implementación de proyectos requiere una continuidad, no necesariamente en cada momento del tiempo o al finalizar cada período se puede garantizar un valor neto cero o positivo a favor de los usuarios. Por lo tanto se debe considerar que al finalizar el plan si aún existen excedentes estos se devuelvan, pero que esta no sea un causal de cancelación del Plan, pues el riesgo será tan alto, que el Plan se inviabilizaría, o siempre se tendría que mantener un valor negativo en contra de la empresa que desfinanciaría el Plan y no permitiría recuperar el total de los ingresos previstos

Ver respuesta a las preguntas No. 96 y 97.

COMENTARIOS TOLIMA

198. Sugerimos que el periodo de evaluación sea comprendido por 12 meses y no un semestre como está previsto en el proyecto regulatorio, esto dado que la gestión en reducción de pérdidas de una Compañía debe evaluarse por el indicador móvil, este indicador refleja de forma precisa la gestión realizada por un OR sobre un periodo de tiempo.

Ver respuesta a la pregunta No. 29

Adicionalmente se señala que la propuesta regulatoria propone la revisión del cumplimiento del plan con base en un promedio móvil calculado cada semestre.

199. En los proyectos regulatorios no se percibe una señal de largo plazo conforme a lo definido por el Ministerio de Minas y Energía en el artículo 3 del literal c del decreto 387 de 2007, el cual reza: esta señal es fundamental para garantizar el mantenimiento de los resultados y la continuidad en la reducción de pérdidas de energía en un mercado.

Ver respuesta a la pregunta No. 57

200. El resultado del indicador de pérdidas de energía puede verse afectado por las variables ajenas a la gestión de cada OR, estas pueden ser incrementos de consumos no pronosticados en el Mercado No regulado, el fenómeno del niño y la niña que afecta la demanda de energía, entre otros; por lo que invitamos se definan por la Comisión causales de exclusión ante el incumplimiento del OR sobre la senda de pérdidas, esta causales para invocarse deben ser sustentadas y verificadas por la Comisión en caso de requerirlo.

Ver respuesta de la pregunta No. 3

Dado que las metas propuestas por los OR deben ser producto del nivel de conocimiento de su mercado y sus fluctuaciones por características endógenas o exógenas, no se considera pertinente establecer causales de exclusión de cumplimiento de las metas.

201. Para determinar y evaluar los impactos de la remuneración por CPROG es necesario conocer el aplicativo que permite la determinación de la senda eficiente de pérdidas de energía, por lo anterior solicitamos a la Comisión se publique este de forma prioritaria.

Ver respuesta a la pregunta No. 24. Adicionalmente, La herramienta será dispuesta para su utilización cuando quede en firme la resolución que aprueba la metodología definitiva.

202. Proponemos que se establezca un margen de tolerancia sobre la información del vínculo usuario – transformador que sea ajustado a la realidad del proceso definido de acuerdo a la cantidad de clientes de cada transformador, a nuestro juicio no es una situación que amerita dar por finalizado un proceso de remuneración que va a propender en el beneficio de la prestación del servicio a los usuarios del mercado.

Ver respuesta a la pregunta No. 42

203. En relación al artículo 10 inciso d; nos surge la duda si la información en la que se indica que no puede existir diferencias es la relacionada con el reporte de consumos o hace referencia con la información de la inscripción de la frontera; en tal sentido le proponemos a la CREG precisar de forma detallada cuales son los parámetros o requisitos en los que no puede haber variación de información.

En dicho artículo en ningún momento se hace alusión a los reportes de consumos de una frontera sino a la información relacionada con las características de la misma. No obstante, se revisó y se ajustó la redacción.

204. De acuerdo al artículo 11 inciso d, le sugerimos al regulador precisar que ocurre con transformadores de distribución que han sido remodelados de forma parcial y que en el futuro se requiera realizar remodelaciones en baja tensión adicionales a las ya realizadas en el mismo centro de distribución, o en otro contexto que debido a las condiciones de pérdidas de energía se requiera cambiar la red trenzada por red conocida como chilena; al respecto, en este sentido planteamos se indique cual es la metodología del reporte de redes existentes.

No se considera necesario establecer ninguna metodología para el reporte anual de los transformadores que han sido intervenidos en desarrollo del Plan. En el caso de que las redes asociadas a un transformador hayan sido intervenidas en el año 1 y el mismo transformador haya sido intervenido posteriormente, se deben registrar las dos intervenciones, cada una en el reporte anual que corresponda.

205. En referencia al mismo artículo anterior en el inciso f, identificamos un vacío en el Proyecto regulatorio al no indicar que ocurre con los dineros recaudados por concepto del CPROG cuando el OR decide cancelar el Plan por su propia iniciativa.

En los artículos 13 y 14 de la propuesta se establece que cuando el OR decida finalizar unilateralmente la ejecución del plan, el OR deberá retornar los ingresos de acuerdo con lo establecido en los numerales 8.2 y 8.3 del Anexo 8 de la propuesta. Por lo cual no se considera que exista un vacío en el proyecto, respecto a esta situación.

No obstante lo anterior, se recopilaron las disposiciones al respecto bajo un solo artículo para facilitar su entendimiento.

206. Por otra parte al respecto del artículo 12, sugerimos que no se utilice el mecanismo de fiducia como un medio para depositar los dinero recaudados en caso de incumplimiento de un Plan, este mecanismo genera mayores costos para el OR por su constitución y pólizas; por ello proponemos que en incumplimiento del Plan se defina por el LAC la componente CPROG negativa y esta se aplique en la tarifa, en forma de passthrough y la Comisión delegue una verificación mensual si así lo considera, para garantizar que los recursos han sido devueltos.

Ver respuesta a la pregunta No. 31

207. Así mismo en el artículo 13, es necesario precisar cuál es el procedimiento de devolución de ingresos con aquellos clientes que a la fecha de devolución no existen en el sistema de Información Comercial de la Compañía y que han cancelado en períodos anteriores el valor CPROG.

La determinación precisa de los usuarios y los montos aportados por cada uno puede convertirse en un cálculo complejo y posiblemente difícil de aplicar, a diferencia de la devolución planteada en la propuesta de resolución, basada en devolver los recursos, a que haya lugar, a los usuarios de un mismo mercado en ese momento determinado, independientemente de que se hayan encontrado o no al momento del cobro o que se encuentren al día o en mora en el pago del servicio.

Ver respuesta a la pregunta No. 114.

208. Del artículo 18 sugerimos que el LAC también cumpla funciones de recaudador de los recursos del CPROG para los eventos de incumplimiento del plan y de esta forma sea el garante de la devolución de los mismos a los usuarios del sistema.

209. La aplicación de esta propuesta podría generar sobrecostos de transacción innecesarios y no se considera necesario que el LAC recaude el valor correspondiente al costo del plan en cada mercado. Al realizar la modelación de las inversiones y costos necesarios para llegar un nivel de pérdidas eficientes del 3% definido en el artículo 19, va impedir que se remuneren la totalidad de los dineros necesario para la gestión de reducción de pérdidas, por tal razón proponemos revisar esta situación e impulsar una señal regulatoria económica que permite remunerar la totalidad del plan, de acuerdo a lo definido en el Decreto 383 de 2007 del ministerio de Minas y Energía.

Ver respuesta a la pregunta No. 54

210. El requisito de contar con el balance de Energía por nivel de tensión, no debe ser exigible para presentación del plan, este tipo de estrategias constituyen una parte fundamental de la ejecución de un Plan de reducción de pérdidas y debe incluirse como parte del mismo y no como requisito, la instalación de estas medidas son inversiones de más de 2000 Millones de pesos que se exige sean ejecutadas antes de la remuneración del CPROG, cuando claramente son acciones de disminución de pérdidas de energía y por ello consideramos deben

estar incluidas en la remuneración, esta situación va en contravía del artículo 3 del Decreto 387 de 2008 que indica al regulador que se deben reconocer todos los costos eficientes del Plan de Reducción a cada OR.

En este Anexo no se señala que el OR debe contar con equipos de medida entre niveles de tensión para poder presentar su plan, La propuesta establece que en la solicitud se debe entregar el balance de energías con base en lo establecido en el Anexo 4 de la Resolución y que la información necesaria para hacer este balance corresponde a la información de fronteras comerciales registrada en el LAC, la información de ventas del comercializador incumbente reportadas al SUI y la información de pérdidas reconocidas en cada mercado.

211. En el formato 1.2 actividades a desarrollar; no existe claridad sobre las actividades denominadas: balance energético, gestión comercial, gestión social y sistema de gestión de pérdidas, le proponemos a la Comisión indique de forma explícita y detallada que se debe ejecutar en estas actividades.

Las actividades presentadas en el formato 1.2 corresponden a actividades globales o generales indicativas. Teniendo en cuenta que el OR es el responsable de definir las actividades que va a ejecutar en desarrollo de su plan de reducción de pérdidas, éste deberá clasificar las actividades seleccionadas en alguna de las categorías generales de la lista o, de no poder clasificarla allí, añadirla en los espacios dispuestos para ello.

212. En el numeral 2.3 donde se listan los activos a reconocer dentro de la remuneración, en relación a los medidores de arranque en todas las líneas sugerimos se incluyan los equipos de transformación de corriente y tensión, así como los equipos de comunicación para su telemedida o se precise si estos están incluidos.

Los OR podrán efectuar las inversiones que consideren pertinentes para el cumplimiento del Plan y el costo eficiente será reconocido conforme a los costos eficientes de que trata la resolución, con independencia de los detalles de inversión.

213. El punto final de la senda, no debe tomar como referente las pérdidas eficientes de otras empresas, debe ser el propuesto por el OR que es el que conoce el mercado, este punto final debe estar amarrado al análisis costo beneficio de la recuperación de pérdidas en cinco años.

Ver respuestas a las preguntas No. 7, 10 y 11.

214. Al respecto proponemos a la Comisión se amplíe el plazo de presentación de observaciones por parte de OR sobre el resultado del IPTj, a 10 días hábiles, esto dado que la revisión de esta información requiere la recopilación de las ventas reportadas por otros comercializadores al SUI y como ya es conocido sobre estos reportes se han presentado múltiples inconvenientes, que no se resuelven con la oportunidad debida por el ente encargado y preocupa que se pueda incurrir en incumplimiento del Plan por malos reportes de información de otros comercializadores y que no se cuente con el tiempo necesario para realizar las verificaciones detalladas del resultado de esta variable.

En el caso de considerar que existen reportes de comercializadores al SUI que no concuerdan con la realidad, se deberá colocar esta situación en conocimiento de la SSPD para que dicha Entidad adelante las acciones que se consideren pertinentes.

215. Por otra parte al respecto del factor de tolerancia, consideramos que es muy bajo para la evolución de un plan de reducción de pérdidas que se puede ver afectado muchas variables ajenas a la gestión del OR, así mismo es necesario indicar cuál es la unidad de este factor de tolerancia y en el caso de ser aplicado como se recalculan las nuevas metas de la senda del indicador.

Ver respuestas a las preguntas No. 6 y 28. Las unidades del factor de tolerancia son puntos porcentuales lo cual se aclaró en la resolución.

216. En relación al artículo 6.2 modificación de metas, sugerimos se ajusten las metas de forma anualizada para cada plan de pérdidas, esto dado que el cálculo de la variable de evaluación puede ser afectado por variables ajenas a la gestión de reducción de cada OR y por ende la senda definida debería ser flexible ante estos eventos.

Ver respuesta a la pregunta No. 48

217. En relación a este anexo solicitamos de considerar un margen de tolerancia para la verificación del vínculo cliente transformador, proponemos que el margen contemplado se defina de acuerdo al número de clientes de cada transformador.

Ver respuesta a la pregunta No. 42

218. En lo concerniente a la verificación de la ejecución presupuestal le sugerimos al regulador indicar que sucede en los casos que el OR cumpliendo lo definido en su senda de pérdidas no ejecute la totalidad de los ingresos percibidos por concepto del CPROG y que en su gestión hizo énfasis en la optimización de costos.

Se revisó y se ajustó lo correspondiente al tratamiento de los ingresos cuando estos son mayores que los gastos anuales.

219. Al respecto de la verificación de infraestructura no se precisa dentro del proyecto regulatorio en qué momento se debe reportar el listado de redes existentes ya que no es listado en el Anexo 1 "Guía para la presentación del Plan".

El reporte se debe efectuar al momento de la presentación del Plan y anualmente de acuerdo con lo planteado en la resolución.

COMENTARIOS HUILA

220. Causales para la cancelación del plan. ELECTROHUILA considera que no se debe tener en cuenta como causal la reincidencia en el incumplimiento de la meta en periodos de evaluación no consecutivos. Las pérdidas tienen proporcionalidad con el incremento de la demanda en el mercado de comercialización del OR y por energía en tránsito en el STR de otro OR, ELECTROHUILA ha vivido estas situaciones a raíz de causas exógenas como cambio climático (incremento temporal de más del 10% de la demanda en condición de Niño) y cambios operativos (régimen de exportaciones como se verá más adelante).

La propuesta establece como una de causal de suspensión del plan el incumplimiento de las metas durante dos periodos de evaluación consecutivos y como causal de suspensión el incumplimiento de las metas durante tres periodos consecutivos, esto significa que el incumplimiento de las metas durante periodos no consecutivos no es una causa para la suspensión o cancelación del plan.

221. Numeral 1.2 Formato de actividades a desarrollar. ELECTROHUILA propone profundizar y detallar la definición, el alcance y las condiciones de las actividades a desarrollar dentro del plan:

1.1, 1.2, 1.3 y 1.4: definir las características de los medidores que se utilizarán para cada una de las actividades.

1.11 Gestión Comercial y 1.12 Gestión Social: definir exacta y detalladamente la actividad y precisar el alcance que se tendría en cada caso.

ELECTROHUILA sugiere agregar una actividad de interventoría para las acciones del plan.

Para la presentación del Plan se solicita la información de cantidades de acciones por actividad.

En el documento de soporte de la solicitud de aprobación del plan de pérdidas, el OR podrá desagregar y presentar el detalle de las actividades, equipos, y en general la gestión que pretende realizar durante la ejecución del plan.

Ve respuestas a las preguntas No. 62, 64 y 211.

222. Numeral 2.3.1 Listado de activos a reconocer. ELECTROHUILA considera que dentro de las inversiones se incluya la reposición de medidores por mejora en la precisión de la medida para los usuarios finales regulados (mejoramiento tecnológico).

La propuesta solamente considera incluir en las inversiones reconocidas los medidores destinados a usuarios finales regulados que no cuenten con equipo de medida al inicio del plan.

223. Numeral 3.2 Liquidación y Recaudo. ELECTROHUILA adoptó la senda tarifaria de la Res. CREG 189 de 2008 y se estima que haya simultaneidad en la aplicación del CPROG y la recuperación del saldo acumulado (período 2012-2013), por tener ambos procedimientos términos fijos. Esto podría conllevar que no se pudiera cumplir la meta de recuperación del saldo acumulado en el término establecido aún con el escenario más alto de la senda y/o no se pudiera percibir oportunamente el CPROG en la tarifa aplicada al usuario final, ¿cómo se entraría a resolver esta circunstancia? ¿Sumando el CPROG a la senda?

No se entiende la inquietud dado que no existe la Resolución CREG 189 de 2008. De referirse a la aplicación de la opción tarifaria con base en la cual se evita el traslado de variaciones súbitas en el CU, le informamos que dicha metodología se estableció en la Resolución CREG 168 de 2008 la cual le invitamos a revisar y, en caso de continuar con inquietudes al respecto, consultar nuevamente.

224. Numeral 6.1 Procedimiento de evaluación. ELECTROHUILA considera que el factor de tolerancia para IPTS debe considerar el efecto en las pérdidas técnicas por incremento de la energía e tránsito en STR por otro OR, como se verá más adelante en el presente documento.

Caso ELECTROHUILA (incremento del índice de pérdidas por exportaciones):

Varias de las proposiciones expuestas se basan en la experiencia vivida por ELECTROHUILA durante los años 2009 y 2010 que impactó severamente el nivel de pérdidas y que, a continuación, pasamos a explicar:

Por indisponibilidad del STR en la línea Prado-Flandes y atendiendo las instrucciones del CND fue necesario cambiar los flujos de energía para alimentar la subestación Tuluní en el OR Tolima (e incremento en consumos para el cliente Tenay), y ELECTROHUILA debió suministrar servicio a través de su red para la carga mencionada incrementando en un 513.5% la energía transportada en su red, generando unas pérdidas adicionales por transporte del orden de 8.5 GWh-Año. Vale recordar que este suministro (exportación) no hace parte de las cargas para el balance de energía. En otras palabras, manteniendo idénticas las demás condiciones del OR –excepto el régimen de exportaciones ya comentado- el índice calculado hubiese sido menor (mejor) en un 0.24%. Es preciso anotar que el efecto fue calculado usando el modelo de la Res. CREG 184 de 2010 tanto en el caso real como en el caso con régimen de exportaciones ajustado para efectos comparativos.

Este hecho que ya le ocurrió realmente a ELECTROHUILA- es potencial en todos los operadores de red que tienen posibilidad de exportar energía. Se incrementarían las pérdidas en la red por fenómenos exógenos afectando directamente el balance de energía. Estas condiciones atípicas ocultarían proporcionalmente los resultados debido a la gestión.

Se considera que el OR plantea sus metas con base en el conocimiento de la operación de cada sistema. No obstante, se recuerda que ante casos excepcionales, la Ley prevé los procedimientos correspondientes para solicitar revisiones tarifarias.

225. Numeral 7.1 Verificación de Vínculos de usuarios a la red. ELECTROHUILA considera que para la conformidad de la información y declaratoria de incumplimiento en razón al vínculo usuario-red, se establezca una metodología de muestreo y aceptación con un rango de tolerancia; la dinámica del mercado y el proceso de registro con verificación de RETIE infieren que la actualización de información no sea perfectamente en línea, esto en razón a que de la resolución se interpreta que una sola diferencia en el vínculo usuario-red registrado frente al observado en campo generaría la suspensión del Plan.

Ver respuesta a la pregunta No. 42

226. PROYECTO DE RESOLUCION Nro. 3. ELECTROHUILA propone incluir que las fronteras de SDL con otros OR dentro del mercado de comercialización, participen en la remuneración de las pérdidas a prorrata de la energía importada por esos agentes.

Se señala que la modificación del cálculo de la demanda comercial definido en la Resolución CREG 121 de 2007 se hace con base en lo ordenado en el literal b) del artículo 3 del Decreto 387 de 2007, que dice:

Las pérdidas totales de energía de un Mercado de Comercialización, que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán así: las pérdidas técnicas por la energía transportada por cada nivel de tensión y las pérdidas no técnicas de todo el mercado de comercialización, a prorrata de la energía vendida a los usuarios finales. (...)

(subrayado fuera de texto).

Teniendo en cuenta lo anterior, es claro que la determinación de la energía en tránsito puede no ser compatible con el cálculo de la demanda comercial de un comercializador, por lo que no es posible aceptar esta propuesta.

COMENTARIOS EMCALI

227.Art.10. Literal a. Impone causales para suspensión del reconocimiento de los costos asociados con los planes de reducción de pérdidas, por incumplimiento en las metas de reducción de pérdidas. Se solicita a la CREG indicar de qué manera se reconocerán los costos de la inversión del plan de pérdidas que fueron solicitados por el OR en la presentación del plan y que son trasladados a los usuarios por el comercializador, pero que por problemas de cartera del comercializador no son recaudados y no ingresaran al OR, afectando el flujo de caja del proyecto y el cumplimiento de las metas por parte del OR. Se debe informar por parte de la CREG si debido a esta causa las metas serán revaluadas.

No se considera reevaluar las metas del plan por efectos del riesgo de cartera respecto del cual, es claro que la actividad de comercialización es la que enfrenta este riesgo sobre del recaudo de todos los componentes incluidos en el Costo Unitario de Prestación del Servicio.

228.ART.10. literal d. Impone suspensión del plan cuando se encuentren fronteras comerciales entre agentes de responsabilidad del ORj o de responsabilidad del Comercializador integrado con el ORj que no cuenten con su debido registro ante el ASIC o cuando, estando inscritas, su información real difiera de la registrada. Respecto a esto consideramos que aunque la información de una frontera difiera no implica que afecte las pérdidas para que ello origine la suspensión del plan. Sobre este aspecto es pertinente tener en cuenta, que la actualización de la información de la frontera es responsabilidad del Comercializador, pero quien se ve afectado con la suspensión del plan es el operador de red.

La información de las fronteras comerciales es importante para calcular adecuadamente los índices de pérdidas, los cuales hacen parte de la metodología de seguimiento del Plan y por lo anterior se considera que esta información es fundamental para la integralidad de la ejecución y evaluación del plan.

Independientemente del responsable del registro de una frontera el OR tiene la posibilidad en intervenir en la precisión de dicha información durante el periodo de objeciones del que dispone, no obstante, la norma plantea que es causal de suspensión cuando existen diferencias en las fronteras de responsabilidad del OR o de su comercializador integrado.

229.Art. 12. Proyecto de resolución 1. Establece la obligatoriedad para el OR de constituir una fiducia por suspensión del plan para depositar los recursos recaudados por los comercializadores por concepto del CPROG y teniendo en cuenta los altos costos de constituir una fiducia se propone que sea un agente del mercado ejemplo XM el encargado de tener estos recursos en caso de suspensión del plan.

Ver respuesta a la pregunta No. 31

Se considera que la fiducia es el mecanismo más adecuado para manejar los recursos entregados por los usuarios ante la suspensión del plan, por la experiencia y las garantías brindadas por este tipo de mecanismos financieros.

230.ANEXO 1. Guía presentación del plan de reducción de pérdidas no técnicas. Numeral 1.2 Formato de actividades a desarrollar. Actividad 1.13 Sistemas de Gestión de pérdidas. Se solicita a la CREG definir el alcance de este numeral, cuando se refiere a la gestión de pérdidas a que software o tecnología se está refiriendo y si en este ítem se debe incluir los costos administrativos del plan ejemplo todo lo relacionado con los costos de la interventoría asociados al seguimiento y control de la ejecución del plan?

ANEXO 1. Numeral 1.2 Formato de actividades a desarrollar actividad 1.8 instalación de sistemas de medición centralizada. Solicitamos aclarar si en esta actividad se van a reconocer los costos de medición centralizada con tecnología AMI, TWACS, AMR o tecnologías de vanguardia teniendo en cuenta que existen varias tecnologías algunas más modernas que tendrían mayores costos y solicitamos muy respetuosamente la inclusión de este tipo de tecnologías en el modelo de costos eficientes.

En general para las actividades a reportar en el formato 1.2 de actividades a desarrollar es necesario que la CREG, aclare qué actividades incluye cada uno de los numerales ejemplo, que actividades se deben incluir en la gestión social y que actividades se deben incluir en la gestión comercial.

Ver respuesta a las preguntas 62, 64 y 211

231.ANEXO 3 Numeral 3.2 Liquidación y recaudo CPROG,m. La CREG debe especificar de qué manera será recuperada la inversión en el plan de reducción de pérdidas cuando al trasladar el CPROG a los usuarios, éste implique un incremento superior al 3% de la variación del CU.

Ver respuesta a la pregunta No. 54

232.ANEXO 5 se requiere que la CREG, establezca las pérdidas reconocidas al finalizar el plan para cada OR, teniendo en cuenta las condiciones propias de cada mercado y no fijarlo con los OR que ya han alcanzado unos niveles de pérdidas reconocidos inferiores porque quizá ya habían realizado inversiones y alcanzado estos niveles incluso antes de iniciar la aplicación del CPROG, porque esto implicaría afectar económicamente al OR que apenas está iniciando en este esquema.

Ver respuestas a las preguntas No. 7, 10 y 11.

233.ANEXO 6. Numeral 6.2. literal a. Se solicita a la CREG permitir el ajuste de metas, de acuerdo con la ejecución del plan no sólo una vez sino cada vez que sea requerido teniendo en cuenta la evolución del plan, y las condiciones propias de cada empresa y adicionalmente permita el cambio del plan en caso de que se requiera, debido a condiciones externas que no permitan la ejecución de lo planeado.

Ver respuesta a la pregunta No. 9

234.ANEXO 7 Numeral 7.1 Verificación de información de vínculos de usuarios a la red. Este numeral establece incumplimiento cuando alguno de los usuarios encontrados en la visita, no se encuentre registrado en la base de datos del SUI o presente información distinta a la registrada. Se propone definir un margen de error en el cual se pueda mover el OR, pues de lo contrario permanentemente podría estar entrando en causal de suspensión y rápidamente perdería la remuneración del programa. Este planteamiento es especialmente crítico en la información del amarre de los usuarios a la red, ya que esta información es muy dinámica y cambiante ante cualquier intervención de la red por diferentes motivos: maniobras de emergencia o de operación normal, instalación de nuevas redes, etc.

Ver respuesta a la pregunta No. 42

235.ANEXO 7. Numeral 7.2 verificación de información de costos y gastos. Este numeral establece, que cuando "la CREG encuentre que los ingresos obtenidos por la ejecución del plan, sean superiores a la suma de los gastos más los excedentes, se considerará que los ingresos obtenidos por este concepto, son utilizados con otros fines y se procederá a la cancelación del plan". EMCALI solicita aclaración respecto a qué se refiere la CREG con el término excedentes, como se van a medir los ingresos y adicionalmente antes de que la CREG proceda a la cancelación del plan, se solicita respetuosamente a la CREG dar la oportunidad a los agentes de explicar y / o presentar aclaraciones frente a las diferencias encontradas en la ejecución del plan, teniendo en cuenta las implicaciones que tiene la cancelación del plan.

Ver respuesta a las preguntas No. 96 y 97.

236.ANEXO 8 Metodología para devolución de ingresos. Numeral 8.1 cálculo de los ingresos a devolver por parte del OR. Se establece una tasa r correspondiente a 1,5 veces el interés bancario corriente para la modalidad de crédito de consumo la cual consideramos elevada y se debe establecer una tasa autorizada por las autoridades financieras en el mercado colombiano

Ver respuesta a la pregunta No. 99

237.Adicionalmente en esta metodología se propone devolver los dineros en la mitad del tiempo en que se recibieron y consideramos que deben devolverse en el mismo tiempo en que se recaudaron.

Ver respuesta a la pregunta No. 100

238. Se requiere que la CREG nos informe, si en caso de que una empresa se encuentre adelantando procesos de compra de material ejemplo: compra de cable para red preensamblada, así como también importación de equipos para medida centralizada, o licitaciones para gestión de pérdidas antes de enviar el plan de pérdidas para aprobación puede incluir estos costos en el plan que será valorado por la CREG.

En el numeral 2.3.1 del Anexo 2 la propuesta señala lo siguiente:

Las inversiones realizadas con anterioridad a la fecha de presentación del plan no se consideraran dentro del cálculo de la remuneración de que trata la presente resolución

De otra parte, en el numeral 7.3 del Anexo 7 se indica que se considerará causal de suspensión cuando el OR reporte como para de la ejecución del plan, redes existentes a la fecha de solicitud del plan.

239. En esta propuesta, se debe considerar también un mecanismo que permita a las empresas recuperar toda la energía consumida por un usuario que se detecte con irregularidad y no solamente permitir la recuperación de la energía correspondiente a 5 meses.

Ver respuesta a la pregunta No. 33

240. Se requiere conocer el modelo final de costos eficientes que utilizará la CREG, para la aprobación del CPROG, con el objetivo de que las empresas puedan evaluar los costos y metas antes de la presentación de los planes.

Ver respuesta a la pregunta No. 40

241. Es necesario definir si en este plan las empresas pueden incluir los medidores patrón, medidores testigo o equipos tempestad utilizados para el seguimiento en la reducción de las pérdidas de energía de usuarios comerciales e industriales y si las inversiones realizadas en activos que se instalen como respaldo en fronteras de los niveles de tensión II y III van a ser reconocidos.

En el numeral 2.3.1 se relacionan los activos a reconocer en el plan, dentro de los cuales no se encuentran este tipo de equipos.

242. Se requiere la definición por parte de la CREG de cómo serán reconocidos el mantenimiento a los planes de reducción de pérdidas.

Ver respuesta a la pregunta No. 1

COMENTARIOS ACCE

243. Con respecto al contenido global de la Resolución CREG 184, respetuosamente reiteramos a usted nuestro desacuerdo e inconformidad con la reglamentación allí propuesta, toda vez que la consideramos "discriminatoria" al imponer un "impuesto" al Comercializador no Incumbente, en favor del Comercializador Incumbente-Operador de Red.

Es claro para esta Comisión que los proyectos regulatorios propuestos no están vulnerando el núcleo esencial o los límites intrínsecos que ha definido la Corte Constitucional en su jurisprudencia respecto al referido derecho. Por lo tanto no se considera que se incurra en una "discriminación" como se afirma.

En relación al tema de impuestos, se informa que no se está creando ningún impuesto por vía de los proyectos regulatorios que se han propuesto pues es claro que la definición propia de impuestos conlleva una serie de elementos y supuestos que en ninguno de los cargos a los que se hace referencia en los proyectos regulatorios en consulta, se cumplen.

En consecuencia no es posible hablar de que se están creando impuestos cuando no existen los supuestos de hecho o de derecho que originaron la expedición de la Resolución CREG 184 de 2010 ni la Comisión tiene la facultad de establecerlos.

(...) la propuesta pretende dar respuesta al Decreto 387 de 2007, modificado por el Decreto 4977 de 2007, en el que el Gobierno Nacional estableció las políticas generales en relación con la actividad de comercialización del servicio de energía eléctrica, pero la CREG está desconociendo el término que dichos Decretos establecieron para tal fin, toda vez que ambos explícitamente establecieron:

Decreto 387: "Parágrafo. La CREG deberá incorporar las políticas establecidas en este artículo a más tardar el 1 de enero de 2008."

Decreto 4977: "Parágrafo: La CREG deberá incorporar las políticas establecidas en este artículo a más tardar el 10 de enero de 2008, para lo cual podrá definir las transiciones que sean necesarias con el fin de hacer viable la implementación de lo establecido en este Decreto y permitir a usuarios como a empresas realizar ajustes frente al nuevo esquema". De acuerdo con lo anterior, a nuestro modo de ver, el plazo para dicha reglamentación ha expirado desde el 1 de enero de 2008, y sin embargo, ya la CREG extemporáneamente expidió la Resolución 121 del 26 de febrero de 2008, definiendo las normas sobre el tema. Por tanto, no se entiende que la CREG dos años después, insista en implementarla (...).

La Comisión dio cumplimiento a lo ordenado por el parágrafo del artículo 3° del Decreto 387 de 2007, modificado por el Decreto 4977 del mismo año, toda vez que mediante las resoluciones CREG 119 y 121 del 2007 se incorporaron, al marco regulatorio, las políticas definidas en tales normas.

A través de la Resolución CREG 119 de 2007 se incorporó la variable CPROG en la fórmula de Costo unitario de Prestación del Servicio para poder trasladar a los usuarios regulados el valor de los planes de reducción de pérdidas de energía y a través de la Resolución CREG 121 del 28 de Diciembre de 2007 se incorporaron las políticas definidas por los Decretos 387 y 4977 del 2007 que se refieren a la asignación simétrica de pérdidas entre todos los comercializadores en un mercado de comercialización, incluidos los Comercializadores Minoristas.

Con lo anterior, es claro que las políticas de reducción de pérdidas fueron incorporadas oportunamente en la regulación con base en los Decretos 387 y 4977 de 2007 y que los proyectos regulatorios de que trata la Resolución CREG 184 de 2010, que fueron expedidos en uso de las facultades legales que tiene la CREG, pretenden la instrumentación de dichas políticas.

244. En todo caso, de quererse implementar la directriz del decreto 387, en los considerandos del documento, y como premisa para la presentación de estas propuestas, deberían entonces incluirse los objetivos del Decreto 387 de 2007, en especial en lo referente a la promoción de la competencia y la igualdad entre los agentes que participan en el mercado, así como lo estipulado en el artículo 4 con respecto a la adecuación de los mecanismos de medición a los usuarios residenciales industriales y comerciales regulados, y que son fundamentales si se pretende cumplir con la directriz de UNIVERSALIZACIÓN DEL SERVICIO, pues encontramos que nuevamente se toma sólo una parte de este decreto, lo cual no es procedente ya que es regla general del derecho que las normas deben ser apreciadas en su conjunto ya que de no ser así se le estaría dando una mala aplicación e interpretación.

Al respecto, es preciso reiterar que mediante los proyectos regulatorios contenidos en la Resolución CREG 184 de 2010 se busca instrumentar las políticas de reducción de pérdidas incorporadas a la regulación, mediante las Resoluciones CREG 119 y 121 de 2007.

Si bien, las medidas regulatorias que propone la CREG en dicha Resolución, se refieren únicamente a la política de reducción de pérdidas, no puede por ese hecho afirmarse que se están dejando de lado o desconociendo los demás objetivos que fijó el Decreto 387 de 2007 y mucho menos que la CREG no ha hecho esfuerzos por desarrollarlos.

En relación a los temas de adecuación de mecanismos de medición y universalización del servicio, a los se refiere en su escrito, es preciso aclarar que esta Comisión ha puesto en consulta de todos los interesados dos proyectos regulatorios con los cuales se pretende aprobar el Código de Medida y el Reglamento de Comercialización, en donde se proponen diversas medidas para alcanzar los objetivos fijados en cada uno de esos temas.

En cuanto al hecho de que la propuesta regulatoria contenida en la Resolución 184 de 2010 no incluya la totalidad de los objetivos que definió el Decreto 387 de 2007, tal como se manifestó anteriormente, la Comisión ha desarrollado en otras normas regulatorias y propuestas algunos de esos objetivos y en el entendido en que la propuesta regulatoria presentada está enfocada únicamente a instrumentar la política de reducción de pérdidas, no es necesario que se incluya en la misma los demás objetivos del Decreto.

245. Por otro lado, no entendemos, que si el nuevo Plan Nacional de Desarrollo, que actualmente se encuentra en curso en el Congreso Nacional, reconoce el fracaso de los anteriores programas para resolver los problemas de informalidad e ilegalidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, por tanto plantea que "es necesario replantear la estrategia para atacar los problemas mencionados y entrar en una nueva etapa para los esquemas diferenciales de prestación del servicio ...", la CREG haga caso omiso de esta directriz que es la vigente e insista con la expedición de una reglamentación que iría en contravía del Plan y que representaría, de llegar a implementarse, un efecto muy negativo para la economía de los usuarios finales, para la suficiencia financiera de las empresas comercializadoras y para la productividad del país.

El Plan Nacional Desarrollo es la base de las políticas gubernamentales del país, documento en el que se fijan los lineamientos y las directrices bajo las cuales se deben

armonizar las políticas que sobre cada tema y aspecto de la vida nacional que se piense implementar desde el Gobierno Nacional.

Si bien el Plan de Desarrollo actual puede reconocer en su parte motiva la falencia de algunas políticas que en materia energética se hayan implementado en años anteriores, tal situación no es determinante para argumentar que la normatividad expedida con anterioridad a la aprobación de dicho Plan haya quedado sin efectos jurídicos o haya sido derogada de facto.

Al respecto debe recordarse que tanto las normas como los actos administrativos tienen la presunción de legalidad y hasta tanto dicha presunción no sea desvirtuada por la autoridad competente, los mismos se tendrán como vigentes y producirán los efectos jurídicos para los cuales fueron creados.

Por lo tanto hasta que el Gobierno Nacional no reglamente la actual política en materia energética, la CREG seguirá dado cumplimiento a lo ordenado por las leyes y decretos que se encuentren vigentes y le apliquen en el cumplimiento de sus funciones.

246. Finalmente, lo que busca la propuesta regulatoria es que los Comercializadores Incumbentes-Operadores de Red, reciban un subsidio para la implementación de su plan de recuperación de pérdidas no técnicas, subsidio este que estaría a cargo tanto los Comercializadores, como de los usuarios finales regulados y no regulados, cuando la reducción de pérdidas es una tarea propia de la actividad de Distribución, y como tal ya le viene siendo reconocida a los Operadores de Red dentro de su cargo de Distribución. No entendemos por qué, una actividad que redunde en beneficio propio de las empresas Operadoras de Red, se pretenda que sea pagada y subsidiada por los usuarios finales de los Comercializadores no Incumbentes del área, quienes además de que ya pagan dentro de su CU los costos de Distribución y el costo del plan de reducción de pérdidas, ahora deberán también subsidiar en parte dichas pérdidas no técnicas al OR.

En la propuesta regulatoria presentada mediante la Resolución CREG 184 de 2010 no se crean subsidios o contribuciones ni mucho menos, como se mencionó anteriormente, impuestos.

Los subsidios son una herramienta del Estado de carácter asistencial y económico con una duración determinada que se utiliza principalmente con dos fines: para fomentar el consumo de bienes o servicios o para evitar que los incrementos en algunos precios se trasladen hacia los usuarios finales.

En ese orden de ideas, los subsidios deben ser creados y decretados por el Estado y para que sean catalogados como tal deben cumplir con los anteriores postulados de temporalidad y destinación.

De acuerdo con lo anterior es claro que en la propuesta regulatoria que se presenta mediante la Resolución 184 de 2010 no se crea ningún subsidio como se afirma en el escrito, puesto que ninguno de los cargos establecidos en dicha propuesta cumple con los elementos propio de esa figura económica.

La variable CPROG no es ningún subsidio, es un costo que hace parte de la cadena de costos de la prestación del servicio de energía eléctrica con base en la cual se establecen las tarifas a los usuarios finales y remunerará los costos eficientes de los planes de reducción de pérdidas que correspondan.

247. Analizados los aspectos y hechos anteriores, consideramos que la Resolución CREG 184, y los Decretos 387 y 4977, tienen las siguientes dificultades:

Las pretensiones de éstos implican:

Un cambio radical de las reglas de juego vigentes, lo que afecta no sólo la estabilidad jurídica sino también la confianza inversionista en el sector.

Afecta grandemente la productividad y competitividad del país, más aún si consideramos que ya los impuestos (municipales y nacionales) así como las contribuciones del sector eléctrico colombiano representan contribuciones no reembolsables para el sector productivo nacional de más del 25% sobre las tarifas de energía. (este nuevo impuesto a los comercializadores puede representar hasta un 10% adicional) .

Peor aún, para este sector productivo que representa más del 30% del total de la demanda nacional y que es atendido directamente por Generadores-Comercializadores, el impacto es directo, pues dicho sobrecosto a cargo del comercializador se verá reflejado inmediatamente en el costo de generación de energía.

La propuesta regulatoria presentada por la CREG, contenida en la Resolución 184 de 2010, lo único que hace es implementar y desarrollar una política energética que ya había sido incorporada al marco regulatorio nacional.

En ese orden de ideas, la CREG está cumpliendo con sus funciones legales de regular una materia específica y en ningún caso está actuando en pro o en contra de algún agente del mercado comercializador. Por consiguiente no se puede hablar que mediante los actos y las resoluciones mencionadas se estén cambiando "las reglas del juego" tal como se afirma.

En caso de considerar que los Decretos 387 y 4977 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía contienen "dificultades", le sugerimos que sean expuestas ante el organismo que los expidió.

En cuanto a la productividad y competitividad del país, debe decirse que esta Comisión no tiene evidencias claras de la afectación de esos sectores y mucho menos que los impactos negativos que se presenten sean a causa exclusiva de la propuesta regulatoria presentada.

Sin embargo debe reiterarse que mediante dicha propuesta no se están creado impuestos, ni subsidios como se intenta hacer ver o como indiscriminadamente se reitera en cada aparte del escrito de observaciones.

248. Al igual que el proyecto de ley del Senado y de la Cámara sobre la Ley de Transferencias, estos Decretos y la Resolución sobre pérdidas de energía implican graves problemas al no permitir trasladarse al usuario dicho sobrecosto vía tarifa, tales como:

1. Inconstitucionalidad:

- **Se constituiría en un acto de expropiación, si no se puede trasladar el costo a la tarifa.**

- **Desconoce que la constitución establece que el régimen tarifario de los SPD debe tener en cuenta los costos en que se incurre en la prestación.**

2. Problemas legales:

- **Se modificaría el régimen legal tarifario del SPD de energía eléctrica al no permitir el traslado de los costos vía tarifa, contrariando el criterio de suficiencia financiera contenido en el Art. 87 de la Ley 142 del 1994.**
- **Atenta contra la prohibición de precios predatorios, considerado práctica restrictiva de la competencia, ya que obligaría ofrecer tarifas inferiores a los costos operacionales.**
- **Representa una incompatibilidad entre el impacto fiscal de esta iniciativa y el marco de gastos de mediano plazo.**

3. Impacto fiscal:

- **Por concepto de subsidios (dado que tanto el CPROG como las Pérdidas Reconocidas aumentarían la base del Costo de Prestación del Servicio), no está previsto dicho incremento en el presupuesto del Gobierno Nacional, ni es compatible con el marco de gastos de mediano plazo. Adicionalmente, es incoherente con la propuesta de desmonte de subsidios y contribuciones implementada por el Gobierno a final del 2010. Peor aún, si consideramos que en los mercados de comercialización donde estas pérdidas serían subsidiadas, corresponden a las zonas más deprimidas del país.**

4. Impacto Negativo en competitividad:

- **Los impuestos y contribuciones del sector eléctrico colombiano le restan competitividad al sector productivo nacional. Actualmente ya enfrenta contribuciones no descontables de más del 25% sobre las tarifas de energía.**
- **Va en contravía del esfuerzo del gobierno por mantener la estabilidad jurídica y la confianza inversionista de los proyectos de expansión asignados en la subasta del Cargo por Confiabilidad.**

Con relación al tema de la inconstitucionalidad que se alega, es necesario precisar que esta Comisión no es la autoridad competente para determinar si los decretos 387 y 4977 de 2007 están ajustados o no a la constitución o son violatorios de ciertas garantías constitucionales. Una vez revisada la propuesta regulatoria que contiene la Resolución CREG 184 de 2007, es claro para esta Comisión que ninguna de las medidas allí estipuladas son violatorias de algún derecho fundamental y mucho menos del derecho a la propiedad, por lo cual no puede afirmarse que hay una expropiación.

Debe ponerse de presente que la expropiación es una institución de Derecho Público, que consiste en la transferencia coactiva de la propiedad privada desde su titular al Estado y en consideración a lo anterior debe decirse que ninguna medida de ese tipo se encuentra contemplada en el proyecto regulatorio en mención. Por lo tanto no se

puede afirmar que con la aplicación de lo establecido en el proyecto de resolución se esté dando una expropiación.

Por lo anterior, debe concluirse que el proyecto regulatorio contenido en la Resolución CREG 184 de 2010 no desconoce ni la constitución, ni el régimen tarifario para el servicio público domiciliario de energía eléctrica.

En cuanto a los problemas legales que se exponen, debe decirse que esta Comisión *no comparte las apreciaciones hechas*, pues es claro que la propuesta regulatoria bajo estudio no modifica en ninguna medida el régimen tarifario del servicio de energía eléctrica.

Al respecto, debe precisarse que el régimen tarifario para los servicios públicos domiciliarios, fue fijado por el legislador mediante la Ley 142 de 1994 en los artículos 87 y 90 principalmente.

En tales disposiciones se fijan las reglas, criterios y elementos que componen tanto el régimen tarifario como las formulas tarifarias que deben aprobar las respectivas comisiones de regulación y las tarifas que deben aplicar las empresas.

En materia de energía eléctrica, debe decirse que las formulas tarifarias vigentes aprobadas por la CREG observan cada una de las reglas fijadas e incluyen cada uno de los elementos establecidos por la Ley por lo tanto no se puede afirmar que al no permitir el traslado de los costos de los planes de pérdidas a las tarifas se está modificando dicho régimen tarifario, pues tal como se explicó, las formulas tarifarias aprobadas por la CREG están ajustadas a lo determinado por el artículo 87 y 90 de la Ley 142 de 1994 e incluyen cada uno de los elementos mandados por dicha norma.

Tampoco se puede afirmar que por ese hecho se esté contrariando el criterio de suficiencia financiera contenido en el Art. 87 de la Ley 142 del 1994, pues debe recordarse que dicho criterio es solo un componente del régimen tarifario y dicho régimen también se compone de criterios tales como la solidaridad y redistribución de tal forma que ambos se integren y se armonicen.

Por lo tanto, la propuesta regulatoria en cuestión responde a dichos criterios y por consiguiente no es contraria a los principios de la Ley 142 de 1994 ni aquellos propios del régimen tarifario.

En cuanto al impacto fiscal y el impacto negativo a la competitividad que se expone en el parte señalado, se debe manifestar que esta Comisión no comparte lo análisis hechos y que los mismos no pueden ser tomados como evidencias serias de la supuesta afectación fiscal que se predica y mucho menos de los impactos negativos que se presenten en la competitividad sean a causa exclusiva de la propuesta regulatoria presentada.

249. Por lo anterior, solicitamos respetuosamente a la CREG

1. Sobre los diferentes estudios requeridos, contratados y/o adelantados por la Comisión:

Con el fin de tener completo conocimiento y alcanzar un buen entendimiento de los objetivos de la propuesta, así como una evaluación de su desarrollo y alcance, solicitamos muy respetuosamente nos indiquen a los agentes, usuarios y terceros interesados, cada uno de los estudios adelantados (si efectivamente se

contrataron) y donde podemos consultar los informes finales de cada uno de éstos.

Sobre los diferentes estudios requeridos, contratados y/o adelantados por la Comisión, le informamos que se han realizado los siguientes:

- Consultoría para la determinación de las pérdidas de energía en los mercados de comercialización presentes en el SIN y definición de criterios para la evaluación de planes de reducción y/o mantenimiento de pérdidas de Energía. CDP-152-07, realizada por la firma IEB S.A. y publicado por la CREG a través de la Circular CREG 057 de 2009.- Estudio de las pérdidas de energía eléctrica en las redes del nivel de tensión 1 de los sistemas de distribución local y el acompañamiento en la definición de modelos de estimación de costos de planes de reducción de pérdidas adelantado por la Universidad Tecnológica de Pereira, UTP, y publicado mediante la Circular CREG 052 de 2010.
- Estudio Programa Computacional y Modelo de Estimación del Costo Total del Plan realizado por la UTP y publicado con la Circular CREG 024 de 2011.

En cuanto a desarrollar todo los objetivos del Decreto 387 de 2007, debe reiterarse lo manifestado anteriormente en el sentido de que esta Comisión cumplió con lo ordenado por dicho decreto y que además ya se han desarrollado en otras propuestas regulatorias, algunos de esos objetivos. En el entendido en que la propuesta regulatoria presentada, en oportunidad está enfocada únicamente a instrumentar la política de reducción de pérdidas, no es necesario que se incluya en la misma los demás objetivos del mencionado Decreto.

COMENTARIOS DE VATIA

250. El artículo 365 de la Constitución Política establece como fin inherente a la función social del Estado, la prestación eficiente del servicio público domiciliario de energía eléctrica, a todos los habitantes del territorio colombiano. La Ley 14,3 de 1994 estableció una directa relación entre este mandato constitucional de prestación eficiente y el deber legal atribuido a la CREG en relación con los niveles de pérdidas de energía que se deben alcanzar en este servicio público, Específicamente manda, el artículo 45 de esta Ley, que la regulación debe propender por alcanzar “niveles de pérdidas de energía y potencia eficientes

En igual sentido, de acuerdo con los artículos 2.5 y 33 de la Ley 142 de 1994, la CREG debe intervenir en el servicio público domiciliario de energía eléctrica, a través de la función de regulación que le fue atribuida, para lograr que efectivamente se logre reducir las pérdidas de energía y potencia, a un nivel eficiente

En tanto existe un claro mandato constitucional y el deber legal de que el servicio de energía eléctrica se preste dentro de un nivel de pérdidas eficiente, no tiene fundamento jurídico que la CREG en el Proyecto de Resolución aquí contemplado, permita que sea discrecional para el Operador de Red la decisión aplicar o no lo establecido por la Resolución y establecer un Plan de Reducción de Pérdidas en su mercado de comercialización” (...)

El fundamento jurídico se encuentra en las funciones asignadas por la Ley a la CREG y en lo establecido en el Decreto 387 de 2008.

251. El origen de la pérdida no técnica, está relacionado con las actividades propias del agente Comercializador y por tanto es éste el encargado de la gestión para su reducción, No obstante, la CREG delega en el Operador de Red (a discreción de este) la gestión para su reducción, En la misma línea, la diferencia entre la Pérdida Total de la Senda y la Pérdida Reconocida (Pérdida No Técnica No Reconocida) es asumida por los Comercializadores en un mercado en proporción a sus ventas, Con esta distribución la CREG vulnera el principio de Eficiencia Económica que deben tener las empresas Comercializadoras en el sentido de que si un Comercializador entrante realiza correcta y adecuada gestión en sus fronteras comerciales esta distribución a prorrata afecta su patrimonio a beneficio del agente Comercializador que no ha realizado gestión alguna para reducir o evitar el incremento de las pérdidas no técnicas.

La propuesta de resolución reglamenta lo establecido en el Decreto 387 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, que es donde se define que el Operador de Red es el responsable de la gestión para la reducción de pérdidas no técnicas y el encargado de definir la senda de reducción de pérdidas.

No obstante lo anterior, la gestión de pérdidas no técnicas no es atribuible únicamente a los comercializadores de un mercado tal como se mencionó en el documento CREG 113 de 2003. Es claro que las medidas introducidas en el proyecto regulatorio contenido en la Resolución 184 de 2010 no son inconstitucionales y no violan el principio de eficiencia económica, pues dicho principio no es absoluto y por lo tanto debe armonizarse con los demás principios y criterios que fundamentan el régimen tarifario actual, como lo son la solidaridad, la distribución, la neutralidad y la integralidad de la tarifa, así como lo demás criterios y elementos establecidos en los artículos 87 y subsiguientes de la Ley 142 de 1994.

252. Como está concebido el proyecto comporta una clara discriminación en contra de los comercializadores y una inequitativa distribución de las cargas económicas que van soportar los Comercializadores Entrantes en la distribución de pérdidas en un Mercado de Comercialización, lo cual contraría los principios Constitucionales de la Igualdad y la Competencia en los mercados,

En primer lugar debe decirse que a pesar de que esta Comisión no es la autoridad competente para decidir si efectivamente se produce una violación al derecho a la igualdad. Es claro para esta Comisión que los proyectos regulatorios propuestos no están vulnerando el núcleo esencial o los límites intrínsecos que ha definido la Corte Constitucional en su jurisprudencia respecto al referido derecho. Por lo tanto no se considera que se incurra en una "discriminación" como se afirma.

En segundo lugar, no considera esta Comisión que con el proyecto regulatorio propuesto se estén contrariando los principios constitucionales a la igualdad o competencia de mercados, pues a juicio de la CREG el proyecto está ajustado a lo establecido por los artículos 2.5 y 3.3 de la Ley 142 de 1994 y 45 de la Ley 143 del mismo año.

253. El usuario solo debe reconocer a través de la tarifa unos niveles de pérdidas de eficiencia, sin embargo pretender que con un cargo adicional en la tarifa el usuario sea el financiador de una gestión de reducción de

pérdidas que mejora los Estados Financieros de los agentes del sector resulta inconstitucional y viola el principio de Eficiencia Económica donde los costos de prestación del servicio deben distribuirse entre las empresas y los usuarios.

Ver respuesta a la pregunta No. 251

254. Entendemos que el artículo 8 que trata de fijar el inicio cierto del Programa de Reducción de Pérdidas no Técnicas, no es claro, ya que se dejan varias oportunidades de interpretación, pues el Operador de Red debe notificar de su aceptación en cuatro (4) oportunidades y no se hace claridad sobre cuál de ellas es la idónea para considerar el inicio del mismo"

Por tal razón se solicita a la CREG hacer claridad sobre el momento en que quedaría en firme dicha aceptación, para de esta manera tener certeza sobre el momento a partir del cual rige, para el Comercializador, la obligación de trasladar al Usuario la modificación en su tarifa del cobro de la variable "CPROG₁", Se sugiere que la notificación de la aceptación al LAC y al Comercializador sea realizada oficialmente por la CREG a través de la expedición de una circular que se de conocer dicha actuación en particular indicado a partir del mes al cual le es aplicable,

Ver respuesta a la pregunta No. 49

255. Según lo expuesto en la Audiencia Pública de Ibagué, la suspensión del Plan a un Operador de Red solo será por una sola vez; sin embargo, en el literal b) del artículo 11 se incorpora como una de las causales para la cancelación automática del Plan "La Reincidencia en una de las causales de suspensión del plan", Solicitamos a la Comisión hacer claridad en el texto de la resolución sobre el límite o cantidad de veces, en un tiempo determinado, en que el OR puede reincidir en las causales que den lugar a la cancelación automática del Plan que le fue aprobado para el correspondiente mercado de comercialización.

Se aclara que la reincidencia en el caso de incumplimiento de la meta de reducción de pérdidas está definida en el literal a) del artículo 11 de la propuesta, no obstante se dará claridad a esta situación en la resolución definitiva.

256. En el artículo 12, 13 y 14 del proyecto tratan por una lado sobre la constitución de una fiducia mercantil en caso de suspensión del Plan, y por el otro, de la devolución de ingresos por parte del OR en el evento de cancelación o terminación unilateral del Plan, a nuestro criterio es necesario que la Comisión revise el alcance de las citadas disposiciones teniendo en cuenta que:

Los dineros que quedan garantizados en la fiducia durante la suspensión del plan (6 meses) están salvaguardados por esta, pero los dineros que fueron entregados al OR para que ejecutara el plan no tienen garantía alguna y más si el Plan es incumplido. El OR debe garantizar desde el comienzo estos dineros por si se presenta el caso de no cumplir el Plan ofreciendo una Garantía Real (si se desea rotativa) para cada periodo de evaluación, Si el OR tiene ingresos (cargos por uso) asegurados y activos eléctricos, el mero hecho de poseerlos no son garantías para el Sistema, deben otorgar una garantía real fácilmente ejecutable

de tal manera que pueda hacer efectiva la devolución de todos los recursos entregados al Operador de Red por concepto del Plan que no cumplió.

El esquema de garantías del mercado eléctrico debe ser consistente para todos los agentes. Si aquellos agentes que realizan transacciones en bolsa no se les permite cubrir el riesgo cartera con ingresos futuros, tampoco debe permitirsele al Operador de Red y menos involucrar al usuario y a la tarifa como garante.

No es suficiente incluir en la tarifa del usuario el cobro negativo de la variable CPROGj,m, durante un (1) año luego cancelación o terminación unilateral del Plan, porque ello no garantiza que efectivamente el Operador de Red devuelva los dineros a los usuarios, por ejemplo ante casos de liquidación, toma de posesión, etc.

257. La Fiducia es uno de los elementos de la metodología propuesta, que busca que los OR se comprometan con metas alcanzables. Por lo tanto, la constitución de la Fiducia ante un incumplimiento de dos periodos de evaluación consecutivos es un incentivo para que las empresas definan apropiadamente las metas y ejecuten el plan de acuerdo con lo aprobado, garantizando así que los recursos de los usuarios se estén invirtiendo eficientemente. El proyecto reconoce abiertamente que la implementación de los Planes causa erogaciones adicionales para los Operadores de Red y para los Usuarios y ante la suspensión y la terminación del Plan, reconoce expresamente que a los usuarios se les debe devolver lo que pagaron. Sin embargo en ningún artículo de este proyecto, ni en el proyecto de resolución No. 3 a través del cual se modifica la resolución 121 de 2007, se consideró la obligación y la forma en que el Operador de Red y/o el Sistema devolverá las Pérdidas No Técnicas No Reconocidas a cargo de los Comercializadores cuando fue una mala gestión del Operador de Red ocasionando la cancelación del Plan o terminación unilateral del mismo.

Solicitamos a la CREG que incluya en el texto de la resolución en consulta, la obligación por parte del OR y/o del Sistema, de retornar los recursos o costos en que incurrieron los Comercializadores Minoristas entrantes por concepto de asignación de pérdidas no técnicas no reconocidas, en el evento de presentarse la cancelación o terminación unilateral de un Plan en el haya contribuido

En el numeral 4.2 del Anexo 4 de la propuesta de resolución se establece que las pérdidas de energía a distribuir entre los comercializadores de un mercado corresponden al mínimo entre las pérdidas establecidas en la senda aprobada al OR y las pérdidas del respectivo mercado en cada momento del tiempo.

Esto significa que durante los periodos en los cuales el OR no cumple con las metas, las pérdidas por encima de la senda son asumidas por el OR a través de sus comercializador integrado. De otra parte si las pérdidas reales son menores a las de la senda, se distribuyen las pérdidas reales y no las de la senda.

En este sentido se considera aplicado el mandato establecido en el Decreto 387 de 2007 de manera instantánea entre los comercializadores.

La diferencia se encuentra en que mientras las liquidaciones del plan se efectúan de manera instantánea con los Comercializadores del mercado, no es lo mismo con los usuarios, pues la meta con base en la cual se mide un posible incumplimiento no es posible aplicarla en

Az

línea sino que hay un tiempo de rezago que es justamente el tiempo en el que se recauda un dinero que posteriormente se devuelve.

258. El artículo 19 propone que los Comercializadores no podrán efectuar incrementos mensuales superiores al 3% del Costo Unitario de Prestación del Servicio por la aplicación del cobro de la variable CPROGj,m” Esta disposición debe estar armonizada con la liquidación de los cargos que realizará el LAC, ya que es posible que la sumatoria del cargo que un Comercializador deba aplicar por este concepto, más la variación de cualquiera de las otras componentes de la tarifa, excedan el límite establecido por el regulador.

Teniendo en cuenta esta situación, es necesario que la CREG determine cómo se carga al usuario el valor restante del CPROGj m que no pudo ser trasladado al usuario en el respectivo mes, así como el mecanismo para que la liquidación del LAC, cuando es mayor a los valores que puede facturar el comercializador a los usuarios, se ajuste a estos valores. También solicitamos a la CREG establecer claramente quién debe asumir el riesgo de cartera derivado del recaudo del CPROGjm, el cual no puede estar a cargo de los Comercializadores, salvo que se les reconozca expresamente los correspondientes costos de tal asignación.

Respecto a los incrementos del CU superiores al 3%, ver respuesta a la pregunta No. 54

Respecto al riesgo de cartera, es claro que la actividad de comercialización es la que enfrenta este riesgo sobre del recaudo de todos los componentes incluidos en el Costo Unitario de prestación del servicio.

259. También es necesario que la CREG defina un procedimiento claro para la facturación, recaudo y traslado del CPROGjm que sea calculado para un mercado de comercialización. Así mismo que sea LAC quien se encargue de la liquidación de los valores reales que cada Comercializador Minorista Entrante deberá trasladar a los OR, en cada mercado de comercialización para los primeros tres (3) meses de ejecución Plan.

Se establecerá el procedimiento de liquidación y recaudo respectivo.

260. En numeral 1,2 del Anexo 1 Formato de Actividades a Desarrollar, se incluye la inspección de medidores en desarrollo del Plan de recuperación de pérdidas no técnicas aprobado al OR, involucrando directamente al Comercializador Entrante, ya que según lo dispuesto en la Resolución 070 de 1998, las inspecciones y/o visitas que realice por el OR requerirán del acompañamiento del Comercializador.

Se solicita que la Comisión que reconozca a los Comercializadores Minoristas los costos en que deberán incurrir al realizar las inspecciones y/o visitas con ocasión del acompañamiento al OR en la ejecución de su Plan, ya que no son cubiertos por el Margen de Comercialización.

Esta es una potestad establecida desde 1998 a través de la Resolución CREG 070 de 1998, por lo cual no se observa la necesidad de reconocer esto como un nuevo costo para el comercializador entrante.

261. En el numeral 2,3.1 del Anexo 2 Cálculo del Costo del Plan, se propone que las redes de nivel de tensión 1 donde estén instalados o se vayan a instalar sistemas de medición centralizada, el Operador de Red podrá exigir a los Comercializadores que sus usuarios tengan un medidor que incluya el elemento de comunicaciones para interrogación remota y/o para lectura de consumos acumulados a través de un visualizador para lectura en terreno y que el usuario podrá cambiar su medidor por uno de las calidades exigidas o acogerse a la medida dispuesta por el OR a través de su sistema de medición centralizada

Se solicita a la Comisión hacer claridad del alcance de esta disposición ya que en el texto de la resolución no se fijan los criterios claros sobre lo que pasará con las condiciones actuales de medición de los Usuarios, si se adoptarán periodos de transición para que el usuario tome la decisión de cambiar su medición u optar por la medida del OR

De acuerdo con la Resolución CREG 070 de 1998 el procedimiento para cambio de medidor incluye la solicitud del agente que requiera el cambio y el plazo de un mes en el que el usuario puede decidir la persona natural o jurídica que le suministre el medidor. Por lo anterior no se evidencia la necesidad de definir otro procedimiento en esta resolución, ni criterios adicionales para cambio de medidores a los existentes en la Ley y regulación vigente.

262. Igualmente se solicita tener presente la necesidad de incluir en el costo de Cv de los Comercializadores Minoristas las inversiones en que incurrirán al verse obligados por el OR a instalar los elementos de interrogación remota en su fronteras comerciales, para el desarrollo de Plan propuesto por el OR para la reducción de pérdidas no técnicas"

El costo de instalar los elementos de interrogación en estos casos particulares hace parte del plan de reducción de pérdidas aprobado a los OR, por lo cual no se requiere que el comercializador incurra en estos costos.

263. En el numeral 3.2 del Anexo 3 Liquidación y Recaudo, en la variable $VC_{j,m-1}$ se solicita a la Comisión tener en cuenta que las disposiciones contenidas para esta variable en la liquidación y recaudo que va a realizar el LAC, no son aterrizadas dada la dificultad de confrontación de la información la información, puesto que los periodos de validación entre el SUI y el LAC no son simétricos dado que éste último se maneja por meses calendario, mientras la Información que se reporta al SUI por parte de los Comercializadores es producto de sus procesos de facturación, que pueden ser por ciclos.

En tal sentido se solicita a la Comisión tener en cuenta que el porcentaje establecido para las diferencias de la venta totales reportadas ante el sui, puede resultar superior al establecido en el texto de la resolución, dada la asimetría de la información que va a ser válida por el LAC, en razón a la diferencia de numero días comparables y tipo de días

Si bien es cierto que los ciclos de facturación no permiten la sincronización del reporte de información en ningún caso, la metodología permite que los comercializadores soporten ante el LAC las diferencias mayores al 3% entre las medidas de fronteras y el reporte al SUI.

264. En (sic) último párrafo del numeral 3.2 del Anexo 3 liquidación y Recaudo se interpreta que existirán casos donde el valor del CPROG resulte inferior al 3% del valor del CU del Comercializador integrado; sin embargo el valor del CPROG puede resultar superior al 3% del valor del CU de un Comercializador Minorista Entrante en un mercado de comercialización, lo que implicaría que un Comercializador Entrante debería trasladarle al OR un valor mayor del que pudo trasladarle al Usuario.

Se solicita a la Comisión revisar el texto de esta disposición dado que su redacción no va en armonía con lo establecido puesto que condiciona al Comercializador Entrante referenciándole al 3% del valor del CU de Comercializador Integrado.

Ver respuesta a la pregunta No. 54

265. Los Comercializadores quienes tengan controladas sus fronteras comerciales contribuirán a la implementación de los Planes, asumiendo durante la vigencia de los mismos un costo adicional al ejercicio de su actividad por concepto de asignación de pérdidas no técnicas no reconocidas. Sin embargo, en ninguna parte del proyecto de resolución se consideró la obligación y la forma en que el OR y/o el Sistema reintegrarán los costos en que incurrió el Comercializador por incentivar al OR cuyo Plan fue objeto de cancelación o terminación unilateral.

En tal sentido, reiteramos que los Comercializadores tienen el legítimo derecho a que ante la terminación unilateral del Plan por parte del OR, se le reconozcan los costos en que incurrió por concepto de la asignación de pérdidas no técnicas no reconocidas debida al incumplimiento del Plan por parte del Operador de Red, Por tanto, reiteramos nuestra solicitud de establecer la obligación para que el OR y/o el Sistema, de reintegren a los Comercializadores los recursos o costos en que incurrieron por este concepto en caso de presentarse la cancelación o terminación unilateral de un Plan en el que haya contribuido, con un procedimiento expedito para el efecto.

Ver respuesta a la pregunta No. 257.

COMENTARIOS DICEL Y DICELER

266. Por medio del presente escrito me permito presentar las siguientes Objeciones al proyecto de resolución No. 144 Por la cual se define la metodología para el establecimiento de los planes de reducción de pérdidas no técnicas en los sistemas de Distribución local por considerar que el ANEXO 4 CALCULO DE INDICES DE PERDIDAS LITERAL 4.2 PERDIDAS DE ENERGIA A DISTRIBUIR EN LOS MERCADOS DE Comercializador de la resolución, está violando el derecho a la igualdad, la libre competencia y se está promoviendo los MONOPOLIOS, y está violando el Art. 6 de la ley 143 de 1994.

No se considera que con las medidas propuestas se estén violando los derechos a la igualdad o la libre competencia y mucho menos se estén promoviendo lo monopolios tal como se afirma.

La anterior consideración se hace teniendo en cuenta que el núcleo esencial de esos derechos y sus límites definidos por la Corte Constitucional, no se ven vulnerados en ninguna forma por la propuesta de regulación dada a conocer.

267. Si bien es cierto que la comisión de Regulación de Energía y gas es la encargada de definir la metodología para el cálculo y fijar las tarifas por el acceso y uso de las redes eléctricas, así como el procedimiento para hacer efectivo su pago, también lo es que no puede violar la Ley ni la constitución, ya que el pretender que los comercializadores minoritarios compartan la ineficiencia de los Distribuidores en la administración de pérdidas se está violando lo previsto en el Art. 6 de la Ley 143 de 1994, la actividad de Distribución de energía eléctrica se rige por los principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. Es claro que la responsabilidad por las pérdidas son del Distribuidor y de nadie más, más aun cuando las redes de Distribución solo pueden ser operadas, administradas y mantenidas por el Operador y esto es cobrado al Usuario mediante los cargos de AOM. Si el distribuidor cobra y no hace mantenimiento de sus redes es su responsabilidad y no se puede pretender que el usuario de esas redes cargue con la ineficiencia de ellos.

En cuanto a la violación de los principios contenidos en el artículo 6° de la Ley 142 de 1994, se considera que la metodología propuesta plantea un esquema de distribución equitativa de las pérdidas, que obedece a los criterios y principios bajo los cuales se fundamenta el actual régimen tarifario establecido por la ley 142 de 1994 y por consiguiente no se puede afirmar que con la introducción de las medidas propuestas por la CREG a través de la Resolución 184 de 2010 se estén violando dichos principios y la CREG esté actuando en contra de la Ley.

El proyecto regulatorio propuesto se encuentra alineado con los principios y criterios definidos por los artículos 87, 88, 89 y 90 de la Ley 142 de 1994.

268. La Comisión de Regulación de Energía y Gas debe regular basado en los principios de equidad y no hay equidad cuando los Usuarios pagan por el uso y mantenimiento de redes y no se sancione al OR que es ineficiente en su administración de pérdidas, sino que por el contrario se le está incentivando por hacer un Plan de calidad en el servicio, (Resolución 097 del 2008) Costo que será trasladado al Usuario vía tarifa y cancelado al OR, nuestra pregunta es ¿ Que ha hecho el Distribuidor con el recaudo por concepto de mantenimiento, y Uso, el cual debe garantizar la reposición del activo, esto es lo que debería estar regulando la comisión, el manejo de estos recursos los cuales deben ser invertidos en planes de calidad, igualmente el Usuario debe subsidiar mediante un delta el mejoramiento en la calidad del servicio, lo cual es una obligación del OR y como si fuera poco las pérdidas no Técnicas las compartirá con los comercializadores minoritarios, poniéndonos en desventaja frente a los Operadores de Red, Constituyendo violación al derecho de Igualdad de que trata el Art 13 de la C.N. que a la letra dice "todas las personas nacen libres e iguales ante la ley, recibirán la misma protección y trato de las autoridades y gozarán de los mismos derechos, libertades y oportunidades sin ninguna discriminación por razones de sexo, raza, origen nacional o familiar, lengua, religión, opinión política o filosófica. El Estado promoverá las condiciones para que la igualdad sea real y efectiva y adoptará medidas a favor de

grupos discriminados o marginados. El Estado protegerá especialmente a aquellas personas que por su condición económica, física o mental se encuentren en circunstancia de debilidad manifiesta y sancionará los abusos o maltratos que contra ellas se cometan.

Aunque la CREG no es la autoridad competente para decidir si efectivamente se produce una violación al derecho a la igualdad, es claro que los proyectos regulatorios propuestos no están vulnerando el núcleo esencial o los límites intrínsecos que ha definido la Corte Constitucional en su jurisprudencia respecto al referido derecho. Por lo tanto no se considera que se incurra en una violación como se afirma.

Adicionalmente debe decirse que la Corte constitucional en numerosa jurisprudencia ha definido el alcance real del derecho fundamental a la igualdad el cual no solamente se suscribe a dar trato igual a los iguales sino diferencial a los desiguales.

269. La Comisión con esta resolución está desconociendo que las comercializadoras minoritarias también tienen pérdidas dentro de sus fronteras y no serán compartidas con los distribuidores.

Independientemente del comercializador que atienda un usuario en un mercado de comercialización, la regulación tiene definidos unos índices de pérdidas reconocidas que son trasladados por el comercializador al usuario, con independencia de que en un sistema determinado las pérdidas reconocidas puedan ser mayores a las reales o la ubicación del índice reconocido respecto del índice real que se registra en una frontera comercial particular en un sistema.

Si la situación es que en el sistema existan pérdidas superiores a las reconocidas, con independencia del comercializador que esté atendiendo los usuarios de una frontera, el OR deberá considerar esta situación en la ejecución del plan.

270. No podemos hablar de libre competencia, cuando la misma Comisión de Regulación, nos está debilitando frente a los Distribuidores que también sean Comercializadores cuando el cargo por la C de ellos es más alto que de los comercializadores puros el cual no alcanzara para cubrir las pérdidas del distribuidor, poniéndonos en gran riesgo financiero, situación que se agrava más CPROG cuando se incrementa más del 3%, pero si se debe cancelar al Distribuidor entonces ¿ Cuando voy a cobrarle al usuario?.

Ver respuesta a la pregunta No. 54

271. La comisión de Regulación no puede olvidar que el Estado debe Fortalecer y estimular el desarrollo empresarial, en igualdad de condiciones. Igualdad que no puede entenderse como la distribución entre todos los agentes del mercado de los costos económicos por la ineficiencia de los Distribuidores en la administración de sus pérdidas, sino tomar las medidas necesarias para que los agentes del mercado cumplan con sus obligaciones y les garanticen a los usuarios una excelente prestación del servicio. Recalco una vez más que al usuario de las Redes de Distribución se le carga vía factura todos los costos en que incurre el OR, incluyendo la remuneración del activo de la cual debe dejar una parte para reposición, la Administración, Operación, ya que nadie más toca las redes y por último

Mantenimiento, donde debe garantizar que no hayan pérdidas superiores a las reconocidas por la regulación y cobradas vía factura.

Precisamente en el sentido de igualar las condiciones a todos los participantes de un mismo mercado de comercialización es que el Decreto 387 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía ordena la distribución de las pérdidas a prorrata de su demanda a diferencia de lo que se presenta actualmente, donde uno solo de los comercializadores asume la totalidad de las pérdidas no reconocidas.

Se reitera que a través de la Resolución CREG 184 de 2004 se puso a consideración de los interesados la propuesta de desarrollo de las políticas de que trata el citado Decreto.

272. Con esta regulación se está poniendo en peligro la libertad de empresa, violándose el derecho al trabajo, el cual es un derecho fundamental, que debe proteger el gobierno.

Se considera que el proyecto regulatorio en ningún momento vulnera el derecho al trabajo y tampoco considera que se ponga en peligro la libertad de empresa como consecuencia directa de las medidas regulatorias propuestas, pues no se presenta evidencia seria de ello.

273. Esta Resolución está protegiendo a un solo sector energético, lo que llevara a la conformación nuevamente de MOPOLIOS, (Sic) prohibidos por la C.N. Art. 336 Artículo 336'.-CN.

Ningún monopolio podrá establecerse sino como arbitrio rentístico, con una Finalidad de interés público o social y en virtud de la ley. La ley que establezca un monopolio no podrá aplicarse antes de que hayan sido plenamente indemnizados los individuos que en virtud de ella deban quedar privados del ejercicio de una actividad económica lícita. La organización, administración, control y explotación de los monopolios rentísticos estarán sometidos a un régimen propio, fijado por la ley de iniciativa gubernamental. Las rentas obtenidas en el ejercicio de 105 monopolios de suerte y azar estarán destinadas exclusivamente a 105 servicios de salud.

El Estado es "Encargado de Promover y Apoyar a las personas que presten servicios públicos", así lo reza el Art. 3 de la ley en mención, la Comisión en su afán por favorecer a los DISTRIBUIDORES, también está Afectando Gravemente la Libertad de Empresa, la prestación en forma continua y eficiente del servicio y promoviendo los monopolios.

La Ley 142 de 1994, Artículo 11.1. Asegurar que el servicio se preste en forma continua y eficiente y sin abuso de la posición dominante que la entidad pueda tener frente al usuario o a terceros.

Esta Resolución es una prueba de abuso de poder dominante.

La propuesta regulatoria en cuestión surge como el desarrollo de la política de reducción de pérdidas definida por el Gobierno Nacional mediante el Decreto 387 de 2007.

No puede afirmarse que el proyecto regulatorio en cuestión busca proteger a los Distribuidores o a cualquier otro agente comercial y mucho menos que la actuación de la CREG está encaminada a ese propósito, pues es una afirmación alejada de la verdad y evidentemente temeraria que no tiene sustento o fundamento alguno.

En cuanto a la afectación a la libertad de empresa y a la prestación en forma continua y eficiente del servicio, considera esta Comisión que las medidas introducidas en el proyecto regulatorio no son suficientes para generar la afectación enunciada y en consecuencia no existe mérito para realizar tal afirmación, más aun cuando jurisprudencial y doctrinariamente se ha construido la noción de libertad de la empresa para hacer referencia a la posibilidad legítima de ejercer una actividad dentro del marco de la libre competencia económica que en el caso que nos ocupa no se está restringiendo de ninguna manera.

En cuanto al abuso de posición dominante debe decirse que esta es una actuación económica propia de agentes de mercado y en el entendido en que la CREG no es un agente del mercado no puede afirmarse que se está ejerciendo una posición dominante.

274. Abstenerse de prácticas monopolísticas o restrictivas de la competencia, Cuando exista, de hecho, la posibilidad de la competencia.

Este Proyecto de Resolución está atentando con el Art.20 de la ley 142/ 94 ya que una de las funciones de regulación por parte del estado es "... promover la competencia, crear y preservar las condiciones que la hagan posible".

Esta Resolución en modo alguna está preservando las condiciones que hagan posible la competencia, muy por el contrario la está limitando.

Por los motivos antes expuestos considero este proyecto de Resolución violatorio de la Constitución Política Colombiana, donde la actividad económica y la iniciativa privada son libres, dentro de los límites del bien común. Para su ejercicio, nadie podrá exigir permisos previos ni requisitos sin autorización de la ley.

No se considera que el proyecto regulatorio contenido en la Resolución CREG 184 de 2010 esté atentando contra el artículo 20 de la ley 142 de 1994 pues dicho artículo se refiere al régimen de las empresas de servicios públicos en municipios menores y zonas rurales y ninguna de las medidas propuesta en el referido proyecto entran a modificar alguno de los aspectos establecidos en dicho artículo.

Por otra parte, tampoco se considera que no se estén cumpliendo con las funciones establecidas para la CREG, pues es justamente en cumplimiento de las funciones asignadas por la Ley 142 de 1994 que se expidió la Resolución CREG 184 de 2010. Las medidas regulatorias allí establecidas no limitan la competencia como se afirma sino que por el contrario están encaminadas a fomentarla como ordena la Ley.

Por todo lo anterior y los análisis hechos en relación a la vulneración de los derechos fundamentales alegados por DICEL, es que se considera que el proyecto regulatorio propuesto mediante la Resolución CREG 184 de 2010 no vulnera en ninguna medida la Constitución Política ni los derechos a la libre empresa, iniciativa privada o al trabajo enunciados.

COMENTARIOS ENERTOTAL

275. Que las decisiones de inversión en generación, interconexión, transmisión y distribución de energía eléctrica, constituyen responsabilidad de aquéllos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la

ejecución y explotación de los proyectos, no es coherente la propuesta regulatoria al pretender que los usuarios de los mercados con unos mayores niveles de pérdidas a las reconocidas asuman las inversiones que están en cabeza del Operador de Red o Distribuidor, para que éste obtenga unos mayores ingresos que no solo provienen del usuario sino también de los comercializadores minoristas que compiten con él en su mercado.

La propuesta regulatoria instrumenta lo señalado en el Decreto 387 de 2007.

276. Que si la Constitución es norma de normas, no entendemos como un Decreto y una Resolución pueden determinar costos, responsabilidades compartidas, impuestos en cabeza de terceros competidores a favor del Operador de Red, subsanando ineficiencias de este último.

El Decreto 387 de 2007 otorga las facultades a la CREG para la reglamentación de los planes de reducción de pérdidas de energía eléctrica.

277. Que si las fórmulas tarifarias no pueden trasladar a los usuarios los costos de una gestión ineficiente, ni permitir que las empresas se apropien de las utilidades provenientes de prácticas restrictivas de la competencia, como es posible que la CREG a través de una resolución intente trasladar ineficiencias incluyendo un costo para que las empresas hagan lo que deben hacer y además valide un "subsidio" a favor del distribuidor-comercializador proveniente de un "impuesto" asignado a los demás comercializadores minoristas que compiten con él en su mercado. Adicionalmente, resaltamos que en los considerandos de la Resolución en

A través de las fórmulas tarifarias establecidas en la resolución CREG 119 de 2007 sólo se permite que los agentes trasladen a los usuarios los costos eficientes que se causan en la prestación del servicio de energía eléctrica, por lo que no se están trasladando "ineficiencias" a los usuarios como se afirma en esta comunicación.

Respecto de la validación de un "subsidio" o de un "impuesto", se debe ver la respuesta a la pregunta No. 246

278. Aunque la Resolución CREG-121 de 2007 se identifique como expedida en el año 2007, dicha Resolución, como se puede probar en la página de la CREG 1, fue publicada en el diario oficial el 26 de Febrero de 2008 y en la página WEB de laCREG el mismo día, por fuera del tiempo indicado tanto en el Decreto 387 y 4977 de 2007, de tal forma, que en nuestro entendido el tiempo de incorporar las políticas establecidas en estos decretos prescribió el 1 de Enero del año 2008.

En nuestro concepto la aplicación de lo indicado por los Decretos 387 y 4977 de 2007 prescribió el 1 de enero de 2008

En cuanto a las observaciones hechas respecto al plazo establecido en los Decretos 387 y 4977 del 2007, es preciso aclarar que mediante las resoluciones CREG 119 y 121 de Diciembre de 2007 la CREG incorporó, al marco regulatorio vigente, las políticas definidas por los Decretos 387 y 4977 del 2007, en especial aquellas que se refieren a la asignación de pérdidas entre Comercializadores Minoristas en un Mercado

de Comercialización y al cobro de los costos eficientes a través de las fórmulas tarifarias.

En consecuencia, se concluye que la Comisión dio cumplimiento a lo ordenado por el párrafo del artículo 3° del Decreto 387 de 2007, modificado por el Decreto 4977 del mismo año, toda vez que mediante las resoluciones CREG 119 y 121 del 2007 se incorporaron las políticas definidas en tales normas, tal como se ordenaba.

279. Es preocupante corroborar que el Gobierno a través de la CREG no este protegiendo el empleo generado por las Empresas Nacionales (incluidas las Comercializadoras de Energía), las cuales ven amenazada su productividad, e incluso su suficiencia financiera dado que el resultado de la reglamentación propuesta, implica:

- Que se creará un "impuesto" (toda vez que no es transferible a los usuarios directamente vía tarifa), de entre \$3/kWh y \$30/kWh, dependiendo de los niveles de pérdidas de cada mercado y de la participación del comercializador minorista en dicho mercado, por toda la energía que no es facturada por el distribuidor-comercializador de ese mercado.

- Dicho monto deberá ser asumido por todos los Comercializadores Minoristas Entrantes en las diferentes áreas de comercialización del país, en proporción a la demanda que representen. La resolución propuesta incorpora el pago de la distribución de pérdidas, cumpla o no cumpla el Distribuidor comercializador con el plan de pérdidas o con la senda.

- Los valores recaudados por este "impuesto", serán para subsidiar la energía no facturada por el Operador de Red-Comercializador Incumbente, quien adicional mente estará recibiendo otro nuevo ingreso adicional (CPROG), que le pagará el usuario vía tarifa, por hacer lo que le corresponde.

Ver respuesta a la pregunta No. 243

280. Con esta resolución no se está atacando el origen del problema, sino que se está resolviendo el origen de los recursos, desconociendo lo planteado por el Gobierno en el Plan Nacional de Desarrollo, que se encuentra en curso en el Congreso Nacional, el cual menciona (página 219) **... Los planes de desarrollo expedidos para los dos cuatrienios anteriores plantearon la creación y ampliación de fondos especiales con el propósito de resolver los problemas de informalidad e ilegalidad en la prestación del servicio de energía eléctrica. A pesar de las mejoras en los niveles de pérdidas en el Sistema Interconectado Nacional-SIN y de los procesos de normalización de barrios subnormales con recursos del Programa de Normalización de Redes Eléctricas-PRONE ios problemas de subnormalidad y de pérdida de energía persisten. Por esta razón, es necesario replantear la estrategia para atacar los problemas mencionados v entrar en una nueva etapa para los esquemas diferenciales de prestación del servicio ... ". (Subrayado y Repintado nuestro)."

Ver respuesta a la pregunta No. 245.

281. La CREG, a través de la resolución 184 de 2010 pretende reconocer las pérdidas no técnicas producto del Hurto y el fraude en las conexiones básicamente proveniente de la problemática social actual, y pretende trasladársele a otros agentes de la cadena y a los usuarios que sí pagan su suministro; vulnerando flagrantemente el derecho de equidad.”

“Existe una inequidad cuando la CREG, pretende que los usuarios y los comercializadores minoristas entrantes asuman los costos de reducción de pérdidas en aquellos OR donde no se han implementado planes de reducción de pérdidas a diferencia de otros OR que cumplieron exitosamente los planes de reducción de pérdidas con inversión propia, tal y como lo indica la Ley. De esta forma se está premiando la ineficiencia y la falta de gestión.

En relación al derecho al igualdad o al equidad es claro que los proyectos regulatorios propuestos mediante la Resolución CREG 184 de 2010 no están vulnerando el núcleo esencial o los límites intrínsecos que ha definido la Corte Constitucional en su jurisprudencia respecto al referido derecho.

Por lo tanto no considera esta Comisión que la propuesta en mención, este vulnerando el derecho a la equidad tal como se afirma, así como tampoco considera que se esté premiando la ineficiencia y la falta de gestión.

282. La CREG está desconociendo que la atención fundamental de los problemas sociales está en cabeza del Estado, por esta razón, debería ser el mismo Estado quien aporte para la resolución de estos problemas. No tiene asidero político que sean los usuarios y los comercializadores competidores del distribuidor-comercializador de ese mercado los que asuman el costo.

La resolución CREG 184 de 2010, fue expedida para poner en conocimiento de todos los interesados un proyecto regulatorio que tiene como objetivo fundamental el de desarrollar y reglamentar una política de reducción de pérdidas, definida por el Gobierno Nacional, mediante el decreto 387 de 2007.

En ese orden de ideas, la CREG está actuando en ejercicio de una función legal y con base en unas directrices y principios ya definidos por el Gobierno nacional y el Decreto 387 de 2007.

283. Es cuestionable que la Resolución CREG-184 y específicamente la presentación de los Planes de Reducción de pérdidas no sean obligatorios para todos aquellos OR que tengan niveles de pérdidas que estén por encima de las reconocidas. No tiene sentido que solo "quienes lo quieran" tomen el plan, independientemente de tener pérdidas aceptables o no, esto mismo fundamenta que esta solución no es definitiva ni ataca la verdadera esencia del problema.

La propuesta regulatoria se desarrolló bajo un esquema de incentivos a través del cual se busca que los OR presenten planes de reducción de pérdidas alcanzables de acuerdo con las condiciones de su mercado y que los costos a ser asumidos por los usuarios sean eficientes.

Como uno de los principales aspectos de incentivos para que las empresas presenten planes se ha propuesto que aquellas que no lo hagan enfrentarán una disminución inmediata en el

nivel de pérdidas reconocidas y adicionalmente en estos mercados no se distribuirán las pérdidas no reconocidas entre los comercializadores presentes.

284. Llama la atención que en las resoluciones propuestas se permitan incluir en las inversiones de los planes hasta "Medidores de usuarios finales regulados que no cuenten con medidor a la fecha de presentación del plan y su costo no sea trasladado al usuario, medidores en la arranque de todas las líneas, medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión, Macromedidores instalados en transformadores de distribución e inversiones en redes antifraude y sistemas de medición centralizada"; lo cual va en contradicción con el artículo 144 de la Ley 142 de 1994 que establece que los contratos uniformes pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos, que la empresa podrá establecer en las condiciones uniformes del contrato las características técnicas de los medidores, y del mantenimiento que deba dárseles y que será obligación de los usuarios hacerlos reparar o reemplazarlos, a satisfacción de la empresa, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos; (Subrayado nuestro).

En el comentario no se identifica cual es la contradicción de lo propuesto en la resolución y lo señalado en la Ley o la regulación vigente

285. Es anticonstitucional e ilícita la llamada distribución o asignación de las pérdidas no técnicas, toda vez no son ocasionadas por el agente al que se le asignan, se constituyen en un costo de este último sin ninguna posibilidad de recuperación, pone en riesgo la viabilidad financiera de las empresas, podrían considerarse como un impuesto, entre otros.

Si bien esta Comisión no es la autoridad competente para determinar si las medidas regulatorias propuestas en la Resolución CREG 184 de 2010 son inconstitucionales o ilícitas es claro que la distribución de las pérdidas no técnicas obedece a un mandato contenido en el Decreto 387 de 2007 y 4977 del mismo año.

b) Literal modificado por el Decreto 4977 de 2007, nuevo texto: Las pérdidas totales de energía de un Mercado de Comercialización, que se apliquen para efectos del cálculo de la demanda comercial de los Comercializadores Minoristas que actúen en dicho Mercado, se distribuirán así: las pérdidas técnicas por la energía transportada por cada nivel de tensión y las pérdidas no técnicas de todo el mercado de comercialización a prorrata de la energía vendida a los usuarios finales. La Creg definirá la metodología de cálculo para determinar y asignar estas pérdidas. Esta distribución se mantendrá siempre que las pérdidas del Mercado no presenten incrementos con respecto a las definidas por la Creg, mediante una senda para lo cual tendrá en cuenta lo establecido en los literales c) y e) siguientes. En el caso de que las pérdidas presenten un incremento con relación a dicha senda, el OR correspondiente será el responsable del diferencial, que le será asignado según el procedimiento que establezca la Creg y sin que se afecte el balance de las transacciones del Mercado Mayorista. Lo anterior, sin perjuicio de que al usuario final sólo se traslade el nivel de pérdidas de eficiencia reconocido por el regulador. (Subraya fuera de texto)

De acuerdo con lo anterior es claro que la propuesta regulatoria de la CREG está ajustada a lo que ordenan los decretos 387 y 4977 de 2007 y en consecuencia no se puede afirmar que las medidas allí contempladas son ilegales.

De la misma forma y en tanto que no se evidencia una vulneración clara a algún derecho fundamental, es preciso mencionar que tampoco se considera la asignación de pérdidas establecida en la propuesta regulatoria como inconstitucional.

286. Los planes de reducción de pérdidas, con fundamento en la Constitución y la Ley, deberían ser respaldados por fondos del estado o por los capitales propios de los operadores de red y no afectar a los usuarios ni a otros agentes.

No se encuentra el fundamento constitucional o legal para que deban ser los fondos del estado los que respalden los planes de reducción de pérdidas.

287. Los impuestos tienen su origen en el precepto Constitucional según el cual todos los nacionales están en el deber de contribuir al financiamiento de los gastos e inversiones del Estado dentro de los conceptos de justicia y equidad (artículo 95, numeral 9° de la Constitución Política de Colombia)², en ningún momento se habla de cubrir el financiamiento de los gastos e inversiones de un PRIVADO o de un COMPETIDOR.

Ver respuesta a la pregunta No. 243.

288. Como el sistema tributario colombiano se ajusta al principio constitucional de legalidad, la facultad impositiva radica en el órgano legislativo del poder público, así lo expresan los numerales 11 y 12 del arto 150 de la carta constitucional, que enuncian la responsabilidad del Congreso de establecer las rentas nacionales, fijar los gastos de la administración, determinar contribuciones fiscales y, excepcionalmente, contribuciones para fiscales, en los casos y condiciones que establezca la ley³, en ningún momento la Ley ni la Constitución habilitan a la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG a crear un impuesto o un cargo en detrimento Del patrimonio de unos agentes a favor de otros.

Para esta Comisión es muy importante resaltar el hecho que en la propuesta regulatoria presentada mediante la Resolución CREG 184 de 2010, no se crean subsidios o contribuciones y mucho menos como se mencionó anteriormente impuestos.

Los subsidios son una herramienta del Estado de carácter asistencial y económico con una duración determinada que se utiliza principalmente con dos fines, para fomentar el consumo de bienes o servicios o para evitar que los incrementos en algunos precios se trasladen hacia los usuarios finales.

En ese orden de ideas, los subsidios deben ser creados y decretados por el Estado y para que sean catalogados como tal deben cumplir con los anteriores postulados de temporalidad y destinación.

De acuerdo con lo anterior es claro que en la propuesta regulatoria que se presentó mediante la Resolución CREG 184 de 2010 no se crea ningún subsidio como se afirma en el escrito puesto que ninguno de los cargos establecidos en dicha propuesta cumple con los elementos propio de esa figura económica.

COMENTARIOS CAC

289. Metodología para recaudo del dinero: Por ejemplo, un cargo único para los cinco (5) años de vigencia de los programas, con actualización exclusiva del IPP, y que se realicen uno o dos cierres parciales de cuentas para hacer los ajustes correspondientes entre las diferencias de lo recaudado frente a los costos aprobados para cada OR. Otra alternativa es cargo anual, con actualización entre lo real y lo debido cada año (similar al factor K utilizado para el STN al inicio del esquema), y actualización del IPP durante cada mes.

Con la metodología propuesta se eliminaría la necesidad de cancelar planes de reducción de pérdidas por la aplicación del numeral 7.2, entendiendo que este numeral hace referencia a ingresos adicionales que se pudieran tener, y que las empresas no justifican debidamente. Además, se daría tiempo suficiente para dirimir controversias entre el LAC y los OR, por deficiencias en información de reportes mensuales.

Ver respuestas a las preguntas 69, 96 y 97.

290. La ventana de seis (6) meses para la evaluación puede ser corta, puesto que en algunos niveles, los resultados son de mediano y largo plazo. Adicionalmente, en la gestión de pérdidas es importante considerar las estacionalidades en la demanda, que en una revisión semestral pueden mostrar resultados erróneos. En este sentido, una revisión anual permitirá eliminar el efecto de las estacionalidades y hacer un seguimiento más adecuado de la senda de pérdidas.

En concordancia con la viñeta anterior, se plantea también revisar los períodos para efectos de suspensión o cancelación del plan. En el primer caso, la suspensión del Plan, se sugiere que éste se califique con un incumplimiento (anual). Cuando se da este incumplimiento, se reduce el período de evaluación a un semestre adicional, para efectos de decidir la cancelación o no del Plan por incumplimientos reiterados. Ello debido a que, si la evaluación se plantea anual, no tiene sentido trabajar para efectos de suspender el plan con resolución semestral, pero el incumplimiento de un año llevaría a las empresas a una verificación con periodicidad menor. Con esto se garantiza además que los volúmenes de dinero a devolver, en caso de cancelación, no se incrementan de forma considerable. Dejar dos períodos anuales para suspender el plan y tres períodos anuales para cancelar el plan implicaría dilatar mucho tiempo tales decisiones, y además hacer una devolución de recursos a los usuarios, en el caso de la cancelación, de un acumulado de tres años, lo cual tampoco sería indicado.

Ver respuestas a las preguntas No. 29 y 134.

Adicional a esto, se tiene que un incumplimiento anual no permitiría tener un seguimiento tan ajustado como los semestrales planteados. Así, un incumplimiento semestral sirve como una señal de alerta temprana y no hay que esperar un año para verificar la evolución del proceso momento en el cual no sería factible permitir incumplimientos.

291. Es importante revisar los plazos para los reportes de información y el cálculo de los diferentes valores de pérdidas por parte del LAC, por la dificultad en hacer

coincidir los ciclos de facturación con los meses de consumo calculados por el ASIC. Esto podría originar problemas en desviaciones importantes en las variaciones de las pérdidas, y el cumplimiento de las metas establecidas.

Se revisó y se ajustó la coordinación entre las distintas actividades para que no existan conflictos de información para efectuar las tareas previstas.

292. También es importante considerar el tema de la calidad y oportunidad de los reportes al SUI, dadas las implicaciones sobre las liquidaciones comerciales que tendrá esta información. Si bien es la fuente de información oficial del sector, es importante dar señales más concretas para mejorar la calidad de los reportes que realizan los agentes a dicho sistema de Información. Adicionalmente, siendo conscientes de que la Administración del SUI es responsabilidad de la SSPD, se solicita a la CREG plantear a esta entidad la posibilidad de establecer un procedimiento más ágil para poder realizar correcciones a la información reportada, por problemas en los procesos de reporte y/o validación.

Un tema adicional relacionado con la información reportada al SUI, es la solicitud para que se tenga en cuenta que algunas empresas reportaron al SUI en el periodo enero-agosto de 2010 la energía de irregularidades junto con la de ventas. Dado que la Comisión ha planteado que la energía recuperada por irregularidades no será incluida en el cálculo del indicador de cumplimiento de la meta propuesta, es necesario que tales volúmenes de energía se excluyan de la información que se utilice para el cálculo del indicador de pérdidas del año base. En tal sentido, es necesario que se permita a las empresas reportar la información de irregularidades del año 2010, para los meses de enero a agosto, dado que desde septiembre los campos del formato comercial reportado al SUI si permiten su discriminación.

La calidad y oportunidad de la información reportada al SUI es responsabilidad de los agentes, en este sentido las metodologías de remuneración de la actividad de distribución, comercialización y planes de reducción de pérdidas utilizan dicha información para la estimación de cargos, por lo cual se considera que esta es una señal totalmente clara sobre la calidad que debe tener esta información.

Ver respuestas a las preguntas No. 32, 35, 45, 46, 72 y 108.

293. En cuanto a los procesos de liquidación del LAC, y las nuevas obligaciones para los OR de reporte de información, es importante que se precisen los procedimientos aplicables para las liquidaciones, y en especial, los plazos para realizar la revisión y solicitar corrección de las liquidaciones, dado que en la actualidad estos plazos están fijados para la liquidación que soporta la factura únicamente, y en este caso, el LAC no emitirá factura alguna.

Los procedimientos fueron revisados y ajustados.

294. Es necesario que el cargo que se calcule y se incluya en la tarifa sea el que se utiliza por parte del ASIC para liquidar y definir los dineros que deben trasladarse a cada uno de los OR, después de su inclusión en la tarifa. Es importante garantizar que el comercializador tenga un balance cero en el proceso de facturación y traslado a los OR, es decir, que no gana ni pierde con la aplicación del cobro de los programas de reducción de pérdidas.

La propuesta de modificación de la Resolución CREG 119 de 2007, garantiza la aplicación del mismo CPROG a todos los comercializadores presentes en un mercado de comercialización.

Las reglas establecidas en la resolución no permiten que exista arbitramento por parte del Comercializador respecto del CPROG.

295. Para este tema, el Comité considera que hay una aparente contradicción con el mandato legal de realizar ajustes a las tarifas precisamente cuando se presentan cambios significativos, que se materializa en la Resolución CREG 119 de 2007, en donde ante variaciones de al menos uno de los componentes en más del 3%, debe actualizarse el CU respectivo.

Ahora bien, entendiendo que el límite establecido en la propuesta obedece a la preocupación de la Comisión de que el incluir este componente genere cambios importantes en las tarifas, es muy importante precisar la metodología de aplicación del límite de las variaciones del 3% de diferencias en el CU por la aplicación del CPROG, referida en el Artículo 19, y se hace necesario garantizar que el LAC hace el ajuste correspondiente en el CPROG aplicable, para que se permita recuperar en meses posteriores el incremento en un mes que se deja de aplicar por efectos de este límite, como se hace en otros componentes de la tarifa. Esto con el fin de reconocer el valor del dinero en el tiempo en casos de aplicación del límite para las variaciones, que implica un mayor costo financiero por la modificación del flujo de dinero.

Ver respuesta a la pregunta No. 54

296. Debe aclararse efectivamente cuándo se inicia el plan. A pesar de que en el proyecto de Resolución se define una fecha de inicio en el Artículo 3º, en el Artículo 8º se condiciona el inicio de los programas a un procedimiento particular de notificación de la aceptación por parte de los OR, el cual es difícil seguirlo. Se sugiere que, similar a lo establecido en el Artículo 3º, el plan de reducción de pérdidas no técnicas inicie el primer día hábil del mes siguiente a la fecha en que se acepta el plan, para que haya plazo para la publicación e información a los interesados, y que el LAC tenga una fecha cierta para el inicio de las liquidaciones correspondientes. Otra opción es definir una única fecha, diferente al primer día hábil del mes, para el inicio de los planes durante cada mes, de todos los OR's que cumplan los requisitos, para facilidad de gestión del LAC y comercializadores en diferentes mercados.

Ver respuesta a la pregunta No. 49

297. Se sugiere respetuosamente que el proceso de cancelación de los programas no sea aplicable de forma automática, por las implicaciones que tendría este procedimiento para las empresas. Es importante que se defina un proceso para que las empresas puedan presentar sus aclaraciones a lo sucedido, antes de ser afectados con la cancelación de un programa. La existencia de un proceso que realice alguna autoridad, con parámetros y tiempos claros para realizarlo, permite adicionalmente evitar interpretaciones de terceros, que soliciten devoluciones sin haberse presentado claramente la causal de cancelación.

Ver respuesta a las preguntas 47 y 98

298. Además, es importante definir claramente las causales de reincidencia que traen consecuencia de cancelación de los programas, y los parámetros exactos a partir de los cuales se considera como causal de dicha cancelación. Es muy importante que quede explícito para evitar interpretaciones.

Se revisó y se ajustó lo señalado en el artículo 11 de la propuesta para dar claridad sobre las causales de reincidencia.

299. Finalmente, en el caso de cancelación de los programas, durante el período de pago del plan, se realizó la distribución de unas pérdidas entre los comercializadores del mercado, correspondientes a la energía entre el nivel de la senda y las pérdidas reconocidas. Cuando se cancela el programa, se habla de la devolución del CPROG a los usuarios, pero no se dice nada con relación a las pérdidas que se distribuyeron y pagaron por parte de los comercializadores entrantes en el mercado. ¿Qué pasaría en estos casos? Es importante que la CREG defina lo que debería aplicarse en estos casos con relación al diferencial de pérdidas distribuidas entre los comercializadores que atienden usuarios en el respectivo mercado de comercialización del OR al cual se le cancela el plan.

Ver respuesta a la pregunta No. 257

300. Es importante revisar los plazos para los reportes de información y el cálculo de los diferentes valores de pérdidas por parte del LAC, por la dificultad en hacer coincidir los ciclos de facturación con los meses de consumo calculados por el ASIC. Esto podría originar problemas en desviaciones importantes en las variaciones de las pérdidas, y el cumplimiento de las metas establecidas.

Respecto a la información base para el cálculo de los índices de pérdidas utilizados en la evaluación del plan, se considera información de un año calendario para evitar variaciones relacionadas con la estacionalidad de las ventas, los ciclos de facturación y las demás características del mercado.

En relación con los plazos para los reportes de información, cálculos y publicación por parte del LAC, se señala que fueron revisados y ajustados.

301. Para las empresas con niveles altos de pérdidas y con tarifas altas, los niveles de inversión que se requieren para alcanzar los niveles de eficiencia igualmente son muy altos, y si se tienen que alcanzar dichos niveles eficientes de pérdidas del OR, se concentrarían en un período muy corto las inversiones requeridas, con el impacto importante que tendría sobre el CU y que está limitado por la variación máxima del 3%. Por tanto, es importante que la CREG aclare si la meta a alcanzar durante la vigencia propuesta tiene que ser la del nivel eficiente, o si puede excederse de los 5 años para alcanzar dicha meta, pero con reconocimiento de inversiones durante los primeros cinco años únicamente, y con compromisos importantes en la reducción de los niveles de pérdidas totales.

Respecto de la variación del 3%, ver respuesta a la pregunta No. 54.

La metodología define que el costo del plan es función del nivel de pérdidas que el OR solicite con base en sus análisis y que durante el periodo de ejecución del plan los usuarios deben pagar el valor del CPROG y los comercializadores deben asumir parte de las pérdidas no reconocidas en el sistema.

Al finalizar la ejecución del plan, los índices de pérdidas reconocidos (que se considera que deben ser menores o iguales a los actualmente reconocidos) serán aplicados independientemente del nivel de pérdidas reales del mercado, los usuarios no pagaran el valor del componente CPROG y los comercializadores entrantes no asumirán costos asociados con las pérdidas no reconocidas en el sistema.

Ver respuesta a la pregunta No. 1

302.Finalmente, los valores de pérdidas reconocidas y la senda a alcanzar posterior al cumplimiento del plan para los primeros cinco años remunerados, deben ser consecuentes con las características de cada mercado en cuanto a su composición y tipo de usuarios conectados.

Ver respuesta a las preguntas No. 116 y 117.

303.Como señal a los usuarios finales, es importante plantear qué va a pasar a futuro cuando se alcance el nivel de pérdidas eficientes, teniendo en cuenta que hay costos de mantenimiento de estos niveles que no serán incluidos en los planes. Incluso, para las empresas que no deben presentar plan debido a que sus pérdidas reales son iguales o inferiores a las reconocidas, debe quedar claro cómo se va a considerar el reconocimiento de los costos y gastos asociados al mantenimiento del nivel de pérdidas.

Ver respuesta a la pregunta No. 118

304.Si bien la mayor parte de las actividades de los planes de reducción de pérdidas las ejecutan los Operadores de Red, a los comercializadores involucrados se le incrementan algunas actividades, en especial las revisiones de instalaciones. La resolución establece la remuneración para el OR, pero no para el comercializador. Se solicita respetuosamente que se incluyan los costos a reconocer a los comercializadores para este tipo de actividades.

Ver respuesta a la pregunta No. 260 y 251

305.En las causales de suspensión de la remuneración del Plan, Artículo 10º, se establece en el literal d) que el reporte de información que difiera con los registros reales de los medidores, será una de dichas causales para suspensión. Sin embargo, en el párrafo siguiente se establece un plazo para corregir dicha información. Es necesario precisar si este nuevo plazo estaría modificando el plazo máximo para reporte de información de cambios en las medidas de las fronteras comerciales establecido en la Resolución CREG 006 de 2003, y qué efectos tendría esta corrección de medidas sobre las demás liquidaciones que realiza el ASIC con dicha información de fronteras comerciales.

Esta resolución no modifica los plazos para el reporte de información de fronteras comerciales. El plazo citado en la Resolución CREG 184 de 2010 solo aplica para efectos de la regulación de los Planes con lo que la liquidación tendrá el efecto que corresponda de acuerdo con la regulación sobre ese tema.

306.En el numeral 3.2 se habla de un plazo establecido en el Reglamento de Comercialización. Sin embargo, la propuesta de Reglamento no tiene un procedimiento claro para este tipo de procesos. Es necesario verificar que los

plazos para todos los temas relacionados con emisión de facturas y su posterior traslado de recursos a los OR correspondientes, esté completamente regulado, para evitar interpretaciones que pueden tener efectos sobre la aplicación de la Limitación de Suministro.

En la resolución definitiva se definen los procedimientos y plazos para el traslado de los recursos del CPROG a los distribuidores.

COMENTARIOS DIACO

307. Entre las tantas disposiciones regulatorias de gran impacto que introduce la Resolución, nos limitamos a presentar comentarios en relación con la definición establecida en la Resolución y que a continuación transcribimos:

"Usuario Conectado Directamente al STN: Un usuario final está conectado directamente al STN cuando su equipo de medida está ubicado en el punto de conexión al STN y tiene un transformador de uso exclusivo para su conexión al STN

También son usuarios conectados directamente al STN los que a la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 097 de 2008 tenían reconocida dicha condición y por lo tanto no se les cobraban cargos por uso de STR o SDL a esa fecha. Un usuario conectada directamente al STN pertenece al

Mercado de Comercialización del OR que atiende la mayor cantidad de usuarios en el municipio donde se encuentre ubicado. Cuando el usuario conectado directamente al STN está ubicado en un municipio donde no existan usuarios conectados a ningún OR del SIN, pertenecerá al Mercado de Comercialización del OR que atienda la mayor cantidad de usuarios en el departamento donde se encuentre ubicado,"

Al respecto cabe resaltar que la norma antes citada, señala como característica del usuario conectado al STN, que este "tiene un transformador de uso exclusivo para su conexión al STN",

(...) Como se puede analizar de esta disposición, hay dos aspectos relevantes que se desprenden de la misma. De un lado parece señalar la disposición, que el transformador debe ser de propiedad del usuario que se conecta al STN y de otro lado, que el mismo debe ser utilizado de manera exclusiva por parte de un usuario.

Respecto al primer punto, la propuesta no se refiere a la propiedad de los activos de conexión, y menos en el sentido de que estos deban ser de propiedad del usuario.

En relación al segundo punto, es claro que el activo de conexión es el utilizado por un solo usuario, es decir, de manera exclusiva.

308. (...) Con base en los argumentos antes expuestos, sugerimos de la manera más respetuosa, la modificación de la frase con el fin de cambiar el verbo tener por el verbo utilizar, eliminar la obligación de que este activo sea utilizado de manera exclusiva y que ello sea aplicable a partir de la expedición de la presente Resolución. Para ello podría proponerse la siguiente redacción:

"Usuario Conectado Directamente al SIN: Un usuario final está conectado directamente al STN cuando su equipo de medida está ubicado en el punto de conexión al SIN y utiliza un transformador de uso exclusivo para su conexión al SIN. También son usuarios conectados directamente al STN los que a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución tengan reconocida dicha condición y por lo tanto no se les cobran cargos por uso de STR o SDL.

Un usuario conectado directamente al STN pertenece al Mercado de Comercialización del OR que atiende la mayor cantidad de usuarios en el municipio donde se encuentre ubicado. Cuando el usuario conectado directamente al STN está ubicado en un municipio donde no existan usuarios conectados a ningún OR del SIN, pertenecerá al Mercado de Comercializador del OR que atienda la mayor cantidad de usuarios en el departamento donde se encuentre ubicado."

Esta reglamentación no pretende modificar las condiciones para considerar que un usuario se encuentra conectado directamente al STN establecidas en la Resolución CREG 097 de 2008, por lo cual, no se evidencia la necesidad del cambio propuesto respecto a la fecha de aplicación de la condición para ser usuario del STN señalada en el artículo 7 de la Resolución CREG 097 de 2010.

COMENTARIOS ANDI

309. Usuario Conectado directamente al STN: En beneficio de la confianza inversionista, la definición de usuario conectado directamente al STN debe ser reconocida a todos los usuarios que actualmente se les está reconociendo dicha conexión. Esta situación no se debe modificar. Sugerimos, utilizar la siguiente definición de usuario conectado directamente al STN:

"Usuario Conectado Directamente al STN: Un usuario final está conectado directamente al STN cuando su equipo de medida está ubicado en el punto de conexión al STN y tiene un transformador de uso exclusivo para su conexión al STN. También son usuarios conectados directamente al STN los que a la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución tienen reconocida dicha condición y por lo tanto no se les cobran cargos por uso de STR o SDL".

Ver respuesta a la pregunta No 308

310. Nos parece improcedente forzar la regulación para buscar recursos financieros. Por ejemplo, la siguiente definición es muy atípica "Un usuario conectado directamente al STN pertenece al Mercado de Comercialización del OR que atiende mayor cantidad de usuarios en el municipio".

Durante los 15 años de aplicación del nuevo modelo de prestación del servicio eléctrico, no hay ninguna señal que hiciera previsible que algún día la regulación definiera como usuario perteneciente al Mercado de Comercialización de un operador de red. al usuario que estando conectado directamente en el STN se encontrara más cercano a dicho operador.

Solicitamos no incluir estas distorsiones, porque el mercado de comercialización del operador de red está definido por los clientes que atiende a través de sus redes.

Por lo anterior, el concepto CPROG a través del cual se remuneran los programas de reducción de pérdidas no puede ser aplicado a los clientes conectados al STN, dado que no pertenecen al mercado de comercialización del operador en el cual serán ejecutados dichos programas.

La Comisión no está forzando la financiación de recursos con los usuarios del STN a través de esta propuesta. La Comisión está reglamentando la política definida en el Decreto 387 de 2007 donde se incluyen a los usuarios del STN como parte de los mercados de comercialización, con el objeto que estos usuarios asuman, al igual que los demás usuarios, los costos eficientes del plan en cada mercado de comercialización.

311. Respecto a remunerar los programas de reducción de pérdidas, reiteramos nuestra solicitud para evitar que dicho sobrecargo, sea remunerado con cargo a la tarifa de energía. Entendemos perfectamente que el Gobierno está en todo su derecho de financiar dichos programas, sin embargo, hacerla con cargo a la tarifa no tienen ningún sustento técnico ni económico, dado que la tarifa que actualmente paga la demanda, reconoce a valor de nuevo los activos que utilizan los suministradores y le aplica una tasa de remuneración acorde con el riesgo de negocio (definición del WACC). Por supuesto, que es necesario reducir el nivel de pérdidas en el sistema, pero el proyecto por sí mismo debe ser financiado con base en los mayores ingresos que percibirá el agente que reduzca dichas pérdidas. En resumen, no nos oponemos a que el gobierno financie dichos programas pero solicitamos que los mismos no sean con cargo a la tarifa.

Adicionalmente, los usuarios conectados a nivel de media tensión (3 y 4) y directamente al STN, no tienen incidencia en el nivel de pérdidas no técnicas. Los mismos OR lo han verificado a través de los programas eficientes de medida y control de la energía en sus fronteras comerciales, balance y cierre diario y horario en sus subestaciones. monitoreo de la energía que entra y sale de las barras ubicadas en el nivel de tensión 4 de su mercado de comercialización. Por lo tanto, este tipo de usuarios no deberían estar pagando los planes de reducción de pérdidas, que no se dan en los niveles donde se encuentran conectados.

Se reitera que la Comisión está reglamentando lo ordenado en el Decreto 387 de 2010

312. Comentarios para la filosofía regulatoria en general

No es objeto de este documento responder a temas relacionados con resoluciones que regulan otros temas.

COMENTARIOS EMGESA

313.(...) De acuerdo con lo anterior, proponemos a la comisión que para mitigar el impacto en la actividad de comercialización debido a la implementación de esta propuesta regulatoria, se estudien las siguientes alternativas:

Incluir explícitamente en la reglamentación definitiva, que el costo de los planes de reducción de pérdidas no técnicas, corresponda a uno de los componentes del costo de prestación del servicio para el mercado no regulado.

Se recuerda que el costo del servicio a usuarios del mercado no regulado es acordado entre las partes y que los comercializadores deben responder ante otros agentes por los cargos asociados con las actividades relacionadas con la prestación del servicio.

314. Definir que la repartición de las pérdidas no técnicas a los comercializadores minoristas de un mercado de comercialización, se aplique exclusivamente al nivel de tensión 1, donde de acuerdo con la metodología de la resolución 097 de 2008 se asignan las pérdidas no técnicas, es decir que la repartición de las pérdidas no técnicas no reconocidas se realice a prorrata de las ventas del nivel de tensión 1.

La Comisión está reglamentando la política definida en el Decreto 387 de 2007 donde se establece que el costo eficiente de los planes de reducción de pérdidas debe ser trasladado a todos los usuarios del mercado de comercialización, incluyendo los del STN.

De la misma manera, el Decreto establece que la distribución de las pérdidas no técnicas debe efectuarse entre los comercializadores a prorrata de las ventas, sin discriminar el nivel de tensión de tensión o el tipo de usuario al cual se realiza la venta.

315. Finalmente solicitamos comedidamente a la CREG que los planes de reducción de pérdidas sean de conocimiento público.

En el artículo 8 de la Resolución CREG 184 de 2010 se propone que, además de la obligación del OR de informar del inicio del plan a la CREG y el LAC, se publique un resumen del plan aprobado en un diario de amplia circulación.

COMENTARIOS MARINO DIAZ

316. Por considerar que podría ser útil en la elaboración del Proyecto de Resolución 1, para el plan de reducción de pérdidas no técnicas, les presento algunas consideraciones al respecto.

ANEXO 1 GUIA PARA LA PRESENTACIÓN DEL PLAN DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS NO TÉCNICAS

En el Plan de Reducción de Pérdidas, respetuosamente considero que se debe adicionar:

Un cronograma para la medición de cada uno de los circuitos de salida por subcentral; cuyos medidores deben poseer adicionalmente un elemento de comunicación para interrogación remota.

Un cronograma para la inclusión de cada usuario final asociándolo con el circuito de salida de la subcentral.

Inventario existente de los circuitos medidos a la salida por subcentral con medidores que posean elemento de comunicación para Interrogación remota.

Un cronograma para el seguimiento de cada una de las redes de distribución primaria (nivel de tensión 2 y 3) y secundaria (nivel de tensión 1), con el fin de determinar usuarios finales con servicio en donde la energía no se factura (contrabandos), eliminación de servicios directos, censos de carga y se facturan con una tarifa que no corresponde, realizándose un seguimiento mínimo de dos veces en el periodo tarifario (cinco años) a los circuitos veredales y una vez en los circuitos urbanos en el periodo tarifario.

Inventario existente de los usuarios sin medida (servicios directos) por nivel de tensión (3,2,1) y usuario veredal y urbano.

Un cronograma para la eliminación de servicios directos empezando por los niveles de tensión más altos.

Un cronograma para el cambio de medidores obsoletos por ejemplo: medidores electromecánicos antiguos de más de 30 años de instalados; electromecánicos contruidos sin tecnologías antifraude; monofásicos con corriente nominal superior a 5 Amperios y trifásicos con corriente nominal superior a 10 Amperios.

En el formato 1.2 Formato de actividades a desarrollar, respetuosamente considero que se debe adicionar:

Cambio de medidores obsoletos.

- **Medidores antiguos.**
- **Medidores electromecánicos contruidos sin tecnología antifraude.**
- **Corriente nominal elevada.**

Seguimiento a redes de distribución.

- **Contrabandos.**
 - **Primaria Nivel 3 Veredal.**
 - **Primaria Nivel 3 Urbana.**
 - **Primaria Nivel 2 Veredal.**
 - **Primaria Nivel 2 Urbana.**
 - **Secundaria Nivel 1 Veredal.**
 - **Secundaria Nivel 1 Urbana.**
- **Eliminación de Servicios Directos.**
 - **Primaria Nivel 3 Veredal.**
 - **Primaria Nivel 3 Urbana.**
 - **Primaria Nivel 2 Veredal.**
 - **Primaria Nivel 2 Urbana.**
 - **Secundaria Nivel 1 Veredal.**
 - **Secundaria Nivel 1 Urbana.**
- **Facturación tarifaria inferior.**
 - **Primaria Nivel 2 Veredal.**
 - **Primaria Nivel 2 Urbana.**
 - **Secundaria Nivel 1 Veredal.**
 - **Secundaria Nivel 1 Urbana.**

La instalación de micromedición se debe subdividir en:

- **Primaria Nivel 3 Veredal.**
- **Primaria Nivel 3 Urbana.**

- o **Primaria Nivel 2 Veredal.**
- o **Primaria Nivel 2 Urbana.**

- o **Secundaria Nivel 1 Veredal.**
- o **Secundaria Nivel 1 Urbana.**

Balance Energético. Se podría presentar un consolidado anual de los balances de energía, sin embargo sería conveniente para realizar un buen plan de seguimiento, establecido en el artículo 9. del proyecto de Resolución No.1, que se reportara mensualmente un balance de energía de cada uno de los circuitos de salida por subcentral, presentándose una estadística por circuito de salida, en donde se indique la **Energía Facturada, Energía Medida por el equipo instalado, Pérdidas totales de energía (Diferencia entre energía facturada y energía medida), Perdidas técnicas de energía reconocidas (las establecidas para el operador j, hasta cuando se establezca una metodología para determinarlas por circuito), Perdidas no técnicas de energía (Diferencia entre Pérdidas Totales de energía y Pérdidas Técnicas de energía reconocidas para el operador j).**

Sistema de gestión de pérdidas. Se establezca el Factor de Utilización de la Carga Contrata con el Operador de red j, para cada actividad socioeconómica (Código Industrial Internacional Uniforme – CIIU) y por nivel de tensión (4, 3, 2, 1) y para el sector residencial por cada estrato socioeconómico, tanto veredal como urbano, el cual se podrá utilizar para fijar servicios directos y para estimar la energía recuperada de los usuarios finales que sean ser intervenidos por manipulación en sus instalaciones o por no facturarse a causa de contrabando.

Así mismo, se estime la cantidad de energía recuperada de los usuarios finales que sean ser intervenidos por manipulación en sus instalaciones o por no facturarse a causa de contrabandos.

Calcular la relación beneficio costo, entre la valoración de la energía estimada que se recupera y la inversión económica realizada para la reducción de las pérdidas no técnicas en el periodo.

Agradecemos sus valiosos comentarios, orientados a la definición detallada de las posibles actividades de un plan de reducción de pérdidas, las cuales pueden ser usadas como referencia por los OR que son los encargados de definir las actividades que requieran realizar para cumplir con las metas de reducción de pérdidas.

Dado que la metodología propuesta en esta resolución, contiene un mecanismo de evaluación orientado a los resultados y no al seguimiento de las actividades para la reducción de pérdidas, la inclusión de su propuesta no se ajusta a la filosofía planteada en esta resolución.

COMENTARIOS XM

317. En el artículo 2, donde se encuentra la definición de usuario conectado directamente al STN, sugerimos que se especifique que para usuarios nuevos, su equipo de medida efectivamente esté conectado en el lado de alta del transformador.

Se tendrá en cuenta en la resolución que reglamente lo relacionado con la medida.

318. En el artículo 4, consideramos que hay un error tipográfico, en lugar de "reducción de pérdidas técnicas", debe ser "reducción de pérdidas no técnicas".

Se corregirá la redacción de este artículo.

319. En el artículo 8, se establece la fecha de inicio del plan, previo cumplimiento de los requisitos establecidos en este artículo. Al respecto sugerimos, que una vez iniciado el plan, la CREG informe de esta situación al LAC y en consecuencia el inicio del cálculo de la variable CPROG aplicará a partir del mes siguiente a esta recepción por parte del LAC.

De esta forma se tiene la plena certeza de que el OR ha cumplido ante la CREG los requisitos exigidos por la regulación para iniciar el plan.

Se ha ajustado la redacción para que la variable CPROG deba ser publicada por el LAC durante los primeros (7) días de cada mes. Respecto al primer mes de cálculo y publicación de la variable CPROG, se ajustó la regla para que corresponda al siguiente mes de recibida la comunicación de aceptación del plan en el LAC.

320. En el artículo 10, literal d), se establece como causal de suspensión del reconocimiento de costos asociados al plan, la existencia de fronteras comerciales no registradas ante el ASIC ó que estando registradas, la información real difiera de la registrada. También incorpora la posibilidad de subsanar estas situaciones por parte del OR, en un plazo máximo de seis meses.

Sobre este particular, se debe precisar a qué hace alusión el término "información real" y a través de qué mecanismo se puede detectar esta anomalía. Igualmente, se debe definir el mecanismo mediante el cual, se detectaría el no registro de fronteras comerciales ante el ASIC.

En este literal se hace referencia a inconsistencias en la información de las características de una frontera comercial (nivel de tensión, tipo de frontera, precisión del equipo de medida) que pueden afectar el cálculo de los balances de energía.

Se precisaron los términos para que no exista ambigüedad en su aplicación.

321. Para el caso de una frontera comercial que no estaba registrada ante el ASIC, entendemos que una vez agotado el plazo para su registro, se inicia el reporte de lecturas y su consideración para efectos del mercado; no dando lugar a remisión de información real correspondiente al tiempo en que dicha frontera no estaba registrada.

Esta interpretación es correcta. No es dable hacer retroactiva la información de una frontera que no existía para la liquidación.

322. Para el caso de corrección de información de frontera comercial que estaba registrada, observamos que este tiempo supera los plazos máximos para cambio de información de medidas, definidos en la Resolución CREG 006 de 2003 y en el evento que el OR se tome este plazo, los cambios en la información tendrían efectos en la demanda. ¿Estos cambios constituirían una nueva causa de

ajuste?, de ser así, esta nueva causal de ajuste a la facturación debería incorporarse en la Resolución CREG 084 de 2007.

La resolución no pretende modificar la reglamentación vigente respecto de los plazos establecidos para correcciones de información de fronteras comerciales, no obstante se ajustó la redacción para ajustar los plazos máximos a los establecidos en la Resolución CREG 006 de 2003.

323. En el artículo 18, referente a la actualización, liquidación y recaudo del CPROG, no se contemplan plazos para la revisión de la liquidación por parte de los OR y comercializadores, por lo anterior, sugerimos que se establezca un procedimiento para que los agentes en caso de considerarlo, envíen sus observaciones a la liquidación y se publique la versión definitiva de la misma.

En el mismo sentido, se debe definir un mecanismo, y sus plazos, para que el LAC pueda efectuar reliquidaciones, en caso que se detecte un error en la liquidación, ya sea producto de la revisión del LAC o por una reclamación presentada a la misma.

Se incluyó el cronograma de plazos y procedimiento en la resolución definitiva.

324. En el artículo 19, se establece que el Costo Unitario (CU), no puede tener incrementos mensuales superiores al 3% con la inclusión del CPROG. Sobre el particular entendemos que el LAC, realizará la liquidación LCPROG (\$), conforme se define en el Anexo 3, utilizando un único valor de cargo CPROG (\$/kWh) para aplicar a todos los comercializadores de un mismo OR en cada liquidación y en ningún momento tendrá efectos en sus liquidaciones la consideración de que un comercializador no pueda incluir el 100% del CPROG publicado por el LAC en la determinación de su CU. Esta situación debe estar bajo la responsabilidad y el control del OR.

Ver respuesta a la pregunta No. 54

325. En los numerales 3.1 y 3.2 del Anexo 3, en la definición de VSTN_{j,m} (kWh), se debe precisar si las ventas en kWh a usuarios conectados directamente al STN serán tomadas de la información disponible en el ASIC o por el contrario se tomarán del Sistema Único de Información - SUI.

En el caso que la información a utilizar para esta variable, sea la reportada en el SUI, se debe tener en cuenta que el plazo para la respectiva certificación ante el SUI, para un mes determinado, se realiza finalizando el mes siguiente. En consecuencia, para el cálculo del CPROG del mes m, no estaría disponible el VSTN del mes m-1; para el quinto día hábil del mes m, se tendría disponible el VSTN del mes m-2. Igualmente, se debe definir qué información debe utilizar el LAC en el evento que no haya reporte.

Se precisó la fuente de información.

326. En el mismo Anexo 3, la expresión definida para realizar el cálculo de la liquidación LCPROG (\$), es $LCPROG_{i,j,m} = CPROG_{j,m-1} * VC_{i,j,m-1}$. Al respecto sugerimos que la liquidación para el mes m, se realice con el cargo del mes m y

con las ventas de energía $VC_{i,j}$ reportadas al SUI por el comercializador para el mes m .

La expresión en este caso sería $LCPROG_{i,j,m} = CPROG_{j,m} * VC_{i,j,m}$. De ser así, se mantiene la concordancia con el cargo, el reporte de ventas energía y el valor del CPROG, que se debió trasladar al usuario final para ese mes, en su Costo Unitario de Prestación del Servicio.

Se revisó la pertinencia del uso de la información del mes m en la resolución y se ajustó.

327.A este respecto, agradecemos nos confirme si el valor de ventas de energía, $VC_{i,j,m}$, corresponde al campo "Consumos" del reporte mensual de cada comercializador al SUI, en los campos 13 del formato 2 y 14 del formato 3, según las resoluciones SSPD 20102400008055 y 20102400026285 de 2010.

Esta interpretación es correcta

328.Conforme lo anterior, para efectos de la liquidación que debe hacer el LAC, se debe definir el mecanismo y sus plazos, en caso de que el comercializador no realice el reporte, bajo la oportunidad requerida, de las ventas de energía $VC_{i,j,m}$ ante el SUI. Adicionalmente, se deben establecer las consideraciones para el caso en que un comercializador modifique en el SUI su información de $VC_{i,j,m}$ después de que el LAC haya publicado la liquidación respectiva.

El cronograma de este reporte en el SUI ya está definido en la Circular donde se solicita.

Se revisarán las condiciones en el caso que un agente cambie la información de un mes ya liquidado.

329.Sugerimos que se defina explícitamente el plazo para que el LAC realice la publicación de la liquidación LCPCROG, debido a que en el numeral 3.2 del Anexo 3 se hace alusión al plazo definido en el reglamento de comercialización, el cual puede que no cuente con resolución definitiva al momento que se inicie la metodología de reducción de pérdidas no técnicas.

Se definió el plazo para la publicación de la liquidación del CPROG por parte del LAC.

330.En el numeral 3.2 del Anexo 3, se debe precisar a qué hace alusión la expresión "primeros meses", debido a que no se establece una fecha de cierre, para los casos en los que la variable CPROG sea superior al 3% del costo unitario de prestación del servicio de un comercializador. Como se mencionó en un comentario anterior, el LAC utilizará un único valor de cargo CPROG (\$/kWh) para aplicar a todos los comercializadores de un mismo OR en cada liquidación y en ningún momento tendrá efectos en sus liquidaciones la consideración de que un comercializador no pueda incluir el 100% del CPROG publicado por el LAC en la determinación de su CU. Esta situación debe estar bajo la responsabilidad y el control del OR.

Ver respuesta a la pregunta No. 54.

331.En el segundo párrafo de la definición del $VC_{i,j,m}$, se establece que en el evento de que el LAC encuentre diferencias de más del 3% entre las ventas totales reportadas al SUI y la suma de la energía medida, sin referir al STN, en las

fronteras comerciales de un comercializador no incumbente, para un mismo mes; el comercializador deberá soportar la razón de las diferencias ante el LAC. Entendemos que el comercializador cumple esta exigencia con el hecho de remitir la justificación de las diferencias al LAC, y el LAC no tiene injerencia ni competencia en la validación y valoración de la misma.

Se ajusto en la propuesta definitiva.

332.Sugerimos en el numeral 3.2 del Anexo 3 y en el 8.4 del Anexo 8, unificar el valor del porcentaje de diferencias entre las ventas totales reportadas al SUI y la suma de la energía medida, sin referir al STN, para un comercializador no incumbente, ya que se definieron valores distintos, en un caso 3% y en el otro 10%, para la misma variable VCI,j,m.

Se ajustó la redacción del numeral 8.4 del Anexo 8 para que sea consistente con lo señalado en el numeral 3.2 del anexo 3.

333.Por guardar relación con este comentario, destacamos que en el mismo numeral 8.4 del Anexo 8, no se definió el valor a utilizar de la variable CPROG, para que el LAC, realice la liquidación. Se debe precisar el valor del CPROG a utilizar para el valor de los descuentos, debido a que en los numerales 8.2 y 8.3, se definen dos cargos CPROG distintos, uno cuando se cancela el plan y el otro con los recursos depositados en la fiducia.

Se incluyó la definición de la variable CPROG en la fórmula establecida en el numeral 8.4 del anexo 8.

334.En el numeral 4.1.3 del Anexo 4, se establece el cálculo de la energía de entrada para cada nivel de tensión. Respecto de la definición de la variable EeG,j,n,s debe definirse el mecanismo y procedimiento aplicable al tema de los autogeneradores, ya que para esta generación no se tiene frontera registrada. Los autogeneradores solo estarían autorizados para inyectar generación a la red cuando sean requeridos según lo establecido en la reglamentación vigente.

335.De acuerdo con lo establecido en el Artículo 12 de la Resolución CREG 119 de 1998, modificado por el Artículo 1 de la Resolución CREG 190 de 2009, cuando un autogenerador sea requerido y autorizado para inyectar energía a la red deberá tener telemidada, con lo que se entiende que deberá tener una frontera comercial registrada para ello. En este mismo numeral, en la definición de la variable FeSTN,j,n,s, se establece el reporte de información mensual de energía por parte del OR, para los puntos de conexión a través de un transformador tridevanado. Con respecto a este punto, debe definirse qué pasa si el OR no efectúa el reporte o lo hace sin la oportunidad requerida. Adicionalmente, entendemos que esta energía se reportará en bloque y no habría necesidad de registrar fronteras en cada uno de los niveles de tensión de los transformadores tridevanados.

Se señala que el OR debe reportar la energía de entrada y salida de cada uno de los transformadores tridevanados de su sistema y no en forma agregada. De otra parte, se

revisará el valor que debe utilizar el LAC cuando el OR no reporte esta información en los plazos señalados.

336. En el numeral 4.1.4 del Anexo 4, en las definiciones de las variables $EsVCl_{j,n,s}$, $EsVCP_{j,n,s}$ y $EsAj_{n,s}$ se sugiere incluir la obligación de registrar todas las fronteras de consumos auxiliares tanto de las subestaciones como de los generadores, y señalar el tiempo máximo del que disponen los agentes para llevar a cabo este registro, lo cual debe suceder antes de iniciar los cálculos por parte de XM.

No se sugiere que se instalen fronteras para medir estos consumos. La norma precisa que en caso de que los consumos de los auxiliares de subestaciones o de generación sean suministrados por un comercializador que se encuentre en un mercado de comercialización, estos consumos deben ser tenidos en cuenta de la misma manera que las fronteras comerciales del resto de usuarios, como una venta. Es decir, dado que no existe ninguna razón para realizar una clasificación especial para las fronteras comerciales de servicios auxiliares del resto de usuarios, pues tienen el mismo tratamiento que cualquier frontera comercial de usuario y por lo tanto se eliminó la alusión al respecto.

337. En el numeral 4.1.6 del Anexo 4, se debe precisar la fuente para obtener la variable $PR_{j,s}$. Adicionalmente en el caso de que el resultado de la expresión $(Ee_{j,k,s} - Es_{j,k,s} - PR_{j,k,s})$, sea menor que cero, se debe establecer que se continúa con los cálculos reemplazando este resultado negativo por un valor de cero.

En el mismo sentido en todas las expresiones que contengan diferencias, debe establecer este mismo procedimiento a aplicar en caso de que dichas diferencias den valores negativos.

La información de la variable $PR_{j,k,s}$ se estima a partir de los índices de pérdidas reconocidos para cada mercado de comercialización y la energía de entrada a cada nivel de tensión.

Respecto a los valores negativos, se revisó el mecanismo a seguir en dichos casos.

338. En el numeral 4.2.4 del Anexo 4, en la definición de la variable $EsVFC_{j,n,m}$, no se ve la posibilidad de que haya un usuario no regulado sin frontera comercial.

Se revisó la redacción de la definición de esta variable.

339. En el numeral 4.2.6 del Anexo 4, se debe precisar que el cálculo del factor de distribución del flujo de energía, $FDF_{j,k \rightarrow n,s}$, debe ser realizado por cada OR para su sistema. Así mismo sugerimos reemplazar la palabra "doceavo" por "duodécimo o décimo segundo", en la definición de dicha variable.

Mientras los OR implementan la medición entre niveles de tensión, el LAC deberá utilizar los factores utilizados en la Resolución de aprobación de cargos de cada OR, esta información será enviada al LAC.

A partir de la implementación de la medida entre niveles el OR deberá informar al LAC este factor para su sistema.

340. En el numeral 6.1 del Anexo 6, se establece el plazo del duodécimo día hábil del mes para publicar los resultados finales de los índices de pérdidas totales. Sobre

este particular, sugerimos que se elimine el plazo de tres días hábiles para resolver las solicitudes del OR y que en su lugar el plazo para la publicación, incluida la solución de las solicitudes del OR, corresponda al decimoquinto día hábil.

Se ajustaron los plazos para publicación de los resultados de la evaluación y presentación de observaciones por parte de los OR.

341. En el numeral 8.1 del Anexo 8, se encuentra la definición de la variable número de meses durante los cuales el OR debe devolver los recursos recibidos, Pd, sin embargo se debe precisar cómo se determina este valor, para el cual es claro que no puede ser superior a seis meses.

Se revisó la redacción de este numeral para dejar claro el valor a utilizar para el cálculo de esta variable.

342. En el numeral 8.3 del Anexo 8, se establece el cálculo del cargo CPROG con los recursos depositados en la fiducia cuando se cancela la ejecución del plan. Para tal efecto se debe precisar que la variable ingreso total en la fiducia constituida, ITFj, debe ser informada con la oportunidad debida por el OR al LAC, para disponer del insumo necesario para el cálculo de dicho cargo. Adicionalmente se debe precisar si este valor a reportar debe incluir los rendimientos financieros.

En la resolución definitiva se definió el procedimiento para que el LAC obtenga el valor de la variable Ingreso Total a Devolver.

Respecto a los rendimientos financieros, estos deben incluirse en los ingresos a devolver.

343. En el numeral 8.4 de Anexo 8, en la definición de la variable $VC_{i,j,m}$ se establece que en caso de que el comercializador no incumbente, no explique las diferencias entre las ventas totales reportadas al SUI y la suma de la energía medida, sin referir al STN, el LAC utilizará una energía equivalente a dos veces el mayor valor entre los dos comparados. En estas condiciones el comercializador se beneficiaría, debido a que el valor a descontar al OR del pago de los cargos de distribución, sería mayor. Al respecto para incentivar la preocupación por el reporte correcto de la información, sugerimos que el LAC tome el menor valor entre los dos comparados.

Se corrigió la redacción del texto.

344. En general, para efectos de los nuevos procedimientos y cálculos definidos en la metodología del plan de reducción de pérdidas, se debe considerar que la información a suministrar por parte de los agentes al ASIC o al LAC, debe realizarse en una fecha oportuna, que sea consistente con los plazos regulatorios definidos para la publicación tanto de las liquidación como para los insumos del CU.

Se revisaron los plazos definidos para garantizar que sean consistentes con la regulación vigente.

345. Se debe definir qué procedimiento debe seguir el ASIC o el LAC, en caso de que un Operador de Red o Comercializador, no realice bajo la oportunidad señalada,

el reporte de información para los cálculos. Entre otras, presentamos algunas variables a las cuales se les debe definir este procedimiento:

Se realizaron los ajustes pertinentes.

346. En la determinación de las pérdidas, se está utilizando información del SUI que no tiene la misma temporalidad de medición respecto de la información del mercado, como por ejemplo la energía de los usuarios del incumbente. Esta situación puede ocasionar la obtención de valores incoherentes.

Independientemente de que este entendimiento de cálculo de la demanda comercial sea correcto, no vemos claro que su aplicación permita obtener valores coherentes.

El Decreto 387 de 2007 establece que las pérdidas no técnicas de un mercado de comercialización deben ser distribuidas entre los comercializadores presentes en dicho mercado a prorrata de sus ventas, por lo tanto se requiere la información del SUI para determinar las pérdidas no técnicas de cada mercado.

347. No siempre habría lugar a la componente de Pérdidas no técnicas, pues su asignación depende de que el OR tenga plan aprobado y en ejecución.

En la propuesta se indica que la aplicación de la variable solo se dará en los mercados de comercialización con planes de reducción de pérdidas aprobados y en ejecución.

COMENTARIOS ASOCODIS AL MODELO

De manera general se encuentra que los análisis realizados por ASOCODIS están orientados a obtener correlaciones lineales entre los resultados obtenidos del modelo de redes neuronales para casos particulares de diferentes empresas.

Al respecto, se señala que las redes neuronales se han utilizado para estimar el comportamiento de un fenómeno no lineal como lo es el de reducción de pérdidas de energía, ante las restricciones de los modelos lineales para explicarlo. Por lo tanto, se considera que los análisis basados en regresiones lineales para explicar los resultados de del modelo para casos particulares de diferentes empresas no es la técnica más adecuada en el contexto del presente estudio.

No obstante lo anterior, se resuelven las inquietudes que se encuentran en las conclusiones de la comunicación de ASOCODIS y en el informe con radicado de entrada E-2011-006728, adjunto al presente documento, la UTP detalla los análisis realizados a todas las inquietudes planteadas al modelo.

348. Consideramos que frente a las limitaciones de cualquier esfuerzo de modelamiento del tema de pérdidas con relación al número de variables que inciden en el fenómeno de las pérdidas no técnicas y a la incertidumbre en la evolución de muchas de estas variables, el modelo conformado por la UTP debe ser utilizado sólo como una referencia y en ningún caso debe convertirse en una restricción para presentar los planes de reducción y mantenimiento de pérdidas, ni para su remuneración o para seguimiento periódico del cumplimiento de los planes. Es recomendable seguir realizando ajustes para que sea un mejor referente para las empresas y para la CREG.

Ver respuesta a la pregunta No. 4

De otra parte, se señala que el modelo no sirve de referencia para el seguimiento del cumplimiento de los planes. La metodología de seguimiento de los planes está propuesta en el Anexo 6 de la Resolución CREG 184 de 2010 con base en la información de fronteras comerciales, ventas al SUI y las metas propuestas por el OR.

Se recuerda que el modelo no pretende definir la senda a seguir por los OR sino que la misma debe ser propuesta por cada agente según sus análisis.

349. Preocupa que en algunos casos no se obtenga convergencia en los resultados, a pesar de partir de datos de entrada similares a los de otras empresas, caso EMSA. Esta situación no permitiría a dichas empresas contar con un referente para comparar los costos que resulten del Plan que elaboren detalladamente, lo cual genera inquietudes y debe ser aclarado.

Se debe tener en cuenta que el costo del plan de reducción de pérdidas depende de las condiciones particulares de cada empresa y no se puede pretender que ante valores similares en algunas de las variables que inciden en el modelo se tengan resultados similares.

A manera de ejemplo, es posible que una empresa requiera simular su caso con el máximo número de opciones de inversión mientras que para otras empresas sea suficiente con pocas opciones de inversión. Lo mismo aplica para los rangos de máxima y mínima inversión, entre otros.

De las revisiones efectuadas, se encontró que para todas las empresas existe una solución factible.

350. En algunos casos el modelo no converge o resultan costos de inversión muy bajos, para metas de pérdidas que las empresas consideran factible. Ello indica que muchas empresas para alcanzar los niveles de pérdidas deseados al final de período, deberán acometer por su cuenta inversiones muy por encima de los costos que arroja el modelo, pues de lo contrario sería poco factible, a partir de los resultados de inversión asociados a la recuperación esperada que arroja el modelo, dar cumplimiento al Plan de Pérdidas a presentar.

Se reitera que los resultados de costos arrojados por el modelo se consideran máximos por cuanto incluyen los costos asociados con la recuperación de pérdidas técnicas y no técnicas entregados por lo OR.

En el caso que una empresa deba invertir mayores costos para alcanzar sus metas lo podrá hacer sin ninguna restricción de la misma manera que lo podrá hacer cuando desee llegar a metas más ambiciosas que las aprobadas en los planes.

351. Se solicita a la UTP que explique la causa de los saltos abruptos en los costos anuales, especialmente en el primer año del plan, o al final de los mismos, pues podrían dar una señal inadecuada a las empresas, sin que exista una clara sustentación de los resultados. Este aspecto, si bien no tiene mayores implicaciones para efectos del seguimiento del Plan por parte de la CREG, pues este se hará sobre la senda de pérdidas y sobre los costos totales del plan, conviene sea aclarado dada la importancia en la robustez general de los resultados del modelo para el cálculo de los costos totales que serán el referente para la definición del CPROG.

Ver el informe con radicado de entrada E-2011-006728, adjunto al presente documento, la UTP detalla los análisis realizados a todas las inquietudes planteadas al modelo, haciendo especial referencia a esta inquietud.

352. El modelo no funciona para un OR como EBSA por el bajo nivel de pérdidas actual debido a la alta concentración de su demanda en el nivel 4. Es importante la claridad sobre la coherencia entre la información con la que fue entrenada la red neuronal del modelo, los datos de entrada al modelo (ventas y compras del comercializador incumbente o entradas y salidas del OR) y la pérdidas sobre las cuales se realizará el seguimiento de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 184 de 2010.

El modelo funciona para todas las empresas que se encuentran dentro del rango de pérdidas de las empresas de referencia utilizadas en el entrenamiento de la red neuronal.

No obstante lo anterior, se revisará la aplicación para empresas con particularidades como la detallada en la inquietud.

353. Así mismo en el caso de EBSA, los resultados muestran disminuciones de la demanda en el año 1 frente al año cero, lo cual no es realista, si se tiene en cuenta que los casos simulados se basan en un crecimiento vegetativo positivo. Es conveniente la revisión de los resultados del modelo cuando las empresas ingresan datos decrecientes para las ventas entre los años $t-1$ y t .

Ver el informe con radicado de entrada E-2011-006728.

354. Se debe analizar la baja correlación entre el nivel porcentual de pérdidas y el costo de inversión anual de reducción de pérdidas, demostrado en el punto 3.1 de este documento.

Ver el informe con radicado de entrada E-2011-006728

355. Por último se solicita que la CREG ponga a disposición de las empresas, la herramienta con los ajustes a los que haya lugar, con el fin de continuar realizando simulaciones.

Ver respuesta a la pregunta No. 201

COMENTARIOS EPSA AL MODELO

356. Encontramos que se presenta una limitante cuando se intentan hacer simulaciones con valores de pérdidas objetivo con diferencias de menos de 2.8% entre el punto de partida y el valor objetivo. Esta restricción impide que se verifiquen casos para determinar el costo de mantenerse en el valor de pérdidas actual, o la opción de definir una meta objetivo cercana al nivel actual. Para el caso de EPSA, la máxima opción que se pudo simular, cercana a un 8%, es bastante exigente ya que implicaría una meta de solo un punto por encima de las pérdidas técnicas.

Teniendo en cuenta que la metodología propuesta en la Resolución CREG 184 de 2010 le permite al Operador de Red definir la meta a la cual desea llegar con el plan, consideramos que el modelo no debe imponer restricciones de este tipo.

Ver respuesta al informe presentado por la UTP con radicado de entrada E-2011-006728, adjunto al presente documento.

De otra parte se señala que en la información entregada por los OR, que sirvió de base para el entrenamiento de la red neuronal, se observa que las empresas que han alcanzado bajos niveles de pérdidas realizan inversiones en un rango bajo (entre 2 y 4 \$/kWh) para reducir o sostener esos niveles. Por lo anterior, se sugiere definir un rango de inversiones (máxima y mínima) cercano a estos niveles para que el modelo pueda establecer un número adecuado de "rutas factibles" considerando las restricciones del modelo.

COMENTARIOS DISPAC AL MODELO

357. El Documento "Programa Computacional y Modelo de Estimación del Costo Total del Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas" en su numeral 3 "Cálculo Analítico de los beneficios de un Programa de Disminución de Pérdidas" en su conceptualización y definición de las variables de los beneficios de un plan de reducción de pérdidas presenta que existen dos beneficios. (i) Energía recuperada que se hace efectiva por incremento en las ventas y (ii) Energía recuperada que se hace efectiva por disminución en las compras. Para la determinación de estos dos beneficios define la variable k , llamada elasticidad, como la relación entre la energía recuperada que se hace efectiva por incremento en las ventas y la energía recuperada total tal y como lo señala las ecuaciones 3.12 y 3.13a del documento. Para el caso de DISPAC, en los años 2005 a 2010 la recuperación de pérdidas de energía se ha visto reflejada por un incremento

superior en las ventas respecto del incremento en las compras como se puede observar en el siguiente cuadro. (...)

En ese sentido la elasticidad de acuerdo a lo expuesto, con un crecimiento vegetativo estimado en 2.78% por ejemplo, resulta en beneficios por efecto del incremento en las ventas con valor positivo y beneficios por efecto en reducción en compras con valor negativo para los años 2006, 2007 Y 2010 donde se observa reducción del índice; y que resulta en elasticidades superiores al 100% en razón a que como se mencionó anteriormente la reducción del índice de pérdidas es resultado de mayores incrementos en ventas que los incrementos ocasionados en las compras.

De acuerdo a lo anterior, ¿cuál debería ser el parámetro de entrada al programa computacional basado en Redes Neuronales Artificiales para el caso de DISPAC que refleje de manera acertada estos comportamientos de elasticidad k que además son limitados a valores de 0% a 100% dentro del aplicativo?

El modelo de estimación de beneficios está planteado respecto a la condición inicial, es decir, los beneficios de implementar un plan de reducción de pérdidas respecto a no hacer nada y mantener (o aumentar) las pérdidas en el sistema, en este sentido, siempre que se reduzcan pérdidas de energía se van a obtener beneficios (positivos) por aumento en ventas o reducción en las compras. Por lo anterior se señala que el valor k se encuentra en el rango de 0 a 100.

358. La experiencia de DISPAC en la ejecución de los programas de pérdidas muestra que los efectos de las inversiones son reflejados de manera importante alrededor de un año luego de la implementación de las inversiones. Se entiende de la Figura 2.1. "Valores que caracterizan a los diferentes estados (nodos) en el árbol de decisión" que las inversiones realizadas durante el año t_j registran los resultados al final del año en el índice de pérdidas. Este aspecto para DISPAC influye de manera importante para el cumplimiento de las metas en razón a que aún realizadas las inversiones de manera adecuada, los efectos tardías de las mismas pueden ocasionar incumplimiento de las metas y las respectivas consecuencias establecidas en la resolución CREG 184 de 2010. Es por esto que se sugiere nuevamente que las metas tengan un grado de tolerancia que tengan en cuenta estos efectos y que es un parámetro del aplicativo, aunque tenga objetivos de convergencia solamente.

Se recuerda que la metodología propuesta en la Resolución CREG 184 de 2010 establece que los OR son los encargados de definir las metas de reducción de pérdidas de acuerdo con sus propios estudios, los cuales pueden incluir éste y otros aspectos propios de la ejecución de planes de reducción de pérdidas. Se reitera que este modelo sirve para establecer el costo del plan con base en las condiciones iniciales del OR y la meta propuesta al finalizar el plan por parte del OR.

359. Dado que la información para el entrenamiento de la red neuronal se realizó con la información de la Tabla 1 del documento en la cual no se encuentra DISPAC y que es sabido que la región del Chocó presenta cierto tipo particularidades y que ha sido declarada como STR independiente, que comparación se aplica en el aprendizaje de red neuronal referencia para DISPAC?

De acuerdo con la Resolución CREG 097 de 2008 existen únicamente dos Sistemas de Transmisión Regional, STR, y que los activos de nivel de tensión 4 de Dispac hacen parte del STR Centro-sur como se indica en el capítulo 1 de la mencionada resolución.

De otra parte se indica que, como se ha expuesto en las diferentes presentaciones del modelo y de la metodología, la red neuronal establece patrones a partir de la información de todas las empresas de referencia, dependiendo de las condiciones particulares de tamaño del mercado, inversiones históricas realizadas, nivel de pérdidas, eficiencia en la reducción de pérdidas, etc.

360. Las simulaciones realizadas por DISPAC con frecuencia no convergen para rangos de inversión referenciados de los realizados por la Empresa recientemente. Esto ha obligado a ampliar los intervalos de inversión para las simulaciones a los máximos establecidos, es decir, de 2 a 30 \$/kWh. Las simulaciones con esta modificación en algunos casos han convergido pero los resultados de las inversiones son muy variables de año a año, lo cual desde el punto de vista de DISPAC no sería lógico para el seguimiento de los programas de inversiones. Sería de mucha ayuda tener resultados de las corridas del aplicativo cuando no convergen con los resultados más cercanos, con la anotación que no converge para la meta y tolerancia de pérdidas establecidas en los parámetros de entrada al aplicativo, de manera que se pueda evaluar de forma analítica y menos iterativa rangos que se consideren conlleven a inversiones similares en las diferentes periodos y senda de pérdidas de intervalos no tan distantes como los que se muestran continuación resultado de una de las simulaciones para efecto de muestra de la situación planteada: (...)

Razón adicional para esta solicitud es que en los casos simulados para DISPAC no converge para valores de pérdidas menos estrictas aún con los rangos de inversión límites entre 2 y 30 \$/kWh. De igual manera la empresa puede decidir aportar recursos, pero para dimensionar su riesgo se considera necesario contar con este tipo de resultados para realizar los análisis pertinentes.

Tal como se señala en el numeral 2 del informe del modelo, el valor de la variable CPCE corresponde al valor de la ruta de mínimo costo factible, estimada a partir de un nivel inicial de pérdidas, las condiciones propias de cada empresa y el nivel final al que se espera llegar.

La metodología propuesta en la Resolución CREG 084 de 2010 utiliza este valor (CPCE) y el costo del plan propuesto por el OR (CPOR) para definir la anualidad a remunerar por concepto del plan, esta anualidad corresponde a un valor igual para todos los periodos de ejecución del plan independientemente del comportamiento de las inversiones y gastos que realice el OR en ejecución de su plan.

Por lo anterior, se señala que la propuesta no condiciona al OR a realizar las inversiones o gastos anuales según los resultados anuales del modelo.

361. Los operadores de red para el ejercicio de simulaciones formulamos los parámetros de rango de inversión, elasticidad, crecimiento vegetativo y tasa de descuento. En el supuesto que sea utilizado esta aplicativo para la determinación comparativa de eficiencia del plan presentado por los operadores de red, ¿estos parámetros seguirán siendo postulados por los operadores, por supuesto con el respectivo sustento? O por su parte la CREG será quien determine estos parámetros, ¿en especial el rango de valores de inversión?

En la metodología propuesta en la resolución definitiva se señala cual es la información que se debe utilizar, para las variables de entrada del modelo, en el proceso de evaluación de la solicitud de planes de reducción de pérdidas.

362. Sin perjuicio de la expedición definitiva de la metodología para la presentación del Plan de Reducción de Pérdidas no Técnicas y de los ajustes al aplicativo que se pudiesen presentar sería de mucha utilidad contar con la disponibilidad para realizar simulaciones adicionales en procura de presentar un plan ajustado y analizado con suficiente profundidad, en razón a que muchas de las simulaciones no tuvieron convergencia para los escenarios planteados por DISPAC, más aún para este proceso que es crucial tanto para los usuarios como para las empresas operadoras de red.

Una vez se encuentre en firme la resolución definitiva con la metodología, se pondrá a disposición de las empresas el modelo de estimación del costo total del plan de reducción de pérdidas. El programa podrá ser utilizado por los OR durante el plazo establecido para presentar la solicitud de aprobación del plan.

363. Se considera conveniente incorporar a la conceptualización de los beneficios del plan de reducción de pérdidas el efecto implícito que genera un crecimiento vegetativo en las ventas el cual siempre corresponderá a un crecimiento en las compras, se propone entonces que la ecuación 3.19 sea modificada por la siguiente:

(...)

De la forma como se encuentra planteado el modelo, en la sección 3 del informe, el crecimiento de la demanda vegetativa se incorpora en la variable $EV(y_k, t_j)$, por lo cual no se considera necesario incluirlo en la variable $EC(y_k, t_j)$.

364. Fueron corridos 60 simulaciones como se observa en la siguiente figura, de las cuales 10 convergieron y mostraron resultados

De manera general el procedimiento establecido para llegar a la variable CPCE considera varias etapas en las cuales se define una serie de rutas factibles en función de las variables de entrada del modelo (condiciones iniciales y valores esperados). El modelo con base en la información de entrada y con el entrenamiento de la red neuronal establece un árbol de decisiones, el cual puede contener un número diferente de rutas en función de los valores o rangos de entrada y el cumplimiento de las restricciones dadas al modelo.

Por lo anterior es posible, y consistente con lo esperado, que ante determinados valores o rangos de las variables de entrada el modelo converja y ante otros no lo haga al no cumplirse con las restricciones o con lo esperado por la red neuronal.

365. Con los argumentos planteados solicitamos muy atentamente entonces poder disponer del uso del aplicativo de que trata la circular del asunto, por un tiempo no menor a (10) días hábiles, sin perjuicio de los cambios que pudiese tener como herramienta analítica.

Ver respuesta a la pregunta No. 362

COMENTARIOS EBSA AL MODELO

366. En primer lugar le informamos que el modelo no fue aplicable a nuestra empresa, a pesar de la disminución a 3 y 6% de las pérdidas técnicas definidas por default en la versión puesta a consideración de las empresas, debido al bajo nivel de pérdidas actual de EBSA por la alta concentración de su demanda en el nivel 4.

La red neuronal fue entrenada con información de empresas con planes de reducción de pérdidas que se encuentran en un amplio rango de valores (desde 44,6% hasta 7,6%), por lo cual, para casos particulares en los cuales el nivel de pérdidas inicial sea inferior al 7% la red neuronal no identifica algún patrón a seguir y por consiguiente no arroja rutas factibles.

367. El valor de la inversión anual que arroja el modelo es sustancialmente menor al costo real de los planes que la empresa ha venido ejecutando durante los últimos años, lo que no es coherente ya que un resultado esperado es que en la medida en que el índice baje, el costo unitario aumente. La única excepción encontrada se presentó en el caso 7 donde la elasticidad de la demanda considerada fue del 40%, situación contraria a la esperada (60% ventas, 40% compra), con un índice de pérdidas proyectado bastante bajo, considerando la dispersión del mercado de EBSA.

Ver el informe de la UTP con radicado de entrada E-2011-006728

Respecto a los resultados del caso 7, del cual se indica que es el único caso con valores cercanos al costo real, se observa que el resultado no es producto de la variación en la elasticidad de la demanda utilizada (40%), sino de la modificación en el parámetro "mínima inversión" que paso de 5 \$/kWh a 18\$/kWh.

368. No es coherente que el modelo presente incrementos en el índice de pérdidas Casos 7, período 5 y Caso 12, período 1. Con inversiones similares en otros casos el modelo arrojó decrementos en el índice.

Ver el informe de la UTP con radicado de entrada E-2011-006728, numeral 2.2.2.

369. En la mayoría de los casos el modelo arrojó como monto de inversión anual valores menores a \$10/Kwh, sin embargo cuando se condiciona como máxima inversión un valor menor al de la inversión del año 0, el resultado es: "ESTE CASO NO ALCANZÓ EL NIVEL DE PERDIDAS PROYECTADO"

Se entiende que este comentario se refiere a la simulación denominada "CASO 14", en la cual el modelo no obtiene resultados. Para este caso la variable *máxima inversión* (20 \$/kWh) es menor que la inversión del año cero (23.68 \$/kWh), también se observa que el valor de la variable *mínima inversión* para este caso particular es 8 \$/kWh y no 5 \$/kWh como en la mayoría de simulaciones.

Se simuló este caso dejando los mismos parámetros, incluido un valor máximo de inversiones de 20 y una inversión en el periodo cero de 23.68, y se cambió únicamente el valor *mínima inversión*, que se fijó en 5 \$/kWh como en la mayoría de simulaciones realizadas por el OR.

Con estos parámetros el modelo arroja resultados similares a los demás casos simulados, por lo anterior, se considera que la observación respecto a que el modelo no responde a

escenarios en los cuales se condiciona como máxima inversión un valor menor al de la inversión del año cero no es válida.

370. Si al modelo modificamos el costo de generación, sin variación de los demás parámetros de entrada, los resultados son iguales, lo que indica posible inconsistencia del modelo.

Tal como se explica en el informe del modelo presentado por la UTP, el modelo permite obtener dos escenarios, el de máximo beneficio y el de costo mínimo, en el análisis de máximo beneficio se incorporan las variables asociadas con el costo de generación, transmisión y distribución, mientras que en el análisis de costo mínimo no se utilizan estas variables.

Como se señala en la página 11 del informe, la variable CPCE, y por lo tanto los valores asociados a ésta, corresponde al valor obtenido con el análisis de mínimo costo, por lo cual, cualquier modificación en las variables de costos de generación, transporte o distribución no deben modificar los resultados del modelo.

371. Para elasticidades altas (80%), el modelo no arroja resultados.

Se entiende que este comentario se refiere a la simulación denominada "CASO 5", en la cual el modelo no obtiene resultados. Para este caso la variable *elasticidad de la demanda* es 80, la variable *máxima inversión* corresponde a 28 \$/kWh y la variable *mínima inversión* para este caso particular es 18 \$/kWh (y no 5 \$/kWh como en la mayoría de simulaciones).

Se simuló este caso dejando los mismos parámetros, con la variable *elasticidad de la demanda* igual a 80, y se cambió únicamente el valor *mínima inversión*, que se fijó en 5 \$/kWh como en la mayoría de simulaciones realizadas por el OR.

Con estos parámetros el modelo arroja resultados similares a los demás casos simulados, por lo anterior, se considera que la observación respecto a que el modelo no arroja resultados para elasticidades altas no es válida.

Adicionalmente se señala que algunas simulaciones realizadas por otros OR e incluidas en el estudio de Ascodis, presentan casos que arrojan resultados con valores de elasticidad igual a 100%.

372. Al variar la máxima inversión \$/kwh al doble, Casos 1 y 2, el resultado de la senda de reducción del índice de pérdidas como de la inversión son similares con reducción de la inversión en el año 5 respecto a los años 3 y 4, lo que reiteramos no es coherente ya que el resultado esperado es que a medida que se baje el índice el costo unitario aumente.

Ver el informe de la UTP con radicado de entrada E-2011-006728.

373. Los resultados de los casos 2,4,6,8,9,10 Y 13 muestran disminución en las ventas de energía en el año 1 frente al año cero, lo cual no es coherente con lo esperado en el resultados, si se tiene en cuenta que en las casos simulados se ingresó un crecimiento positivo entre el 2.5% y 3%

Ver el informe de la UTP con radicado de entrada E-2011-006728.

374. Se requieren realizar simulaciones en el caso que el crecimiento de la demanda sea negativo para lo cual se requiere realizar ajustes al modelo.

La variable asociada con el crecimiento vegetativo corresponde al valor promedio esperado de cinco años de la demanda, dadas las condiciones actuales del sector y de la economía no se considera necesario ajustar el modelo para incorporar este caso extremo.

375. Solicitamos a la Comisión que el modelo se ajuste a la realidad de empresas con bajos índices de pérdidas totales como EBSA y se mejore el entrenamiento de la red neuronal de tal manera que se considere la dispersión de los diferentes mercados, ya que no son comparables planes de pérdidas de empresas con alta concentración de usuarios, con otras de alta dispersión como es el caso de Boyacá, que atiende a 123 municipios con el más bajo consumo promedio del país.

Como se observa en el numeral 4.2 del informe del modelo, para el entrenamiento de la red neuronal se utilizaron once empresas de referencia, las cuales presentan diferentes características respecto a tamaño, composición de mercado, dispersión, etc., por lo tanto no se considera necesario ajustar el entrenamiento de la red.

COMENTARIOS EEC AL MODELO

376. Los resultados de las simulaciones realizadas por la EEC guardan consistencia económica en cuanto al costo total remunerado, sin embargo las sendas resultantes y el plan de pagos anuales mostraron comportamientos no esperados dada la experiencia que sobre este tipo de proyectos se tiene en las empresas. Lo anterior genera incertidumbre sobre la eficacia y razonabilidad del Modelo de Estimación del Costo del Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas que se propone remunerar a los Operadores de Red en la Resolución CREG 184 de 2010.

La metodología propuesta en la Resolución CREG 184 de 2010 establece que los OR son los encargados de definir las metas de reducción de pérdidas de acuerdo con sus propios estudios y condiciones.

De igual manera, la metodología propuesta utiliza los resultados del modelo (variable CPCE) y el costo del plan propuesto por el OR (CPOR) para definir la anualidad a remunerar por concepto del plan, esta anualidad corresponde a un valor igual para todos los periodos de ejecución del plan, independientemente del comportamiento de las inversiones y gastos que realice el OR en ejecución de su plan o los que resulten del modelo.

Por lo anterior, se señala que la propuesta no condiciona al OR a realizar inversiones o gastos anuales o a seguir la senda de pérdidas resultantes del modelo.

377. Tiempo y eficacia de respuesta de la herramienta. En primera instancia, consideramos conveniente destacar la evolución que presentó el modelo en cuanto a los tiempos de respuesta se refiere. ya que los primeros días de utilización (martes 26, miércoles 27 y jueves 28 de abril en la mañana), la respuesta a los escenarios simulados se hacía en menos de un minuto, lo que cambió considerablemente el jueves 28 de abril en la tarde y el viernes 29 de abril todo el día. Donde los tiempos de respuesta llegaron ser superiores a las seis (6) horas; incluso para algunos escenarios no se recibió respuesta, ni siquiera posterior al viernes 29 de abril. Además, cabe mencionar que para algunas simulaciones se recibieron múltiples correos de respuesta, a pesar de

tratarse de un mismo caso. Lo anterior evidencia la necesidad de que se revisen y adelanten los ajustes necesarios para garantizar la efectividad y optimización en los tiempos de respuestas de la herramienta bajo cualquier volumen de solicitudes.

La incorporación del concepto cliente-servidor en el modelo de estimación de costos de reducción de pérdidas permite mayor confiabilidad en el uso de la herramienta, no obstante e puede presentar problemas de saturación como los que se describen en la comunicación.

Al respecto se señala que uno de los objetivos de poner a disposición de las empresas el aplicativo era establecer el rendimiento de la herramienta ante condiciones de uso masivo, por lo cual, con base en los resultados obtenidos se buscará la implementación de políticas que permitan la agilidad y disponibilidad del recurso el mayor tiempo posible para las empresas.

378. También es importante mencionar que la herramienta no permite simular de manera directa el índice de pérdidas previsto por el OR durante el período de ejecución del Plan ya que es necesario adelantar aproximaciones con diferentes valores y esperar los resultados de la simulación para verificar si se llega al índice esperado, Esta situación genera incertidumbre respecto lo establecido en la Resolución CREG 184 de 2010, cuando menciona que es el agente el que debe presentar las metas de reducción de pérdidas para aprobación del regulador.

El OR con base en su experiencia, el conocimiento del mercado y los objetivos que quiera alcanzar debe diseñar su plan de reducción de pérdidas, el modelo sirve como referencia para definir el costo del plan a aprobar al OR, de ninguna manera se pretende que los valores de pérdidas que entrega el modelo sean los que tiene que utilizar el OR en su solicitud de aprobación del plan.

379. Razonabilidad de los resultados arrojados. Respecto de los resultados entregados por la herramienta a las simulaciones, no es clara la razón por la cual el valor de ventas de energía (kWh) para el año 1 es inferior a la del año 0, teniendo en cuenta que en todas las simulaciones adelantadas se prevé un crecimiento vegetativo de la demanda; motivo por el cual los resultados entregados por la herramienta no guardan coincidencia con el valor asignado al inicio de la simulación.

Ver el informe de la UTP con radicado de entrada E-2011-006728.

380. Con relación a la senda de pérdidas entregada por la herramienta, genera cierta incertidumbre que para algunas simulaciones la ruta "de menor costo" encontrada por la herramienta permite el incremento del índice de pérdidas durante el período de análisis, toda vez que éste comportamiento no se ajusta con el observado y registrado por los OR's durante la ejecución de los proyectos de reducción de pérdidas, Lo anterior dado que la intensidad en recursos que tiene este tipo de proyectos no admite un comportamiento ascendente en la senda de pérdidas, ya que, tener que recuperar el índice antes logrado, puede llegar a ser más costoso y por ende más ineficiente.

Con el fin de ilustrar lo mencionado, a continuación se muestra un ejemplo en donde se observa un incremento en el índice de pérdidas en el año 2 de ejecución del Plan. (...)

Ver respuesta a la pregunta No. 378.

381. Por otro lado, se observó un comportamiento inesperado en el valor de la inversión a lo largo del tiempo, indicando valores muy bajos para los primeros años, incluso significativamente menores a los del año inicial, que si bien llegan a un incremento para los años posteriores, tres y cuatro, dicho valor vuelve a disminuir en el último periodo de análisis; lo anterior, no guarda una relación lógica con el nivel de pérdidas de cada año estimado y a su vez con la inyección de inversiones requeridas, según comportamiento histórico, para cumplir la meta propuesta.

Ver respuesta a la pregunta No. 376 y 378.

382. Restricciones de la herramienta. Por su parte, para la ejecución de las simulaciones, se prevé una serie de restricciones en valores máximos y mínimos en algunas de las variables, tal es el caso del IEA [\$/kWh], que tiene definido como valor máximo 30; sin embargo, para una de las simulaciones se obtuvo un valor superior al de la restricción, tal como se muestra a continuación. Esta situación genera inquietud sobre el comportamiento de las demás variables y de los cálculos de beneficios.

Se señala que, como en cualquier modelo, si los valores de entrada definidos por el usuario no son consistentes, consecuentemente, los resultados tampoco lo serán.

Para este caso, se revisó la información de entrada definida por el OR para la simulación, encontrando que la información de ventas en el periodo t-1 no es consistente con la demás información (la energía de salida es 9 veces mayor que la energía de entrada para el mismo periodo),

Como se observa en la ecuación 2.6 del informe del modelo presentado por la UTP, la variable CPCE se estima teniendo en cuenta las posibles inversiones (que se encuentran en un rango entre 1 y 30 \$/kWh para la simulación en cuestión) y la energía vendida. Por lo anterior, con la información de ventas en t-1 entregada al modelo se obtiene un resultado que no es consistente, no por problemas en la aplicación de los rangos de inversión, sino por el efecto que en el modelo tiene incluir ventas mucho mayores que la energía de entrada.

De la misma forma, el valor de referencia IEA se obtiene con base en la variable CPCE, por lo cual si este valor es muy alto como consecuencia de un parámetro de entrada no consistente, el valor de referencia IEA también será inconsistente.

Teniendo en cuenta lo anterior, se considera que si las variables de entrada son consistentes y coherentes el modelo arrojará resultados apropiados.