

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN

ACTA DE LA REUNIÓN No. 41

Fecha : Enero 28 de 1997
Lugar : Hotel Portón 84 - Bogotá

ASISTENTES PRINCIPALES :

CHB	Claudio Iglesias
CHEC	Ancizar Piedrahita
CHIVOR S.A. E.S.P.	Raúl Etcheverry M.
CORELCA	Carlos Franco Delgado
EADE	Gustavo Sánchez Morales
EEB	Horst Findk
EEPPM	Francisco Velásquez
EMCALI	Luz Marina Gómez Cuellar
EPSA	Bernardo Naranjo O.
ESSA	Luis Carlos Torres M.
ISA	Javier Gutiérrez P.
ISA	Pablo Hernán Corredor A.
ISAGEN	Juan Guillermo Alvarez
PROELÉCTRICA	Humberto Benedeth
UPME	Angela Cadena

INVITADOS :

CHEC	Gildardo López
CENS	Gerardo Canal P.
CENS	Betsy Matamoros B.
CREG	Jaime Saldarriaga
CREG	Omar Serrano
EBSA	Wilson Uribe V.
EBSA	Héctor Ramírez R.
EEB	Cesar Piñeros
EDEQ	Luis Antonio Ortiz
ELEC. DEL TOLIMA	Maria Yoconda Sánchez
ELECTROHUILA	Carlos Perdomo Hernández
EEPP PEREIRA	Carlos Arturo Orozco G.
EEPP PEREIRA	Luz Mary Estrada Maya
EMCALI	Humberto Mafla
EMCALI	Soffia Valencia G.
ISA	Hernando Díaz
ISA	Silvia Elena Cossio Mesa
ISAGEN	Elizabeth Duque A.

TEMARIO

1. Presentación por parte de la CREG de la Resolución 112 (Fórmulas tarifarias)
2. Presentación del impacto de la aplicación de la Resolución 112 por parte de las empresas:
Empresa de Energía de Bogotá - EEB, Empresas Públicas de Medellín - EEPPM, Empresas Municipales de Cali - EMCALI y Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. - EPSA.
3. Análisis y discusión del tema
4. Recomendaciones

DESARROLLO DE LA REUNIÓN

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario y se dio inicio a la reunión. Además se contó con la participación de algunas electrificadoras que fueron invitadas por el CNO para esta reunión, ya que el tema a tratar era de gran importancia para ellas.

1. PRESENTACIÓN POR PARTE DE LA CREG DE LA RESOLUCIÓN 112 (Fórmulas tarifarias)

Los doctores Omar Serrano y Jaime Saldarriaga representantes de la Comisión de Regulación de Energía y Gas presentaron la Resolución 112, destacando sus objetivos y los principales parámetros de la fórmula tarifaria.

2. PRESENTACIÓN DEL IMPACTO DE LA APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN 112 POR PARTE DE LAS EMPRESAS: Empresa de Energía de Bogotá - EEB, Empresas Públicas de Medellín - EEPPM, Empresas Municipales de Cali - EMCALI y Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P. - EPSA.

EEB, EEPPM y EMCALI presentaron los resultados obtenidos al aplicar la Resolución 112 para el cálculo de la fórmula tarifaria. En el Anexo se presentan estos informes.

3. ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DEL TEMA

EPSA : Manifiesta preocupación por las señales de desregulación total del mercado, ya que en Colombia falta madurez para asumir estos cambios. Esta situación crea inestabilidad y puede llevar a resultados inadecuados.

EPP : Plantea que existen diferencias con relación a la simultaneidad de entrega de la información a todas las empresas. La CREG aclara que en Septiembre se entregó la información correspondiente a la propuesta de las fórmulas tarifarias a todas las empresas.

EEPPM : Manifiesta que debe existir estabilidad regulatoria y que actualmente se regula únicamente para el 60% del Sector. Plantea además que no hay conocimiento de la

Resolución 004/97. Así mismo, observa que es necesario analizar el problema de las pérdidas y la relación entre comercializadores y distribuidores.

HUILA y QUINDIO : Proponen una ampliación para la entrega de los resultados de costos a la CREG, ya que ellos no tienen infraestructura para hacer estos cálculos en el plazo estipulado.

EADE : Propone ser más flexible con el manejo de las pérdidas, empezando en los valores actuales y no en un valor único del 20% para todas las empresas. Además, es necesario hacer claridad con relación a la asignación de la remuneración entre las actividades de transporte y comercialización y si los peajes son suficientes para hacer las inversiones en expansión con una rentabilidad adecuada.

EMCALI : Plantea inquietudes con relación a la disminución de los ingresos que implica la aplicación de la fórmula tarifaria. Además dice que es necesario establecer reglas claras para definir el nivel de competencia en el mercado regulado. Solicita la presentación de la metodología del cálculo de peajes para distribución, con el fin de verificar si estos incluyen los ingresos necesarios para la inversión en expansión. Adicionalmente propone que se explique con detalle como se llegó a los valores de \$1200 y \$1500 de la fórmula tarifaria.

CREG : Explica que EEB es un caso extremo debido a su estructura de tarifas. Está dispuesta a revisar las cifras con cada empresa.

ISA : Manifiesta que es necesario revisar las cifras de cada empresa para ver si se está haciendo una aplicación adecuada de las fórmulas.

CHEC : Solicita un plazo adicional para entregar los resultados. Manifiesta preocupación con relación a la asignación de las pérdidas entre distribuidores y comercializadores.

4. RECOMENDACIONES

Con base en la presentación y análisis de la Resolución 112, el CNO acordó solicitar a la CREG lo siguiente :

1. Prorrogar al menos por treinta (30) días el plazo para que las empresas entreguen la información sobre costos de comercialización.
2. Definir claramente la competencia que se permite en el mercado regulado y las diferencias entre mercado regulado y no regulado.
3. Asegurar una mayor estabilidad en la regulación, especialmente en la fórmula tarifaria.
4. Permitir que los precios en el mercado Mayorista varíen de acuerdo a las condiciones del mercado, evitando la intervención del ente regulador cuando estos tengan una variación fuera de lo normal, es decir, que sea posible tanto bajar como aumentar el precio, y no ocurran casos como el de San Andrés, donde según información del representante de Corelca, no fue posible incrementar el precio.
5. Revisar la reglamentación sobre remuneración de las pérdidas de forma que se permita la negociación directa entre distribuidores y comercializadores facilitando de esta manera una mejor gestión.

6. Incluir en la fórmula tarifaria los costos que implica llevar las pérdidas a un nivel del 13%.
7. Aclarar la asignación de remuneración entre comercializadores y distribuidores cuando sea un único agente el que realiza estas dos actividades simultáneamente.
8. Incluir dentro de la componente de generación una componente que refleje los costos de la energía en situaciones de racionamiento, conforme a lo que se reglamente en el estatuto de racionamiento.
9. Analizar con mas detalle la inquietud de las diferentes empresas en el sentido de que con la aplicación de la resolución 112, los ingresos disminuyen con relación a los que se tenían con la aplicación de la resolución 080.

Siendo las 5:00 P.M. se terminó la reunión.


Bernardo Naranjo Ossa
Presidente

EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN

OBSERVACIONES A LA RESOLUCIÓN CREG-112 DE 1996
FÓRMULAS TARIFARIAS PARA COMERCIALIZACIÓN A CLIENTES
REGULADOS

1. Costo de Distribución en Baja tensión (Artículo 50.)

De acuerdo con la resolución, los cargos por uso de la red de distribución en todos los niveles de tensión serían los aprobados por la Comisión. Sin embargo, no se ha definido la metodología de estimación de los costos de distribución en baja tensión. Actualmente sólo existe una metodología establecida para los costos de distribución hasta el nivel de tensión 2 (entre 1 y 30 kilovoltios). Estos valores, en caso de ser calculados directamente por la CREG, como parece ser la intención del regulador, deberían estar disponibles con anticipación a la vigencia de la fórmula, con el fin de que se puedan hacer observaciones tanto a la metodología como a los resultados.

Dado que bajo un régimen de libertad regulada como el que se prevé, las empresas tendrán una responsabilidad frente a los consumidores por los costos del servicio, también deben tener participación en la definición de dichos costos. Por esta razón proponemos que el costo de distribución en baja tensión sea calculado y presentado por las mismas empresas. La CREG, la cual previamente deberá definir la metodología con la cual se hará el cálculo. Sobre este último aspecto consideramos que es conveniente la utilización de una metodología basada en el costo medio de corto plazo, dadas sus ventajas en materia de transparencia y facilidad de cálculo con respecto a otras metodologías.

ANEXOS

2. Desagregación del Costo de Comercialización por Actividad o Subproceso (Artículo 80.)

Consideramos que no es necesario el nivel de detalle solicitado en el literal b. de este artículo para la desagregación del costo de comercialización. La desagregación es relativamente sencilla a nivel del costo directo de cada subproceso o actividad, pero la asignación de los costos indirectos, generales o corporativos es compleja y puede introducir diferencias importantes entre empresas especialmente si los criterios de asignación son diferentes. Por otra parte debe tenerse en cuenta que este tipo de actividades no es estandarizable y sus costos reflejarán en último término los distintos modelos de gestión así como el know how desarrollados por cada empresa. Esto hace que los costos por actividad no sean comparables aún a nivel del costo directo de cada subproceso. Solicitamos en consecuencia eliminar el envío de la información con la desagregación requerida en el literal b.

EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN**OBSERVACIONES A LA RESOLUCIÓN CREG-112 DE 1996
FÓRMULAS TARIFARIAS PARA COMERCIALIZACIÓN A CLIENTES
REGULADOS****1. Costo de Distribución en Baja tensión (Artículo 5o.)**

De acuerdo con la resolución, los cargos por uso de la red de distribución en todos los niveles de tensión serían los aprobados por la Comisión. Sin embargo, no se ha definido la metodología de estimación de los costos de distribución en baja tensión. Actualmente sólo existe una metodología establecida para los costos de distribución hasta el nivel de tensión 2 (entre 1 y 30 kilovoltios). Estos valores, en caso de ser calculados directamente por la CREG, como parece ser la intención del regulador, deberían estar disponibles con anticipación a la vigencia de la fórmula, con el fin de que se puedan hacer observaciones tanto a la metodología como a los resultados.

Dado que bajo un régimen de libertad regulado como el que se prevé, las empresas tendrán una responsabilidad frente a los consumidores por los costos del servicio, también deben tener participación en la definición de dichos costos. Por esta razón proponemos que el costo de distribución en baja tensión sea calculado y presentado por las mismas empresas para la aprobación de la CREG, la cual previamente deberá definir la metodología con arreglo a la cual se realice dicho cálculo. Sobre este último aspecto consideramos que es conveniente la utilización de una metodología basada en el costo medio de corto plazo, dadas sus ventajas en materia de transparencia y facilidad de cálculo con respecto a otras metodologías.

**2. Desagregación del Costo de Comercialización por Actividad o Subproceso
(Artículo 8o.)**

Consideramos que no es necesario el nivel de detalle solicitado en el literal b. de este artículo para la desagregación del costo de comercialización. La desagregación es relativamente sencilla a nivel del costo directo de cada subproceso o actividad, pero la asignación de los costos indirectos, generales o corporativos es compleja y puede introducir diferencias importantes entre empresas especialmente si los criterios de asignación son diferenciales. Por otra parte debe tenerse en cuenta que este tipo de actividades no es estandarizable y sus costos reflejarán en último término los distintos modelos de gestión así como el know how desarrollados por cada empresa. Esto hace que los costos por actividad no sean comparables aún a nivel del costo directo de cada subproceso. Solicitamos en consecuencia eliminar el envío de la información con la desagregación requerida en el literal b.

Debe precisarse así mismo qué tipo de soportes contables o administrativos son los requeridos para la información del costo de comercialización que debe enviarse a la CREG (literal a.).

3. Relación entre Calidad y Costo en la Actividad de Comercialización (artículo 14o.)

Dada la asociación directa que existe entre el nivel de calidad ofrecido y los costos incurridos para ofrecer esa calidad de servicio, la estimación del nivel de eficiencia no puede hacerse independientemente de la consideración de los distintos niveles de calidad con que hoy se presta la comercialización. De otra manera simplemente se estaría tomando como referencia una cierta "calidad media" de la comercialización a nivel nacional, asociada también a un cierto nivel de costo medio para empresas que tengan mercados con características similares. Este tipo de estimación claramente sesga en perjuicio de aquellas empresas con mayores niveles de inversión en desarrollo de programas, actividades e infraestructura de atención al cliente, de software y de desarrollo de recurso humano, e iría en contravía del principio establecido en la ley de garantizar que aquellas empresas más eficientes puedan participar de los beneficios derivados de su eficiencia.

4. Costo Unitario reconocido (Punto 2 del Anexo A)

Sobre la fórmula del cargo unitario reconocido caben las siguientes observaciones:

No existe un mecanismo de asignación del costo de las pérdidas en exceso de las permitidas, como responsabilidad del distribuidor. De esta manera se pierde en buena medida el estímulo a la eficiencia en la actividad de distribución, dado que todo el costo de comprar las pérdidas recae sobre el comercializador, sin que pueda repetir sobre el distribuidor.

Si el cálculo del cargo por uso de redes en baja tensión para el distribuidor incluye un nivel de pérdidas totales reconocidas, debe ser responsabilidad del distribuidor controlar que efectivamente las pérdidas técnicas no superen el nivel establecido, y cualquier desviación debería penalizarse en favor del comercializador, como compensación por los mayores costos de compra de energía.

Por otra parte, dadas las dificultades para manejar algunos aspectos problemáticos de frontera entre la distribución y la comercialización como el control y recuperación de pérdidas, particularmente en empresas no integradas, un mecanismo más eficiente permitir que existan acuerdos entre distribuidor y comercializador para el manejo de las mismas. No obstante, dichos acuerdos deben tener una base legal clara y adecuada, con el fin de evitar reclamaciones y/o posiciones ventajosas para alguno de

los agentes. En este sentido consideramos que la fórmula debe completarse con los mecanismos que regulen estas relaciones entre comercializadores y distribuidores.

En mecanismo alternativo que puede explorarse es introducir en el pago que los usuarios le hacen al distribuidor, además del cargo por uso que remunere los activos y los gastos de la actividad de transporte, una componente que recupere los costos de compra de las pérdidas incurridas tanto técnicas como no técnicas. Este valor se podría calcular en \$/kWh dividiendo el valor de compra de las pérdidas máximas permitidas por la energía total facturada. La suma recaudada sería a su vez reconocida por el distribuidor al comercializador, en tanto que la diferencia entre las pérdidas técnicas totales y las pérdidas técnicas reconocidas sería asumida por el distribuidor contra sus utilidades, así como la diferencia entre las pérdidas negras reales y las pérdidas negras reales y las pérdidas negras reconocidas sería asumida por el comercializador contra sus utilidades. Sobre este tema estamos dispuestos a ampliar y presentar en detalle a la Comisión todos los aspectos implícitos en el mecanismo propuesto y a examinar sus posibles ventajas, en el momento en que usted lo considere conveniente.

El punto de las actividades comunes o de frontera también es importante dado que no es claro cual será su tratamiento en materia de los costos aceptables por la Comisión. En particular, consideramos que los costos correspondientes a las actividades de control y recuperación de pérdidas deben ser reconocidos dentro de las tarifas, hasta un nivel necesario para mantener las pérdidas en niveles de eficiencia resultan problemáticas. Por otra parte, es necesario aclarar si los gastos correspondientes se consideran dentro del proceso de distribución o en el de comercialización.

Tal como está definida la fórmula del costo unitario, desconoce la posibilidad de que existan comercializadores y transportadores independientes, que requerirán de una regla de juego clara en materia de asignación de costos de pérdidas para efectos de realizar acuerdos o convenios para su control. De hecho la situación se está presentando con la existencia de comercializadores a usuarios no regulados dentro de la zona de otro comercializador-distribuidor de mercado regulado. En este caso no existe en la actualidad ninguna norma que permita al comercializador del mercado regulado exigir del comercializador de mercado no regulado un reconocimiento por la parte que le correspondería por las pérdidas no técnicas del nivel de tensión. En efecto, el tratamiento tarifario para los grandes consumidores tiende a excluirlos del pago por pérdidas no técnicas, lo cual resulta inequitativo frente al tratamiento a cualquier usuario regulado, para quien dichas pérdidas no técnicas si van a estar incluidas en la tarifa.

La resolución no incluye en ninguna parte una definición de la metodología para la medición del índice de pérdidas acumuladas en cada nivel de tensión. Este punto es obviamente de vital importancia, máxime si se tiene en cuenta que están en marcha

discusiones en el sector eléctrico tendientes a la modificación de la metodología de medición del índice de pérdidas. Sin una precisa definición de la forma de medir los índices de pérdidas, los valores incluidos en la tabla del punto 2.5 pueden prestarse a interpretación o tergiversación, con resultados igualmente imprecisos en cuanto al sentido de la regulación.

De otro lado, si el índice de pérdidas que se incluya en la fórmula es el menor valor entre el índice real de la empresa, y el máximo establecido por resolución, se pierde todo incentivo a mantener índices inferiores al máximo permitido, y se constituye por el contrario un desestímulo a la inversión en actividades de control de pérdidas por debajo del límite máximo. Resultaría más productivo permitir que el comercializador se apropie por lo menos de parte del diferencial entre el índice real y el máximo fijado por resolución, al tiempo que se daría cumplimiento a las normas legales que contemplan la posibilidad de que los agentes se apropien parcialmente de los beneficios de su mayor eficiencia.

La fórmula que aparece en la resolución no produce un efecto de reducción lineal como se afirma en el texto. Para que la reducción sea lineal la fórmula debería ser:

$$P_{t,n} = P_{o,n} - t \frac{P_{o,n} - P_{f,n}}{4}$$

Con lo cual el índice de pérdidas máximas reconocidas sería del 20%, 18.25%, 16.50%, 14.75% y 13% en los cinco años de vigencia de la fórmula.

6. Costos de Comercialización Reconocidos (Punto 2.6 Anexo A)

La fórmula de ajuste del costo de comercialización también tiene problemas puesto que arroja valores negativos que no tiene sentido. La fórmula correcta con un ajuste lineal debería ser:

$$C_{m,a} = \left[C_o - t \frac{C_o - C_f}{4} \right] \frac{IPC_{m-1}}{IPC_o}$$

Un punto que no está explicado en la resolución ni en otro documento es la forma de trasladar el costo de comercialización de un valor dado en \$/factura a un valor en \$/kWh.

Este punto es muy importante dado que si bien la base de cobro sobre el número de facturas expedidas de un año a otro puede no experimentar cambios fuertes, la base de cobro sobre los kilovatios facturados si tiene cambios fuertes, especialmente en

presencia del paso de usuarios del mercado regulado al no regulado, así como por el efecto de la penetración del gas en algunos mercados. Este punto fue comentado a la Comisión en anteriores oportunidades (nuestra comunicación 642232 de agosto 28 de 1996), y requiere un estudio cuidadoso para no conducir a desequilibrios financieros en las empresas. Para evitar este efecto, el cálculo del costo de comercialización debería hacerse con base en el número de facturas y en la cantidad de energía facturada que se proyecte para cada año de aplicación de la fórmula.

Así mismo, puesto que al parecer se han hecho estudios para encontrar las variables que explican el nivel del costo de comercialización, es conveniente precisar por parte de la CREG si los mismos se han hecho con base en datos de empresas nacionales o con cifras de otros países. Sobre las economías que afectan el proceso de la comercialización, merece precisarse que las economías de escala derivadas del número de clientes afectan principalmente al proceso de facturación, antes que al de recaudo.

Debe insistirse en que los valores fijados como meta de eficiencia no quedan suficientemente demostrados, así como no son transparentes las bases y metodologías de cálculo para llegar a los mismos. Tal como lo hemos señalado en comunicaciones anteriores a la Comisión sobre este mismo tema, el costo de comercialización de eficiencia en un mercado cuyos niveles de calidad no están regulados por la competencia directa ni tampoco por vía de regulación, no puede estimarse sin hacer consideración de la calidad de servicio ofrecida por cada empresa. De otra forma se puede estar incurriendo en una estimación de un costo medio que correspondería a niveles de calidad de servicio inferior al que hoy se presta en algunas empresas, obligando a estas a desmejorar su servicio, lo que no puede ser considerado como una situación de eficiencia.

$$C_m = \left[C_{-1} - \frac{C_{-1} - C_1}{\frac{1}{P_{C_1}} - \frac{1}{P_{C_{-1}}}} \right] \frac{1}{P_{C_1}}$$

Un punto que no está explicado en la resolución ni en otro documento es la forma de trasladar el costo de comercialización de un valor dado en \$/factura a un valor en \$/kW.

Este punto es muy importante dado que si bien la base de costo sobre el número de facturas expedidas de un año a otro puede no experimentar cambios fuertes, la base de costo sobre los kilovatios facturados sí tiene cambios fuertes, especialmente en

COMENTARIOS A LA METODOLOGÍA PROPUESTA POR LA CREG PARA CALCULAR LOS NUEVOS COSTOS DE REFERENCIA PARA EL MERCADO REGULADO. ANALISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

EMCALI

A. COMENTARIOS GENERALES

1. El comentario más importante se refiere a que los costos que se reconocen en la fórmula tarifaria, corresponden a señales de corto plazo. Todas las variables componentes de los nuevos costos de referencia se basan en los costos contables incurridos durante el año inmediatamente anterior a la fecha del cálculo de las fórmulas, por lo cual éstas se asemejan a tarifas de carácter contable-financiero.
2. En este sentido, la nueva política tarifaria no involucraría señales de largo plazo, lo cual muy probablemente traerá inconvenientes económicos a las empresas, más cuando se pretende que los costos de referencia tarifaria, tengan una vigencia de cinco años.
3. La CREG considera la actualización de las fórmulas con base en los índices IPP para todas las componentes, excepto en el caso de la comercialización, que se hará con el IPC. Sin embargo, siendo una tarifa basada en variables de corto plazo, es muy probable que las condiciones se modifiquen sustancialmente, caso de los precios de la generación que constituye la componente de mayor peso dentro de la estructura de costos. En este caso, la actualización de las fórmulas debería realizarse con promedios móviles. Esto supone que las empresas deberían desarrollar bases de datos muy desagregadas para realizar los cálculos periódicamente.

B. COMENTARIOS ESPECIFICOS

1. Sobre el Costo de Generación:
 - Resulta de la combinación del costo medio de las transacciones propias y de las transacciones del mercado mayorista. La participación de las transacciones propias está determinada, fundamentalmente, por el valor del costo de la comercialización : a mayor costo, menor participación y viceversa.

- Durante el último año, las empresas más grandes participaron en alta proporción en la compra de la energía mediante contratos, por la facilidad de ofrecer garantías de pago a los suministradores, mientras que las más pequeñas lo hicieron mediante transacciones en bolsa, más por la falta de recursos para ofrecer garantías de pago que por razones de tipo estratégico. Dadas las condiciones de la hidrología durante 1996, los precios transados en bolsa fueron muy bajos, lo cual incidió en la reducción de los precios ponderados.

Es arriesgado suponer que este comportamiento se mantendrá durante los próximos cinco años.

- Tampoco es claro el concepto mediante el cual se pondera por el 10% el precio de un mes anterior (P_{m-1}), para establecer el valor final del precio de la generación involucrado en la fórmula tarifaria. Podría tratarse de un mes totalmente atípico.

2. Sobre el costo de Transmisión Nacional:

- Esta componente del costo tiene tendencia a crecer en el tiempo, no tanto como consecuencia de las actualizaciones de precios sino por las variaciones de la metodología, que implican incrementar el peaje por uso del sistema, por la adición al costo de la inversión existente y sus costos de funcionamiento, un valor importante del costo de las nuevas inversiones.
- En estas circunstancias, el valor histórico de los pagos por uso del sistema, no sería una variable representativa dentro de la fórmula tarifaria y las empresas deberían asumir el costo excedente.

3. Sobre el costo de Comercialización:

- El costo de comercialización esta conformado por varias partidas, las cuales se mencionaron reiteradamente en las reuniones previas sostenidas en la ciudad de Bogotá en las oficinas de la Comisión. Estas partidas son:

Los costos de clientela compuestos fundamentalmente por los costos de lectura, los costos de facturación con todas las actividades necesarias (precrítica, crítica, etc.) y los costos de recaudo.

Los costos propios del comercializador que en el caso de las empresas que ha prestado el servicio tradicionalmente, incluyen los costos de la administración central y áreas de apoyo.

Los costos de atención de quejas y reclamos y los costos de suscriptores que no causan ingresos como contraprestación del servicio tales como los cortes y las suspensiones.

La proporción de los gastos relacionados con impuestos y contribuciones (CREG y Superintendencia), las depreciaciones de los activos del comercializador y los costos financieros.

- En las metas de costo de comercialización calculadas por la Comisión, pareciera que únicamente se tuvo en cuenta los costos de clientela.

4. Sobre Costos de Distribución Local:

- Las empresas prestadoras del servicio de distribución deben presentar antes del 30 de septiembre del presente año, los estudios de soporte sobre los nuevos cargos estampilla, que han de regir durante el período comprendido entre 1998 y el año 2000. Muy probablemente los nuevos cargos presentarán modificaciones con respecto a los cargos vigentes. La Comisión no hace mención, en la Resolución 112 de 1996, sobre el reemplazo de los nuevos cargos dentro de las fórmulas tarifarias.
- Otro punto a destacar, se refiere a la duración de los cargos: Mientras la fórmula tarifaria se plantea para cinco años, los nuevos cargos tendrían una vigencia de tres años. Es decir, habría necesidad de reemplazar los valores correspondientes en dos ocasiones, mientras dura la vigencia de las fórmulas tarifarias.

C. TRATAMIENTO DESIGUAL ENTRE LOS CARGOS DEL SISTEMA DE TRANSMISION NACIONAL Y LOS CARGOS DE DISTRIBUCIÓN LOCAL

Una situación que llama la especialmente la atención se refiere al tratamiento desigual con relación a la remuneración de los sistemas mencionados. Ambos corresponden a sistemas de transporte de la energía por redes, que en un caso está conformado por las redes del STN y en los otros, por las redes de los sistemas locales.

Los ingresos totales anuales permitidos son regulados, bajo la premisa de que son monopolios naturales, pero hay diferencias importantes en uno y otro caso:

1. Los ingresos del STN es un ingreso de ingreso de causación regulado, compuesto por dos variables:

- Un ingreso regulado, cuya notación es R_t , que corresponde al ingreso obtenido en el año inmediatamente anterior, indexado para el periodo actual y con un crecimiento real del 5%.
- Para asegurar que el ingreso permitido siempre se obtenga, se consideró un factor K_t , que consiste básicamente en un factor de ajuste.

Este ingreso de causación inicial se calculó con base en una evaluación hecha en 1994, a precios de septiembre de ese año. El valor resultante fué de \$138.595 millones. Este valor, correspondió en esencia, a la recuperación de la inversión involucrada en la red existente valorada a precios de nuevo, y a los costos de administración, operación y mantenimiento - AOM- necesarios para su buen funcionamiento.

2. Los ingresos de los sistemas locales de distribución no están asegurados: Parten de la remuneración de los activos eléctricos y de un costo de aom del 2%, sin considerar ningún margen para expansión. Si los ingresos no se alcanzan a obtener en una vigencia, no han forma de involucrar el faltante en el período siguiente.

TABLA No. 9
FORMULAS TARIFARIAS PARA EL MERCADO REGULADO
RESULTADOS OBTENIDOS POR NIVELES
RESOLUCION CREG 112/96
Precios de Diciembre / 95

Año 1

Nivel de Tensión		Fórmula Tarif. Res.CREG 112 \$/KWh	Costo Ref. Res.CREG 080 \$/KWh	Reducción
Nivel IV	115 kV	57.68	58.85	2.02%
Nivel III General	34.5 kV	60.56	61.81	2.07%
Nivel III Particular	34.5 kV	62.84	61.81	-1.65%
Nivel II	13.2 kV	71.04	70.90	-0.20%
Nivel I	208/110 V	90.65	98.69	8.87%

Año 2

Nivel IV	115 kV	56.03	58.85	5.03%
Nivel III General	34.5 kV	58.90	61.81	4.95%
Nivel III Particular	34.5 kV	61.18	61.81	1.03%
Nivel II	13.2 kV	69.08	70.90	2.64%
Nivel I	208/110 V	88.27	98.69	11.81%

Año 3

Nivel IV	115 kV	54.39	58.85	8.20%
Nivel III General	34.5 kV	57.24	61.81	7.99%
Nivel III Particular	34.5 kV	59.53	61.81	3.84%
Nivel II	13.2 kV	67.13	70.90	5.62%
Nivel I	208/110 V	86.96	98.69	13.49%

Año 4

Nivel IV	115 kV	52.75	58.85	11.57%
Nivel III General	34.5 kV	55.59	61.81	11.19%
Nivel III Particular	34.5 kV	57.87	61.81	6.80%
Nivel II	13.2 kV	65.20	70.90	8.74%
Nivel I	208/110 V	85.65	98.69	15.22%

Año 5

Nivel IV	115 kV	48.33	58.85	21.76%
Nivel III General	34.5 kV	51.16	61.81	20.81%
Nivel III Particular	34.5 kV	53.45	61.81	15.64%
Nivel II	13.2 kV	60.51	70.90	17.17%
Nivel I	208/110 V	78.59	98.69	25.58%

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA S.A. E.S.P.

COMENTARIOS PRINCIPALES A LA RESOLUCION CREG 112 DE 1996 - FORMULAS TARIFARIAS

- COMPONENTE DE GENERACION; EL FACTOR α , DEPENDE DEL CARGO DE COMERCIALIZACION, ASPECTO QUE NO ES CONSISTENTE CON LA COMPONENTE ASOCIADA DE GENERACION.
- PEAJES DE DISTRIBUCION - D -, NO INCLUYEN LOS COSTOS OPERATIVOS QUE LAS SUBESTACIONES DEBEN PAGAR A LOS CENTROS REGIONALES DE DESPACHO. EN LA RESOLUCION 103 DE 1996, SOLO SE INCLUYEN LAS SUBESTACIONES DEL STN.
- SE DEBERIA CONSIDERAR UTILIZAR LAS PERDIDAS ACTUALES COMO PUNTO DE PARTIDA PARA EL AJUSTE DE LOS CARGOS DE LA FORMULA TARIFARIA, MANTENIENDO EL ESQUEMA DE MEJORA EN LA EFICIENCIA CON SU REDUCCION LINEAL EN CINCO AÑOS.
- LAS FORMULAS DE PERDIDAS Y COMERCIALIZACION, NUMERALES 2.5 Y 2.6 RESPECTIVAMENTE, PRESENTAN ERRORES EN LAS FORMULAS.
- LOS VALORES INICIALES Y FINALES DEL CARGO DE COMERCIALIZACION DEBEN SER CONCERTADOS CON LAS EMPRESAS PARA HACERLOS MAS REALES Y BAJO EL CONCEPTO DE TRANSICION EN LA EFICIENCIA A CINCO AÑOS.

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA. S.A. E.S.P.

PROYECCION DE INGRESOS

RES. CREG 080/95 Vs CREG 112/96

VALORES EN MILLONES DE \$

AÑO	SECTOR	RES. CREG 080/95	RES. CREG 112/96	DIFERENCIA	
				\$/KWH	% (1)
1997	RESIDENCIAL	304.397	277.276	27.121	8,91%
	INDUSTRIAL	268.843	252.375	16.468	6,13%
	COMERCIAL	157.705	143.195	14.510	9,20%
	OFICIAL	45.086	43.747	1.339	2,97%
	TOTAL	776.031	716.593	59.438	7,66%
1998	RESIDENCIAL	396.988	341.779	55.209	13,91%
	INDUSTRIAL	322.840	269.657	53.183	16,47%
	COMERCIAL	180.140	150.814	29.326	16,28%
	OFICIAL	53.995	46.698	7.297	13,51%
	TOTAL	953.963	808.948	145.015	15,20%
1999	RESIDENCIAL	564.324	477.101	87.223	15,46%
	INDUSTRIAL	377.660	300.345	77.315	20,47%
	COMERCIAL	213.548	167.636	45.912	21,50%
	OFICIAL	62.025	48.294	13.731	22,14%
	TOTAL	1.217.557	993.376	224.181	18,41%

EMPRESA DE ENERGIA DE BOGOTA. S.A. E.S.P.

COSTOS DE REFERENCIA TARIFARIA

RES. CREG 080/95 Vs CREG 112/96

VALORES EN \$/KWH DE ENERO DE CADA AÑO

NIVEL	RES. CREG 080/95	RES. CREG 112/96	DIFERENCIA	
			\$/KWH	% (1)
I	107,49	96,96	10,53	9,80%
II	83,65	77,41	6,24	7,46%
III	65,78	59,19	6,59	10,02%
IV	64,06	57,20	6,86	10,71%
I	126,57	99,35	27,22	21,51%
II	98,50	78,26	20,24	20,55%
III	77,45	58,31	19,14	24,71%
IV	75,43	56,18	19,25	25,52%
I	145,34	114,90	30,44	20,94%
II	113,11	90,28	22,83	20,18%
III	88,94	66,80	22,14	24,89%
IV	86,62	64,25	22,37	25,83%

(1) REFERIDA A LA RES. CREG 080/95



INTERCONEXION ELECTRICA S.A. "E.S.P."

CENTRO NACIONAL DE DESPACHO DIRECCIÓN RELACIONES SECTORIALES

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION, COMITES Y GRUPOS DE TRABAJO

FUNCIONAMIENTO INTERNO Y PUNTOS CRITICOS

Medellín, Febrero 12 de 1996

1. ASIGNACIONES COMITES Y SUBCOMITES

Dirección	Responsabilidad
Planeamiento Energético	Subcomité Hidrológico
Servicios Complementarios	Subcomité de Estudios Eléctricos
Coordinación de la Operación	Comité de Información
	Comité de Operación
Relaciones Sectoriales	Comité de Planeamiento Operativo Energético (CPOE)
	Comités Gas Natural y Carbón
	Asistencia a la secretaría técnica del Consejo Nacional de Operación
	Manejo centralizado, en medio magnético y papel, de actas, documentos entregados durante la reunión, asistentes a las reuniones, memorandos, correspondencia recibida y despachada
	Compilación de informes, compromisos y avance de grupos y Comités, para seguimiento semanal en Grupo Primario
	Citaciones a los diferentes comités

2. CONSIDERACIONES ANTES DE LA REUNION

Para 1997, la Dirección Relaciones Sectoriales actualizará con el coordinador de cada reunión y con la Gerencia Estrategia y Desarrollo, la lista de los representantes oficiales, tanto de ISA como de las demás empresas, a los mencionados Comités, Subcomités y CNO.

Con una semana calendario de anterioridad, la lista de las personas que asistirán a la reunión y el temario, son propuestos y analizados conjuntamente por el coordinador de la reunión y la Dirección Relaciones Sectoriales, especificando tiempo previsto y prioridad de cada tema. El primer punto del temario debe ser "Lectura Compromisos Acta Anterior y Comentarios".

A menos de que el carácter del documento no lo permita y con el fin de que los asistentes puedan estudiar previamente el acta de la reunión anterior y la documentación que será tratada en la próxima, estos deben hacerse llegar a los miembros con tres días de anticipación. Las

empresas deben reportar cuando ocurran cambios en sus números de Fax y códigos E-MAIL. Para agilizar el envío de correspondencia y documentos, todas las empresas deben disponer, en la medida de lo posible, de una dirección E-MAIL.

Las personas que asistirán a la reunión deben, dos días antes, unificar posiciones y coordinar el material que debe ser llevado a la misma (fotocopias, disquetes, acetatos, etc.)

El Secretario Técnico del CNO y el coordinador de cada Comité deben identificar, según su estado de avance, los temas que merecen ser debatidos en el CNO. De igual forma se debe proceder entre Comités y Subcomités.

Tanto el temario como la lista de asistentes, deben ser explícitos en cuanto a fecha, lugar y consecutivo de la reunión.

Mediante un cartel visible con el nombre de la empresa, la persona encargada de la sala, debe ubicar estratégicamente al presidente y asignar un lugar para los miembros con voto y otro para los invitados. La Dirección Relaciones Sectoriales se encargará de gestionar la adquisición de los carteles.

La Dirección Relaciones Sectoriales coordina la logística (citación, salas y alimentación) pero la confirmación de la asistencia la realiza cada coordinador, además deberá encargar a alguien de su dirección, de la logística y recepción de asistentes a la videoconferencia.

Con dos días de anticipación, las empresas que deseen asistir a la videoconferencia, deberán confirmar el número de personas que utilizarán dicho servicio. El coordinador de la reunión informará con igual anticipación, a la Dirección Relaciones Sectoriales, el número total de refrigerios que deben ser gestionados.

Con el fin de garantizar la continuidad y seguimiento de compromisos, se elegirá un presidente para cada Comité y Subcomité, por un período de tiempo no inferior a cuatro meses, cuyas funciones serán las siguientes:

- Hacer seguimiento de las tareas y funciones establecidas en la reunión.
- Direccionar el temario de las reuniones y el cronograma de las mismas.
- Dirigir las reuniones propendiendo por el cumplimiento del temario y los tiempos establecidos, velar por un desarrollo eficiente de las mismas, coordinar los análisis y discusiones que se originen en el desarrollo del temario, realizar conclusiones de los debates que se adelanten y haciendo explícitos los puntos de acuerdo y las objeciones que pudieran haberse producido.
- Velar por el cumplimiento de las funciones del Comité, Subcomité o Consejo y por la coordinación y cumplimiento del programa de trabajo que se establezca.
- Suscribir las Actas de la reunión.
- Las demás que le asigne el Comité, Subcomité o Consejo.

3

4

3. CONSIDERACIONES DURANTE LA REUNION

Se debe tener especial cuidado con la presentación y modales de los representantes de ISA, tanto en las reuniones como en la videoconferencia. La posición de ISA debe ser clara, unificada y con disposición al dialogo.

Todos los asistentes deberán apagar Beepers y Teléfonos Celulares al iniciar la reunión, o encargarlos a una secretaria, quién canalizará la recepción de mensajes urgentes. Además En la citación estará explícito un número telefónico para tal efecto.

Para agilizar la toma de decisiones y elaboración del acta, los asistentes a la reunión deben respetar el lugar asignado para cada empresa, en el que se ubicarán exclusivamente los miembros con voto. De igual forma deben actuar el presidente y los invitados. Hasta que no se perfeccione y establezca claramente el alcance de la videoconferencia, la asistencia del representante con voto al sitio de la reunión es de carácter obligatorio.

La reunión debe iniciar puntualmente, a puerta cerrada, buscando siempre la permanencia de los miembros con voto durante la reunión.

Cuando los comentarios al acta anterior impliquen cambios de posición a lo establecido en el acta o ameriten aprobación por el Comité, Subcomité o CNO, estos serán discutidos en la reunión, de lo contrario se deben entregar por escrito.

Relaciones Sectoriales gestionará en ISA la realización de cursos de expresión oral, manejo eficiente de reuniones y redacción.

4. CONSIDERACIONES DESPUES DE LA REUNION

La Dirección Relaciones Sectoriales manejará centralizadamente todos los documentos entregados en papel durante la reunión y si es posible en medio magnético. En el folder destinado para dicho fin, no se incluirán los documentos en papel que se encuentren en el archivo de ISA.

Cada coordinador presenta a la Dirección Relaciones Sectoriales un informe de la reunión estableciendo compromisos, tres días hábiles siguientes a la misma. Dicho informe debe quedar consignado dentro del acta en el ítem "Resumen de acuerdos y compromisos".

En la medida de lo posible, dos días antes de cada reunión del Consejo Nacional de Operación, el coordinador de cada Comité debe elaborar un resumen, incluyendo acuerdos y compromisos, para ser presentado ante el Consejo dentro del ítem "Informes de Comités".

De no ser posible en la reunión la recopilación de todos los comentarios al acta anterior por escrito, las empresas tendrán un plazo máximo de una semana calendario para enviarlos.

La Dirección de Relaciones Sectoriales compila los informes de actividades y compromisos de cada Comité, hace seguimiento semanal de ellos en el Grupo Primario y presenta la evolución de éstos ante el CNO.

5. CRONOGRAMA

Día	
-8	→ Preparación temario, lista asistentes, sala reunión y alimentación
-7	→ Solicitar pasajes aéreos
-6	→ Preparar documentos que serán presentados
-5	→ Citaciones y envío del acta anterior y documentos.
-4	
-3	→
-2	→ Confirmación asistencia Sitio y Videoconferencia.
	→ Reunión unificación conceptos ISA
-1	→ Recopilación material y copias. Preparación videoconferencia (VHS)
0	→ Día de la reunión
1	
2	
3	→ Documento con acuerdos y compromisos a Relaciones Sectoriales
4	
5	
6	
7	→ Comentarios acta anterior
8	

6. ESTANDARIZACION ACTAS

Tipografía: Tipo de letra: Times New Roman 12 cpi
Títulos: Mayúsculas sostenidas en negrilla
Interlineado: Sencillo

Márgenes: 3 cm a cada lado

Encabezado: A partir de la 2ª página, a 2.5 cm. Incluir el nombre del Comité, el consecutivo de la reunión y el número de página.

1ª página: Nombre de la reunión Mayúsculas sostenidas en negrilla 16 cpi
 Acta de la reunión No. Mayúsculas sostenidas en negrilla 16 cpi
 Fecha, Lugar
 Asistentes principales En orden alfabético por empresas
 Invitados En orden alfabético por empresas

2ª página: Temario
 Desarrollo de la reunión
 Comentarios y Lectura Compromisos Acta Anterior

Ultima página: Resumen de Compromisos y Acuerdos

7. RECOMENDACIONES

Se debe estudiar la posibilidad de contar con un proyector "Infocus" en la sala de reuniones, con el fin de evitar al máximo labores de impresión y manejo de acetatos.

Dis
8
7
6
5
4
3
2
1
0
1
2
3
4
5
6
7
8

ESTANDARIZACIÓN ACTAS

Márgenes: 3 cm a cada lado
Tipografía: Times New Roman 12 cpi
Tipo de letra: Mayúsculas sostenidas en negrilla
Interlineado: Sencillo

(ANEXO)

CONSEJO NACIONAL DE OPERACION

ACTA DE LA REUNION ??

Fecha : (Mes) (día) de (año)
 Lugar : ?????

ASISTENTES PRINCIPALES :

(Orden alfabético por empresa)

CHB
 CHEC
 CORELCA
 EEB
 EEPPM
 EPSA
 ESSA
 ISA
 ISAGEN
 PROELÉCTRICA
 UPME

???

Javier Gutiérrez P.

INVITADOS :

(Orden alfabético por empresa)

CORELCA
 EBSA
 EEB
 EEPPM
 EEPPM
 ISA
 ISAGEN

???

TEMARIO

1. Comentarios y Lectura Compromisos Acta Anterior
2. ???
3. ???
4. ???
5. Varios

DESARROLLO DE LA REUNION

Se verificó el cumplimiento del quórum reglamentario y se dio inicio a la reunión.

1. LECTURA COMPROMISOS ACTA ANTERIOR Y COMENTARIOS

Se dio lectura a los acuerdos y compromisos del acta de la reunión ?? y se dieron 7 días de plazo para que las empresas enviaran comentarios para su posterior firma.

2. ?????? (Según temario, en mayúsculas sostenidas y negrilla)

3. ?????? (Según temario, en mayúsculas sostenidas y negrilla)

4. ?????? (Según temario, en mayúsculas sostenidas y negrilla)

5. ?????? (Según temario, en mayúsculas sostenidas y negrilla)

Resumen de Compromisos y Acuerdos Reunión ??

- ???
- ???

Siendo las ??? se finalizó la reunión.

?????
Presidente