

ALCANCE DIGITAL N° 81

LA GACETA

Diario Oficial

Año CXXXIV

San José, Costa Rica, jueves 21 de junio del 2012

N° 120

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCIONES

Nos. 855-RCR-2012, 856-RCR-2012,

870-RCR-2012

SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES

ACUERDOS

N° 011-033-2012

2012
Imprenta Nacional
La Uruca, San José, C. R.

INSTITUCIONES DESCENTRALIZADAS

AUTORIDAD REGULADORA DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

RESOLUCIÓN 855-RCR-2012

San José, a las 11:45 horas del 11 de mayo de dos mil doce

CONOCE EL COMITÉ DE REGULACION DE LA FIJACIÓN TARIFARIA DE OFICIO EN APLICACIÓN DEL MODELO PARA LA DETERMINACIÓN DE TARIFAS DE REFERENCIA PARA PLANTAS DE GENERACIÓN PRIVADA EÓLICAS NUEVAS, APROBADA POR LA JUNTA DIRECTIVA MEDIANTE LA RJD-163-2011 DEL 30 DE NOVIEMBRE DE 2011, PUBLICADA EN LA GACETA 245 DEL 21 DE DICIEMBRE DE 2011

EXPEDIENTE ET-029-2011

RESULTANDO:

- I-** Que la Dirección de Servicios de Energía, mediante el Oficio 098-DEN-2011 del 11 de febrero de 2011, planteó entre otras cosas, una propuesta de “Modelos para la determinación de tarifas de referencia de generación eléctrica privada para plantas hidroeléctricas y eólicas nuevas” (Folios 70 y 71). En este oficio se incluyeron tanto los respectivos modelos tarifarios, como la propuesta para su primera aplicación.
- II-** Que la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), de acuerdo con el Oficio 015-CDR-2011 del 11 de febrero de 2011, trasladó al Regulador General la propuesta de metodologías señalada en el inciso anterior, las cuales, a su vez, fueron trasladadas -por éste último- a la Junta Directiva mediante Oficio 063-RG-2011 del 11 de febrero de 2011 (Folios 68).
- III-** Que la Junta Directiva mediante el acuerdo 004-012-2011, de la sesión ordinaria 012-2011 celebrada el 16 de febrero de 2011, ordenó someter a audiencia pública los “Modelos para la determinación de tarifas tope de referencia para plantas nuevas de generación privada eólicas e hidroeléctricas”, así como las propuestas de fijación tarifaria y conformaran los respectivos expedientes administrativos. Por ello se confeccionaron el expediente OT-028-2011 para la metodología para plantas eólicas y el expediente ET-029-2011 para la fijación tarifaria (folio 1-66).
- IV-** Que la convocatoria a audiencia pública fue publicada en los diarios La República y La Prensa Libre del 9 de marzo de 2011; y en La Gaceta 51 del 14 de marzo de 2011 (folios 73 al 76).
- V-** Que la audiencia pública se llevó a cabo el 6 de abril de 2011, según consta en el acta levantada al efecto.

- VI-** Que de conformidad con lo indicado por la Dirección General de Participación del Usuario en el Informe de Instrucción, visible del folio 99 al 100 del expediente y el informe de oposiciones y coadyuvancias, se presentaron las siguientes posiciones (folio 329 al 334):
- a) Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía
 - b) El Lic. Rubén Zamora Castro,
 - c) El señor Stephen Yurica,
 - d) El señor Jorge Arturo Alfaro Fallas,
 - e) Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE),
 - f) El señor Esteban Lara Erramouspe,
 - g) El señor José Daniel Lara Aguilar,
 - h) Juwi Energía Hidroeléctricas Limitada,
 - i) El señor Federico Fernández Woodridge,
 - j) El señor Allan Broide Wohlstein,
 - k) Aeroenergía, S. A.,
 - l) Hidroeléctrica Platanares S. A. e Hidroeléctrica del General S.R.L.,
 - m) Hidroeléctrica Caño Grande S. A.,
 - n) El Embalse S. A.,
 - o) El señor Claudio Volio Pacheco
 - p) Hidrovenecia, S. A.
- VII-** Que la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación, emitió un informe sobre la propuesta de *“Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas”*, el cual fue conocido por esta Junta Directiva en la sesión 68-2011 del 9 de noviembre 2011.
- VIII-** Que en la sesión ordinaria de Junta Directiva 071-2011, de 23 de noviembre del 2011, se conoció nuevamente la propuesta del CDR (oficio 185-CDR-2011) sobre el *“Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas.”*
- IX-** Que la metodología fue aprobada mediante la resolución RJD-163-2011, del 30 de noviembre y fue publicada en La Gaceta N° 245 del 21 de diciembre del 2011.
- X-** Que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora por artículo 3 de la sesión 021-2011, celebrada el 30 de marzo de 2011, prorrogó la vigencia del Comité de Regulación y adicionó parcialmente sus funciones. Entre las que tiene asignadas está la de *“Ordenar la apertura de los expedientes tarifarios, fijar las tarifas de los servicios públicos y resolver los recursos de revocatoria que se presenten contra sus actuaciones”*.
- XI-** Que por Oficio 846-RG-2011 del 1° de diciembre de 2011 el Regulador General, atendiendo el Voto 16591-2011, ordenó la reanudación de funciones del Comité de Regulación en lo que respecta a fijar tarifas y resolver los recursos de revocatoria, cambió a sus integrantes así: Titulares: Carlos Solano Carranza, Luis Fernando Chavarría Alfaro y Luis Alberto Cubillo Herrera. Suplente: Álvaro Barrantes Chaves.

- XII-** Que la Junta Directiva por artículo 6 del acuerdo 05-075-2011 de la sesión ordinaria 75-2011, celebrada el 14 de diciembre de 2011 dispuso prorrogar la vigencia del Comité de Regulación del 1° de enero al 30 de junio de 2012.
- XIII-** Que mediante el oficio 433-DEN-2012/92329 la Dirección de Servicios de Energía de la Autoridad Reguladora analiza la propuesta tarifaria respectiva.
- XIV-** Que el Comité de Regulación en su sesión número 193 de las 10:00 horas del 10 de mayo de 2012, acordó por unanimidad y con carácter de firme, dictar esta resolución.
- XV-** Que en los procedimientos se han observado los plazos y las prescripciones de ley.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del Oficio 433-DEN-2012 / 92329 del 11 de mayo de 2012, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“ ...

2. MARCO METODOLÓGICO VIGENTE

En esta sección se incluye un resumen de la metodología aprobada por la Autoridad Reguladora por medio de la resolución RJD-163-2011 del 30 de noviembre del 2011 y publicada en el Diario Oficial La Gaceta No. 245 del 21 de diciembre del 2011, en la cual constituye la metodología que se debe aplicar en éste caso, según lo dispuesto por la Junta Directiva.

2.1 Nivel Tarifario de Referencia para generadores privados eólicos nuevos

El modelo fijará el nivel tarifario para los generadores privados nuevos según la Ley 7200 y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas eólicas privadas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que permita incentivar nuevas inversiones en el sector eléctrico privado que utilicen como fuente primaria de energía el viento y cuya capacidad es menor o igual que 20 MW, de tal manera que complemente la generación de energía eléctrica actual, que sustituya la producción de energía térmica y sus elevados costos.

2.1.1 Generalidades

El modelo que se presenta tiene como objetivo determinar las tarifas de referencia para plantas nuevas de generación privada eólica para la venta al ICE u otros agentes autorizados por la Ley.

2.1.2 Objetivo

El objetivo último de la tarifa de referencia definida en este informe consiste en brindar los incentivos tarifarios necesarios para que en el plazo más corto posible, el país aproveche los instrumentos definidos en el capítulo primero de la Ley 7200 para sustituir

la mayor proporción posible de energía generada con fuentes térmicas por energía generada con fuente eólica. Al respecto, se tiene presente que según estimaciones recientes del ICE, esta empresa pública puede contratar en la actualidad hasta un máximo de 204 MW a generadores privados de electricidad que produzcan con fuentes no convencionales, en el marco de la Ley 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas eólicas privadas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.

Para lograr el objetivo mencionado, se ha definido un modelo tarifario que estimula la inversión privada asociada con plantas de generación eólica con potencias iguales o menores que 20 MW, capaces de operar dentro de un rango aceptable de costos y de eficiencia operativa. Para ello, se ofrece una banda tarifaria que permite al comprador ofrecer precios de compra de electricidad con los cuales el oferente pueda obtener los ingresos suficientes para cubrir sus costos de operación, recuperar la inversión realizada, y obtener una rentabilidad razonable para el nivel de riesgo asociado con la actividad de generación de electricidad.

2.1.3 Alcance

El modelo que se presenta es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con plantas eólicas nuevas, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, y para aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas eólicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.

Se entiende por planta nueva, aquella cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de producción de electricidad. En consecuencia, las plantas nuevas por definición no podrían haber generado energía que fuera vendida en el marco de algún contrato de compraventa de electricidad o para fines de autoconsumo.

2.2 Formulación general del modelo

En general, se puede expresar la ecuación económica del suministro de energía eléctrica desde la perspectiva del generador privado, de la siguiente manera:

$$CE + CFC + fa = IR = p \times E \text{ (Ecuación 1)}$$

En donde:

CE	=	Costos de explotación
CFC	=	Costo Fijo por Capital, definido como la suma de la Recuperación de la inversión (RI) y la Rentabilidad de la inversión (r).
fa	=	Factor ambiental total
IR	=	Ingresos requeridos
p	=	Tarifa de venta
E	=	Expectativas de ventas (cantidad de energía)

Se puede observar que en la ecuación 1, los costos se igualan a los ingresos.

Despejando p:

$$p = \frac{CE + CFC + fa}{E}$$

De lo anterior se desprende que para los efectos de este modelo, la tarifa depende tanto de las expectativas de venta de electricidad como de los costos de explotación, el costo del capital y el factor ambiental. En consecuencia, el modelo para la determinación de la tarifa de venta de energía eléctrica por parte de generadores privados nuevos, requiere de la definición de las expectativas de venta, los ingresos requeridos y el costo del capital.

La futura aprobación de la metodología para determinar el componente ambiental deberá ser tramitada por los procedimientos establecidos en el marco legal vigente, que incluyen la realización de audiencia pública. Mientras tanto este valor es de cero.

2.3 Expectativas de venta (E)

La producción de la planta también depende de la disponibilidad de la capacidad instalada para generación, lo que a su vez depende de las características físicas del aprovechamiento, de la tecnología utilizada, la edad de las instalaciones así como las prácticas de mantenimiento de la empresa. Por su parte, la distancia entre la planta y el punto de entrega resulta importante debido a las pérdidas asociadas con la transmisión.

En todo caso, es posible expresar todos estos factores en términos de un factor de aprovechamiento de la capacidad instalada (Factor de Planta). Este es un factor de uso común y que es posible asociar con cada tipo de fuente primaria: se puede establecer un valor para este parámetro aplicable a cada tipo de fuente, haciendo posible diferenciar la tarifa de venta según la fuente primaria.

En síntesis, para estimar la cantidad de energía que se tomará para determinar la tarifa aplicable se considera la siguiente ecuación:

$$E = C \times 8760 \times fp \quad (\text{Ecuación 2})$$

En donde:

- E = Ventas anuales (cantidad de energía)
- C = Capacidad instalada de la planta
- 8 760 = Cantidad de horas de un año
- fp = Factor de planta aplicable según la fuente

Si bien existe un efecto de escala en las plantas de generación de electricidad, especialmente en cuanto a los costos de instalación y los costos de explotación, es posible simplificar el modelo y realizar el análisis para una planta de tamaño unitario (capacidad instalada unitaria), con lo que la fórmula anterior se reduce a:

$$E = 8\,760 \times fp \quad (\text{Ecuación 3})$$

Para la determinación del factor de planta (*fp*) se contemplarán valores de factores de carga o de planta, únicamente de plantas nacionales, considerando la información para los cinco últimos años disponibles, según la base de datos de la Autoridad Reguladora. Para estos efectos se considerará un promedio ponderado de los factores de carga de los generadores privados que hayan estado generando durante una proporción sustancial del respectivo año (10 ó más meses).

La ponderación de cada año se hará con base en la capacidad instalada de cada proyecto. La ponderación para obtener el total de los cinco años se hará con base en la capacidad instalada de cada uno de los años.

2.4 Ingresos requeridos (IR)

El pago que recibirá el dueño de la planta como contraprestación por el suministro de la energía eléctrica debe ser suficiente para cubrir sus costos de explotación y obtener una retribución razonable por el capital invertido.

Así, los ingresos requeridos se pueden expresar mediante la siguiente ecuación:

$$IR = CE + CFC + fa \quad (\text{Ecuación 4})$$

En donde:

IR = Ingresos requeridos
CE = Costos de explotación
CFC = Costo fijo por capital
fa = Factor ambiental

2.5 Costos de explotación (CE)

Entre los Costos de Explotación se contemplan tanto los costos variables de operación (aquellos gastos que se presentan exclusivamente cuando se lleva a cabo el proceso productivo tales como: impuestos asociados a la producción, repuestos y otros materiales consumibles durante el proceso productivo) como los costos fijos (aquellos

gastos inevitables e independientes de si la planta opera o no tales como: pólizas de seguro, permisos, personal permanente, asesorías técnicas, administrativos, etcétera). Es importante señalar que corresponden a gastos efectivos, y por tanto, no debe incluirse la depreciación, ni los gastos financieros ni los impuestos asociados a utilidades o ganancias.

En general los costos de explotación dependen fundamentalmente del recurso fuente y pueden ser definidos con base en el análisis de plantas existentes, pero teniendo en cuenta que servirán de señal para la optimización de los procesos productivos. En todo caso, representan una porción menor dentro de la estructura de costos de la industria.

El costo de explotación representa los costos necesarios para mantener y operar una planta eólica en condiciones normales para nuestro país. No incluye gastos de depreciación, gastos financieros e impuestos asociados a las utilidades o ganancias.

El cálculo de este valor se hará mediante la determinación de una muestra de los costos de explotación (operación, mantenimiento y administrativos) de plantas eléctricas en la medida de lo posible similares a las plantas que se les pretende aplicar tarifas.

Para esto se recopilarán datos nacionales e internacionales de distintas fuentes; dentro ellas se encuentran documentos de trabajo, informes técnicos, estudios tarifarios y planes de expansión de generación, entre otras; siempre que se trate de fuentes confiables.

Si dada la muestra se requiere actualizar el valor de alguna planta para hacerla comparable con respecto a otra información, la indexación se efectuará utilizando el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (IPP – EEUU) o el Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica (IPPI-CR), según sea el caso, con el fin de poder contar con una serie de datos comparables en términos reales. Igualmente podrán utilizarse otros índices de precios, siempre que estos sean apropiados según el tipo de ajustes que se realicen.

En la base de datos se privilegiarán los datos de plantas con capacidad instalada semejante a las plantas a las cual se calcula la tarifa, siempre que exista información confiable y verificable sobre ellas. En caso que no sea posible contar con información basada en este tamaño de planta, se podrá utilizar la información disponible, aunque no sea de plantas de igual tamaño, realizando los ajustes correspondientes. Si es necesario, la información obtenida para determinar el costo de explotación podrá ser depurada para hacerla comparable con el tipo de plantas que se pretende tarifar.

El costo unitario anual de explotación está determinado por la muestra elegida, en la que pueden utilizar tanto plantas nacionales como internacionales, existentes y en operación. Este se obtiene del producto del peso relativo y el costo de explotación por kWh de las plantas de la muestra.

Si no es posible obtener datos puntuales de plantas individuales que permita calcular este parámetro, de forma razonada se podrá recurrir a bibliografía complementaria, siempre que esta sea de fuentes confiables, imparciales y públicas.

La actualización de los costos de explotación se hará recalculando su valor a partir de la incorporación continua de nuevos valores a la muestra, con base en los criterios definidos en párrafos anteriores de esta sección.

2.6 Costos fijo por capital (CFC)

Mediante el componente denominado “Costo Fijo por Capital” (CFC) se pretende garantizar tanto a los inversionistas retornos comparables con los que podrían obtener en otras inversiones con el nivel de riesgo similar a efectos de hacer atractiva la alternativa de participar en el desarrollo de la planta.

El CFC depende del monto de la inversión, del nivel de apalancamiento utilizado (relación deuda / aportes de capital), de las condiciones de financiamiento (tasa de interés, modalidad de pago y plazo), de la tasa de retorno esperada por los inversionistas sobre sus aportes, del período de recuperación de la inversión (vida económica), de la edad de la planta y de la tasa de impuesto de renta aplicable.

Este rubro de Costo Fijo por Capital se determinará mediante la siguiente ecuación:

$$CFC = RI + r = M \times FC \text{ (Ecuación 5)}$$

Donde:

CFC	=	Costo fijo por capital
RI	=	Recuperación de la inversión (depreciación)
r	=	Rentabilidad sobre la inversión
M	=	Monto total de la inversión unitaria
FC	=	Factor que refleja las condiciones de la inversión

En esta metodología, la formulación particular de la ecuación 5 que se utiliza en la estimación de la tarifa es $CFC = M \times FC$.

El factor FC depende de las condiciones en que se establezca el financiamiento y de la edad de la planta. Se determina mediante la siguiente ecuación, la cual permite determinar la cuantía de la cuota uniforme, aplicable durante toda la vida económica, que requiere el dueño de la planta para recuperar su inversión y obtener la rentabilidad esperada:

$$FC = \left[\frac{(v-e)}{v \cdot (1-t)} \right] \cdot \left[\frac{r}{1-(1+r)^{-n}} \right] \cdot \left[1 - \Psi \cdot \left[1 - \frac{(1-t) \cdot i}{r} - \left(\frac{1-(1+r)^{-n}}{r \cdot d} \right) \cdot \left(1 - i \cdot (1-t) \cdot \left(\frac{1}{v} + \frac{1}{d} \right) \right) \right] \right] - \frac{t}{(v-e)}$$

En donde:

ψ	=	Apalancamiento (relación de deuda) (%)
ρ	=	Rentabilidad sobre aportes de capital (%)
t	=	Tasa de impuesto sobre la renta (%)
i	=	Tasa de interés (%)
e	=	Edad de la planta (años)
d	=	Plazo de la deuda (años)
v	=	Vida económica del proyecto (años)

Es importante destacar que el factor que resulta de esta fórmula refleja un valor medio aplicable durante toda la vida económica. Dentro de este contexto, durante los primeros años la utilidad neta que recibe el inversionista es baja (y menor a la pérdida de valor de la planta), puesto que está destinando una porción de la utilidad que le corresponde a “comprar” la participación de los entes financieros en la propiedad de la misma. De este modo, una vez amortizada la deuda, el inversionista se convierte en el único propietario.

Con respecto al cálculo de la rentabilidad sobre los aportes “ ρ ” el mismo se realizará de acuerdo con la metodología Capital Assets Pricing Model, o CAPM (trad. lit. Modelo de valoración de activos de capital) establecida por la ARESEP y se emplearán las fuentes y base de datos que el Ente Regulador establezca.

A continuación se definen los componentes de la fórmula del factor FC.

2.6.1 Apalancamiento (ψ)

El valor de apalancamiento financiero se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio, la cual es parte de la fórmula del beta apalancado que se define posteriormente.

Para realizar el cálculo se utilizará un promedio de la información de financiamiento de proyectos eléctricos disponible en la Autoridad Reguladora.

Este valor se actualizará en cada fijación tarifaria.

2.6.2 Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ)

El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes al capital se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, “Capital Asset Pricing Model”).

El método CAPM se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo, están relacionados con el riesgo asociado a éste y puede ser separado en dos grandes componentes: el riesgo relacionado con el mercado en su conjunto (riesgo sistémico) y el derivado de las inversiones específicas (riesgo específico).

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:

$$\rho = K_L + \beta_a * PR + R_P$$

Donde:

ρ = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.

K_L = Tasa libre de riesgo, la cual corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.

PR = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado, la cual corresponde al sector de actividad respectivo.

R_P = Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país.

β_a = Beta apalancada de la inversión. Es la covarianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina "apalancada" cuando parte de la inversión se financia con deuda.

El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1-t) * D/K_p)$$

Donde:

β_a = Beta apalancada

β_d = Beta desapalancada

D/K_p = Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero).

t = Tasa de impuesto sobre la renta

Los parámetros que se requiere calcular para estimar la rentabilidad sobre aportes al capital son los siguientes: tasa libre de riesgo, prima por riesgo, riesgo país, beta desapalancada, relación entre deuda y capital propio, y tasa de impuesto sobre la renta. A continuación se define cada uno de ellos.

1. Tasa libre de riesgo (K_L), Prima por riesgo (PR), Riesgo país (R_P) y Beta desapalancada (β_d): los valores de estos parámetros se obtendrán de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>.

2. Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuente información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.

3. *Relación entre deuda y capital propio (D/K_p): se estima con la fórmula $D/K_p = \Psi/(1-\Psi)$, donde Ψ es el apalancamiento financiero.*

4. *Tasa de impuesto sobre la renta: se define con base en la legislación vigente. Recuérdese que esta variable también se usa en la fórmula de estimación del factor que refleja las condiciones de la inversión (FC).*

2.6.3 Tasa de interés (i)

Se utilizará el promedio mensual de los valores de los últimos sesenta meses de la tasa publicada por el Banco Central de Costa Rica para préstamos al sector industrial en dólares, de los bancos privados.

2.6.4 Vida económica del proyecto (v)

Para los efectos de este modelo, la vida económica del proyecto es de 20 años, lapso igual al del contrato considerado en el modelo para definir la tarifa. Se está suponiendo que esa vida económica es igual a la vida útil del proyecto, estimada en 20 años.

2.6.5 Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato

El plazo de la deuda es de 20 años. Se le ha asignado esa duración, para que sea igual al plazo máximo del contrato de compra-venta de energía.

La duración del contrato de compra-venta de energía utilizada en el modelo para el cálculo de las tarifas es de 20 años, que es el máximo permitido por la Ley 7200. Sin embargo, el plazo del contrato será definido entre las partes.

2.6.6 Edad de la planta (e)

Dado que se trata de plantas nuevas, a esa variable se le asigna el valor de cero.

2.7 Monto de la inversión unitaria (M)

El costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país. En este caso se trata de información que se ajuste, en la medida de lo posible, a la realidad de las plantas que se trata de tarifar.

Se calculará una banda de costos unitarios promedio de inversión acotada por dos valores extremos. Como primera opción, esa banda se estimará de la siguiente manera:

a. *Se conformará una muestra de datos de costos unitarios promedio de inversión de al menos 20 plantas eólicas con capacidades instaladas iguales o menores que 20 MW, provenientes de fuentes confiables. De manera prioritaria, se incluirán en la muestra proyectos de países latinoamericanos y del Caribe.*

b. Siempre que la información disponible lo permita, se harán los ajustes que técnicamente se determinen para hacer que ésta sea comparable, en aspectos tales como la consideración de impuestos, tamaño de turbinas, tamaño de planta, tipo de cambio, inflación y los aspectos particulares de la economía costarricense y de su sector eléctrico.

c. Si se contara con datos de proyectos con capacidades mayores que 20 MW y hubiera formas técnicamente justificables de ajustarlos a las condiciones de proyectos con capacidades iguales o menores que 20 MW, se podrán incorporar en la muestra con los ajustes correspondientes, siempre y cuando haya insuficiencia de datos de proyectos en el rango de capacidades requerido.

d. Cuando algún dato de la muestra de costos de inversión sea de diferente año al de la base utilizada, se podrá efectuar la indexación con el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (IPP – EEUU) o el Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica (IPPI-CR), según sea el caso; se podrán utilizar otros índices de precios, siempre que estos sean apropiados para el tipo de ajuste que se requiera hacer.

e. Se estimará el promedio de los valores de costo de inversión unitario correspondientes a la muestra antes descrita. Al valor obtenido de los cálculos explicados en los puntos anteriores, se agregará el monto correspondiente al pago de intereses durante el período de construcción del proyecto eólico, estimado en un año. El valor resultante es el costo de inversión unitario promedio a considerar en la estimación del precio de venta de energía al ICE y eventualmente, el precio de otras transacciones de electricidad las cuales se deba aplicar esta metodología.

f. Se calculará la desviación estándar del conjunto de valores de costo de inversión unitario de todos los valores de la muestra.

g. El límite superior de la banda consiste en la suma del costo unitario promedio de inversión y el valor de la desviación estándar. El límite inferior de la banda consiste en el valor del costo unitario promedio de la inversión menos el valor de la desviación estándar.

h. La actualización del costo de inversión mediante esta alternativa de cálculo se hará a partir de la incorporación de nuevos valores en la muestra, como resultado del proceso continuo de actualización de la misma.

La segunda opción se aplica si no se cuenta con datos suficientes para conformar la muestra de datos de costos unitarios de inversión anteriormente descrita. El procedimiento para aplicar esta segunda opción se describe a continuación:

a. Se utilizan los datos sobre estructura de costos de inversión de una planta típica y sobre rangos de variación de la estructura de costos de inversión de una planta típica que se encuentran en Krohn, Soren; Poul-Erik Morthorst; y Shimon Awerbuch. “The Economics of Wind Energy”. European Wind Energy Association (EWEA), 2009. Los datos sobre estructura de costos de inversión de una planta típica se encuentran en la tabla 1.1 de la página 30 del citado documento, y los datos sobre rangos de variación de la estructura de costos de inversión se presentan en la tabla 1.2. de la página 31.

b. Los valores de costos que se presentan en la tabla 1.1 se convierten en dólares de los Estados Unidos de América y se expresan en valor presente mediante el “Producer Price Index Industry” de Estados Unidos de América (segmento de generación eléctrica).

c. Para cada componente del costo de inversión total, se multiplica el costo típico de ese componente que se incluye en la tabla 1.1. por la proporción entre el porcentaje de la distribución correspondiente al límite inferior y el porcentaje de ese componente dentro de la distribución típica (ambos incluidos en la tabla 1.2.). Así se obtiene el valor de costo de inversión para cada componente, en el límite inferior. Luego se suman esos valores y se obtiene el valor total del costo de inversión en el límite inferior.

d. Se hace un cálculo similar al explicado en b) y c) para obtener el valor del costo de inversión en el límite superior.

e. Los valores de costo unitario promedio de inversión de cada límite se multiplican por un factor de corrección del tamaño de turbina. Los datos para calcular ese factor se obtienen de U.S. Department of Energy. “2010 Wind Technologies Market Report”. Gobierno de los Estados Unidos de América, 2011. Se utilizan específicamente los datos del gráfico 29 que está en la página 48 de esa publicación. El factor de corrección se calcula, como el cociente entre el dato de costo de inversión promedio para proyectos con turbinas cuyos tamaños oscilan entre 1,75 MW y 2,5 MW y el dato de costo de inversión promedio para proyectos con turbinas menores que 1 MW.

f. Los dos valores límite de costo unitario promedio de inversión resultantes de la aplicación del factor de corrección por tamaño de turbina constituyen la banda de costos de inversión a utilizar para la estimación de la banda tarifaria.

El cálculo de la banda de costos de inversión con este método se realiza de la siguiente forma:

a. Se escoge una estructura típica de costos de inversión representativa de proyectos eólicos como los que abarca esta propuesta de metodología.

b. Se escoge una estimación del rango en que pueden variar los costos de cada componente de inversión de proyectos eólicos, en condiciones similares a los de los que abarca esta propuesta de metodología.

c. Se calculan los límites en que puede variar el valor de cada componente de la estructura típica de costos de inversión, usando la información de a) y b).

d. Se suman los valores calculados en c) correspondientes al límite inferior y al superior, para obtener el rango de la inversión total.

Se podrán modificar los valores correspondientes a la segunda opción, cuando se cuente con fuentes de información más recientes que la que se empleó para estimarlos. Los datos a obtener para efectuar el cálculo de la banda de costos de inversión mediante la segunda opción son los siguientes: a) la estructura típica de costos de inversión representativa de proyectos eólicos similares a los que abarca esta metodología; b) el rango de variación de los costos de cada componente de inversión de proyectos eólicos similares a los que abarca esta metodología, con una estructura de costos igual a la estructura típica; y c) datos adecuados para estimar el factor de corrección por tamaño de turbina.

Para obtener los datos actualizados que se utilicen para estimar la banda de costos de inversión mediante la segunda opción, sólo se podrán utilizar publicaciones de organizaciones nacionales o regionales especializados en energía, tales como el Departamento de Energía de los Estados Unidos de América, la “American Wind Energy Association”, la “European Wind Energy Association”, o la “Latin America Wind Energy Association”, u organismos financieros internacionales, como el Banco Mundial o el Banco Interamericano de Desarrollo. La información a utilizar debe ser pública, confiable y verificable.

2.8 Definición de la franja tarifaria

Se propone regular el precio de venta de energía por parte de generadores privados al ICE, en el marco de aquellas compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas eólicas privadas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.

Cada uno de los valores extremos de la banda tarifaria se calcula como la tarifa correspondiente al respectivo valor extremo del costo unitario promedio de inversión. Así, el límite inferior de la banda consiste en la tarifa estimada con el valor del límite inferior del costo unitario promedio de inversión. De igual manera, el límite superior de la banda consiste en la tarifa estimada con el valor del límite superior del costo unitario promedio de inversión.

2.9 Estructura horario-estacional

En general, la estructura tarifaria es la valoración relativa del precio de la energía en los distintos rangos horarios y períodos estacionales. Se expresa como un conjunto de coeficientes para cada combinación de rangos horarios y períodos estacionales. Estos coeficientes se multiplican por el precio medio de la energía que esté vigente, para obtener la tarifa correspondiente a cada una de esas combinaciones.

La tecnología de generación eólica no permite regular la producción y trasladar energía de unas horas a otras, como sí lo hacen las plantas hidroeléctricas con embalse. Tampoco se puede predecir la distribución horaria de la generación de energía eólica, porque no hay un patrón horario de viento, y por tanto, la distribución horaria de la generación eólica es aleatoria.

Por lo expresado, la estructura tarifaria para la generación eólica es solamente estacional. La estructura estacional aplicada a los precios de la energía generada con viento procura representar los cambios cíclicos del valor de la energía en el sistema eléctrico, debidos a la influencia del patrón de comportamiento de los vientos en el lapso de un año.

Los valores de los parámetros de la estructura estacional para generación eólica, junto con la explicación de la forma en que se calcularon, fueron remitidos por el ICE a la ARESEP mediante el oficio 510-149-2011 del día 31 de enero de 2011. Los coeficientes

de distribución estacional de los precios de la energía con fuente eólica fueron estimados por el ICE con base en 10 años de información histórica (2000-2009) de la generación mensual de tres plantas eólicas existentes en Costa Rica: Molinos de Viento Arenal S.A., Plantas Eólicas S.A. y Aeroenergía S.A. El procedimiento de cálculo consistió en encontrar los parámetros de estructura de temporada alta y temporada baja, que aplicados a la muestra de las plantas produjera el mismo ingreso acumulado que tendría esa muestra si se le aplicara un precio único igual al nivel de precios deseado. La temporada alta cubre los cinco meses comprendidos entre enero y mayo, y el resto del año corresponde a la temporada baja.

Los parámetros adimensionales son los siguientes:

a. Para temporada alta: 1,326.

b. Para temporada baja: 0,531.

Estos coeficientes se multiplicarán por la tarifa que resulte del modelo tarifario, para obtener los precios finales por temporada.

Además, hay que considerar que para definir la estructura tarifaria aplicable a las transacciones reguladas por esta metodología, se utilizarán precios monómicos. Es decir, solo se pagará por energía y no habrá cargos por potencia.

La estructura estacional correspondiente a esta metodología se podrá revisar y modificar a partir de la publicación de información más actualizada que sea relevante para actualizar de manera justificada los valores de los parámetros que la definen. Esa información deberá ser pública, confiable y verificable.

2.10 Moneda en que se expresará la tarifa

Las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en dólares de los Estados Unidos de América (US\$ ó \$). Las condiciones en que se realicen los pagos se definirán de conformidad con lo que las partes establezcan vía contractual, y con base en la normativa aplicable.

2.11 Ajuste de precios

Los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año, mediante procedimiento de fijación ordinaria, de conformidad con lo que establece la Ley 7593. Con ese fin, se revisarán —y cuando corresponda, se actualizarán— todos los parámetros definidos en el cálculo de la banda tarifaria, con los procedimientos descritos en este informe.

En ningún momento los precios pagados por la compra de energía eléctrica pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda.

2.12 Otras consideraciones

Para mejorar esta metodología en el futuro, se establece que los generadores privados eólicos nuevos a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria, están en la obligación de presentar anualmente a la ARESEP la información financiera auditada (incluyendo gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual) así como su debida justificación. De esta forma, la ARESEP podrá disponer de mejor información para el ajuste del modelo a las condiciones operativas reales. Para estos efectos se deberá presentar, al menos anualmente, los estados financieros auditados de la empresa.

Las empresas que no cumplan con la entrega de información según se detalló en el párrafo anterior, estarán sujetas a las sanciones que establece los artículos 24, 38 inciso g y 41 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.

4. APLICACIÓN FINAL DEL MODELO

A continuación se detalla la aplicación del “Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas” según la resolución RJD-163-2011 publicada en La Gaceta No. 245 del 21 de diciembre del 2011 y los criterios que se explican en cada caso.

Antes de analizar los detalles de esta fijación tarifaria y los cálculos respectivos, es necesario indicar que estos difieren de los calculados y la tarifa sometida originalmente a audiencia pública, debido precisamente a los cambios que aprobó la Junta Directiva en la metodología tarifaria.

La tarifa que se calculará tiene como norte, establecer una banda tarifaria que permita incentivar nuevas inversiones en la generación de energía eléctrica mediante el uso del viento como insumo productivo y sustituir la generación térmica por sus altos costos y niveles de contaminación y por otro lado, disminuir la posibilidad de colusión de los agentes económicos interesados, así como, proporcionar un marco de acción al ICE y a otros agentes autorizados por la Ley como compradores para asignar un precio por la energía, siguiendo los principios de eficiencia asignativa y productiva.

La tarifa propuesta (rango tarifario) depende de las expectativas de venta de electricidad, los costos de explotación, la recuperación del capital (depreciación), la rentabilidad y el factor ambiental. De esta manera, el cálculo de las tarifas (límite superior, el promedio y el inferior) se obtienen de la siguiente manera:

$$p = \frac{CE + CFC + fa}{E}$$

Donde:

- p = Tarifa de venta
 CE = Costos de explotación
 CFC = Costo Fijo por Capital, definido como la suma de la Recuperación de la inversión (RI) y la Rentabilidad de la Inversión (r).
 fa = Factor ambiental total
 E = Expectativas de venta (cantidad de energía)

4.1 Expectativas de venta (E)

Para estimar la cantidad de energía a utilizar para determinar las tarifas aplicables se considera la siguiente ecuación:

$$E = 8760 * fp$$

Donde:

- E = Expectativa de ventas anuales (cantidad de energía)
8760 = Cantidad de horas de un año (24*365)
 Fp = factor de planta aplicable según fuente

4.2 Factor de planta

El valor del factor de planta utilizado en este modelo se obtiene utilizando la información de las plantas nacionales que generan con fuente eólica para las cuales la Autoridad Reguladora tiene disponible, con capacidades instaladas menores que 20 MW. Se utiliza la información de los últimos cinco años disponibles y los datos de las plantas que generaron energía durante 10 ó más meses del respectivo año, para estas plantas se considera el promedio ponderado por capacidad instalada para cada uno de los años.

Para obtener el factor de planta a utilizar en la aplicación, se siguen los siguientes pasos:

1. Para los últimos cinco años con información disponible, es decir, para el 2007, 2008, 2009, 2010 y 2011, se estima el promedio de los valores de cada planta individual que cuente con 10 o más meses de producción en cada uno de esos años.
2. La información disponible se refiere a la generación de las siguientes plantas: Molinos de Viento S.A., Plantas Eólicas S.A., Aeroenergía S.A., Tejona y Planta Eólica Guanacaste S.A..
3. Una vez que se obtiene el promedio para cada planta particular se calcula el promedio anual ponderado por capacidad instalada para los años mencionados anteriormente, es decir, se tienen luego de esto cinco datos, uno para cada año. En este caso, el factor de planta del 2007 es 0,41, el del 2008 es de 0,34, el del 2009 es de 0,47, el del 2010 es de 0,35 y el del 2011 es de 0,40.
4. El promedio ponderado por la capacidad instalada total de estos cinco valores es el factor de planta a utilizar para obtener la tarifa. Con los datos anteriores y la ponderación, el promedio es de 0,39.

El anexo 1 del informe técnico 433-DEN-2012, muestra la información requerida para obtener el factor de planta, es decir, la cantidad de energía producida por planta y la capacidad instalada, así como el resultado para cada una de las plantas eólicas utilizadas. El cuadro siguiente muestra el resumen de los resultados.

Cuadro No. 1
Factor de planta promedio por año.
Periodo 2007-2011

Periodo	FP Anual	Ponderación	FP*Ponderación
FP 2007	0,41	0,15	0,06
FP 2008	0,34	0,15	0,05
FP 2009	0,47	0,15	0,07
FP 2010	0,35	0,27	0,09
FP 2011	0,40	0,27	0,11
Promedio			0,39

Fuente: Elaboración propia DEN

4.3 Costos de explotación

Entre los costos de explotación se consideran los costos que son necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales, sin incluir gastos de depreciación, gastos financieros e impuestos asociados a las utilidades o a las ganancias.

La metodología aprobada en la RJD-163-2011 indica que el cálculo se obtendrá mediante la determinación de una muestra de los costos de explotación de plantas similares a las que se pretende tarifar y que de no ser posible obtener datos puntuales de plantas individuales, se podrá utilizar biografía complementaria, siempre que sea de fuentes confiables, imparciales y públicas.

Para la presente aplicación, a pesar de la búsqueda de información relevante sobre costos de explotación de plantas eólicas, no se cuenta con información de costos de explotación de plantas individuales, razón por la cual se utiliza bibliografía para la obtención de los costos de explotación. La cual se encuentra en la metodología aprobada en el OT-028-2011 como una segunda opción.

Para determinar el costo de explotación de una planta eólica de 20 MW se analizó bibliografía de fuentes confiables de Latinoamérica, Europa y Estados Unidos de América (por ejemplo, el Departamento de Energía de los Estados Unidos de América (DOE), la “American Wind Energy Association” (AWEA), la “European Wind Energy Association” (EWEA), la “Latin America Wind Energy Association (LAWEA), entre otras).

El costo de explotación se calculó de la siguiente manera:

1. Según la bibliografía consultada¹, los costos de explotación se encuentran entre 1 y 1,5 € cent/kWh durante la vida útil de las turbinas, en euros del 2008. Para el estudio, se utiliza el monto promedio que es de 1,25 € cent/kWh.

2. Como el dato se requiere en dólares, se calcula cuántos dólares del 2008 equivale a 1,25 € cent/kWh, para lo cual se utiliza el tipo de cambio de dólares por euro del año 2008, el cual según información de la Reserva Federal fue de 1,47 dólares por euro. Lo que resulta en \$1,84 por kWh.

3. El costo de explotación por KW en el año 2008 es de \$63 por KW. Este valor se actualiza a marzo 2012 con el Índice de Precios al Productor de Estados Unidos a la industria manufacturera (PCUOMFG) obtenido del Bureau of Labor Statistics².

La recomendación de costos de explotación para una planta eólica, es de un costo de explotación de US\$ 70,00 por kW.

4.4 Costo fijo por capital (CFC)

El costo fijo por capital (CFC) depende del monto de inversión y de las condiciones de inversión, entre las cuales están la relación deuda y aporte de capital, las condiciones de financiamiento, la edad de la planta y su vida útil, entre otros. Se determina mediante la siguiente ecuación:

$$CFC = M * FC$$

Donde:

CFC = Costo fijo por capital

M = Monto total de la inversión unitaria

FC = Factor que refleja las condiciones de la inversión

El factor FC se calcula mediante la ecuación que permite determinar la cuantía de la cuota uniforme, aplicable durante toda la vida económica, que requiere el dueño de la planta para recuperar su inversión y obtener una rentabilidad razonable. La ecuación es la siguiente:

$$FC = \left[\frac{(v - e)}{v \cdot (1 - t)} \right] \cdot \left\{ \left(\frac{\rho}{1 - (1 + \rho)^{-(v-e)}} \right) \cdot \left[1 - \psi \cdot \left[1 - \frac{(1-t) \cdot i}{\rho} - \left(\frac{1 - (1 + \rho)^{-d}}{\rho \cdot d} \right) \cdot \left(1 - i \cdot (1 - t) \cdot \left(\frac{1}{\rho} + \frac{1}{d} \right) \right) \right] \right] - \frac{t}{(v - e)} \right\}$$

Donde:

ψ = Apalancamiento (relación de deuda) (%)

ρ = Rentabilidad sobre aportes de capital (%)

t = Tasa de impuesto sobre la renta (%)

i = Tasa de interés (%)

e = Edad de la planta (años)

d = Plazo de la deuda (años)

v = Vida económica de la planta (años)

¹ Renewable And Sustainable Energy Reviews. The economics of Wind Energy. María Isabel Blanco. Departamento de Economía de la Universidad de Alcalá, España. 2009. Elsevier Journal.

² La información se encuentra disponible en: <http://www.bls.gov/>

4.4.1 Apalancamiento (ψ)

El apalancamiento es el porcentaje de la inversión que va a ser financiado con deuda. Para obtener este dato la Autoridad Reguladora calcula el promedio de financiamiento con deuda de los proyectos eléctricos para los que contenga información.

En este caso, la información disponible es la de los oferentes de la licitación pública N° 2006LI-000043-PROV promovida por el ICE, los cuales son cinco: Consorcio Hidrotárcoles (P.H. Capulín), Unión Fenosa Internacional (P.H. Torito), GHELLA SPA (P.H. Los Negro II), Consorcio Las Palmas (P.H. Las Palmas) y Consorcio ENEL-Ielesa (P.H. Chucás). Además, de las últimas fijaciones a generadores privados la información contenida en los estudios sobre el apalancamiento, específicamente para la P.H. El Ángel es de un 65% según datos encontrados en el ET-169-2010 en el folio 855 y para P.H. Vara Blanca es de 75% según el folio 327 del ET-185-2010. También se incluyen las condiciones financieras presentadas para el BOT eólico, las cuales son: Inversiones Eólicas de Orosi Dos S.A. (P.E Orosi Dos), Energía y Recursos Ambientales S.A (P.E. Los Ángeles) y Consorcio Acciona-Ecoenergía (P.E. Chiripa).

El valor promedio de los proyectos para los cuales se dispone información sobre apalancamiento financiero es de 72%.

El siguiente cuadro muestra los valores específicos para cada proyecto:

Cuadro No. 2
Porcentaje de apalancamiento por proyecto

Proyecto	Apalancamiento financiero
P.E. Orosi Dos	75%
P.E. Los Ángeles	70%
P.E. Chiripa	62%
P.H. Capulín	75%
P.H. Torito	75%
P.H. Los Negros II	80%
P.H. Las Palmas	75%
P.H. Chucás	70%
P.H. Vara Blanca	75%
P.H. Ángel	65%
Promedio	72%

Fuente: Elaboración propia DEN

4.4.2 Rentabilidad sobre aportes al capital (ρ)

El cálculo de la rentabilidad sobre los aportes se determinó mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, "Capital Asset Pricing Model").

El CAPM determina el costo del capital propio promedio para cada industria, según la siguiente fórmula:

$$\rho = K_L + \beta_a * PR + R_P$$

Donde:

- ρ = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.
 K_L = Tasa libre de riesgo. Es la que corresponde a una alternativa de inversión que no tiene riesgo para el inversionista.
 PR = Prima por riesgo. Se define como la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado.
 R_P = Riesgo país. Es el riesgo de una inversión económica debido sólo a factores específicos y comunes de un cierto país.
 β_a = Beta apalancada de la inversión. Es la covarianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado. Se denomina “apalancada” cuando parte de la inversión se financia con deuda.

El beta apalancado se obtiene de la siguiente fórmula:

$$\beta_a = \beta_d * (1 + (1-t) * D/K_p)$$

Donde:

- β_a = Beta apalancada
 β_d = Beta desapalancada
 D/K_p = Relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del apalancamiento financiero).
 t = Tasa de impuesto sobre la renta

Cuadro No. 3
Cálculo del beta apalancado

Símbolo	Descripción	Valor
β_d =	Beta desapalancado	0,48
D =	Deuda	72%
K_p =	Capital Propio	28%
t =	Tasa impositiva	30%
β_a =	Beta apalancado	1,34

Fuente: Elaboración propia DEN

A continuación se define el valor y la fuente de donde se obtiene cada uno de los parámetros que se calculan para obtener el CAPM:

- a. **Tasa libre de riesgo (K_L).** Se obtiene como el promedio aritmético de los últimos 12 meses de la tasa de los Bonos del Tesoro de los Estados Unidos de América (USA) a 20 años, la cual está disponible en la página de internet de la Reserva Federal de los Estados Unidos, en la siguiente dirección:

<http://www.federalreserve.gov/datadownload/Build.aspx?rel=H15> (diferente a la dirección señalada en la RJD-163-2011 debido a que no tiene la información que corresponde a este parámetro). Se calcula de la manera definida en la RJD-163-2011, sin embargo la variable utilizada así como la fuente son las que se utilizan actualmente en las metodologías aplicadas por la Dirección de Servicios de Energía que incorporan el modelo de CAPM, esto debido a que la metodología de plantas eólicas no define qué variable utilizar para la tasa libre de riesgo y a que la fuente a la que hace referencia no contiene información sobre este parámetro. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.

La tasa libre de riesgo de los últimos 12 meses, es la de abril 2011 a marzo 2012, el promedio de estos valores es de 3,24%. En el anexo 2 del informe técnico 433-DEN-2012, se detalla cada uno de los valores mensuales.

El periodo a tomar en cuenta según la metodología es de doce meses, lo cual es un periodo corto para calcular la tasa libre de riesgo. En varias metodologías aprobadas previamente (plantas viejas y bagazo de caña), se utiliza un periodo de 60 meses, de forma que el cálculo no contenga sesgos. A pesar de esto se utiliza el periodo de referencia señalado (12 meses) pues así lo indica la resolución RJD-163-2011.

b. **Beta desapalancada.** Se utiliza el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuente información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. El valor de la beta desapalancada (β_d) se obtiene de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la dirección: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html (diferente a la dirección señalada en la RJD-163-2011 debido a que no tiene la información que corresponde a este parámetro). Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.

No es posible utilizar un promedio de los últimos doce meses debido a que la fuente de información no tiene datos mensuales ya que sólo calcula un beta anual. Por esta razón, el beta desapalancado se obtiene como el promedio aritmético de los betas desapalancados del servicio de electricidad en los Estados Unidos de América del sector, central, este y oeste para enero del 2012. El valor obtenido es de 0,48. Ver anexo 3 del informe 433-DEN-2012.

c. **Prima por riesgo (PR).** Se utiliza el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuente información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. La prima por riesgo se obtendrá de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York (EUA), en la siguiente dirección de Internet: <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/implprem/ERPbymonth.xls>. Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.

Los últimos doce meses disponibles a la fecha de la fijación son de abril del 2011 a marzo del 2012, con los cuales el promedio aritmético es de 5,98%. Ver anexo 4 del informe 433-DEN-2012.

Es importante señalar que el periodo a tomar en cuenta según la metodología es de doce meses, lo cual es un periodo muy corto para calcular la prima por riesgo. En varios documentos se señala la importancia de considerar un horizonte de tiempo amplio de prima por riesgo para no utilizar tasas que contengan sesgos, esto se menciona en los oficios 499-DEN-2000, 837-DEN-2000 y lo indica la fuente primaria de la información de prima por riesgo, es decir, Aswath Damodaran. A pesar de esto se utiliza el periodo de referencia señalado (12 meses) pues así lo indica la resolución RJD-163-2011.

d. **Riesgo país (R_p).** Se utilizará el promedio aritmético de los valores disponibles dentro de los últimos doce meses para los que se cuente información, en el momento en que se calcule la fijación tarifaria. El riesgo país se obtiene de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, en la dirección de internet: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html (diferente a la dirección señalada en la RJD-163-2011 debido a que no tiene la información que corresponde a este parámetro). Si esta fuente dejara de estar disponible, se recurrirá a otra que sea pública y confiable.

Al igual que con el beta apalancado, no es posible utilizar un promedio de los últimos doce meses debido a que la fuente de información no tiene datos mensuales ya que sólo calcula el riesgo país anual.

El valor del riesgo país utilizado es de 3,00%, la cual es específicamente para Costa Rica. Ver anexo 5 del informe 433-DEN-2012.

e. **Tasa de impuesto sobre la renta (t).** La tasa de impuesto sobre la renta se define con base en la legislación vigente.

La tasa de impuesto sobre la renta vigente es de 30% según la Ley del Impuesto sobre la Renta, Ley No. 7092.

Con el resultado del beta desapalancado y las demás variables requeridas para calcular la rentabilidad se obtiene una rentabilidad de 14,27% según el modelo CAPM, como se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro No. 4
Cálculo de la rentabilidad con el modelo CAPM

Símbolo	Descripción	Valor
$K_L=$	Tasa libre de riesgo	3,24
$\beta_a=$	Beta apalancado	1,34
PR=	Prima por riesgo	5,98
$R_p=$	Riesgo país	3,00
$\rho =$	Rentabilidad	14,27

Fuente: Elaboración propia DEN

4.4.3 Tasa de interés (i).

Se utiliza el promedio mensual de los valores de los últimos sesenta meses de la tasa publicada por el Banco Central de Costa Rica para préstamos al sector industrial en dólares, de los bancos privados. Se obtiene de la dirección: http://www.bccr.fi.cr/flat/bccr_flat.htm.

El promedio aritmético de los últimos sesenta meses, es decir de abril del 2007 a marzo del 2012 de la tasa de interés mencionada anteriormente es de 9,37%. Ver anexo 6 del informe 433-DEN-2012.

4.4.4 Vida económica del proyecto (v).

Según lo establecido en la RJD-163-2011, para los efectos del modelo, la vida económica del proyecto es de 20 años, lapso igual al del contrato considerado en el modelo para definir la tarifa. Se supone que la vida económica es igual a la vida útil del proyecto, estimada en 20 años.

4.4.5 Plazo de la deuda (d) y plazo del contrato.

Según lo establece la resolución RJD-163-2011, el plazo de la deuda es de 20 años. Se le ha asignado esa duración, para que sea igual al plazo máximo del contrato de compra-venta de energía, que es el máximo permitido por la ley.

4.4.6 Edad de la planta (e).

Dado que se trata de plantas nuevas, a esa variable se le asigna el valor de cero.

4.5 Monto de la inversión unitaria (M).

El costo de inversión representa los costos totales necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país.

En esta aplicación de la metodología se utiliza la primera opción incluida en la RJD-163-2011, la cual requiere la conformación de una muestra de al menos 20 plantas eólicas con capacidades iguales o menores a 20 MW, que provengan de fuentes confiables. Además, se puede incorporar datos de proyectos con capacidades mayores a 20 MW si existen justificaciones técnicas para hacerlo y cuando exista insuficiencia de datos de proyectos en el rango de capacidades requeridos.

El monto de inversión se calcula de la siguiente manera:

a) *De la información disponible en la Autoridad Reguladora sobre plantas eólicas se obtienen costos de inversión, este es el caso de las plantas Montes de Oro Wind (CE-003-2012), Mogote (CE-007-2011), Guayabo (CE-006-2011) y Tilawind (ET-253-2008), todas las plantas anteriores con capacidad igual a 20 MW. Luego, se obtiene el costo de*

inversión de Los Santos³, planta de menos de 20 MW. Del Servicio de Evaluación Ambiental de Chile⁴ se obtienen costos de inversión para 9 plantas eólicas con capacidades igual o menor a 20 MW y de la Corporación Interamericana de Inversiones⁵ se obtiene el costo de inversión de un proyecto eólico en Argentina de menos de 20 MW. Es decir, con la información anterior se tiene una muestra de 15 plantas eólicas de capacidades iguales o menores a 20 MW.

b) Dado que la muestra es insuficiente, se incorpora la información de las últimas dos licitaciones públicas de BOT eólicos que ha promovido el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), con lo cual se tiene el costo de inversión de Guanacaste, La Esperanza, Orosi Dos, Los Ángeles y Chiripa, las cuales son plantas con capacidades cercanas o iguales a 50 MW. Sin embargo, si se comparan los costos de inversión de estas plantas con las de capacidades iguales o menores de 20 MW no se encuentra una correlación entre tamaño de la planta y el costo de inversión, probablemente porque el costo va a depender más del tamaño de turbina utilizado que del tamaño del proyecto. Por esta razón, parece razonable incluir estos proyectos en la muestra. De esta manera, se construye una muestra con 20 proyectos eólicos.

c) Para cada una de las plantas eólicas de la muestra se tiene el año en el cual se estimó el costo de inversión, razón por la cual cada uno de los valores se indexan al mes de marzo del 2012 con Índice de Precios al Productor Industrial de Estados Unidos para Generación de Energía Eléctrica (PCU221110221110)⁶.

d) Posteriormente, para los datos de costos de inversión a marzo 2012 se calcula el promedio ponderado por capacidad para obtener el valor del costo de inversión promedio de la muestra. El cual es de \$ 1837 por kW con la muestra obtenida. A este valor se le agrega el monto correspondiente al pago de intereses durante el período de construcción del proyecto eólico, estimado en un año, que en este caso es de \$124 por KW⁷, es decir, el monto de costo de inversión promedio es de \$1 962 por KW.

e) Finalmente, se calcula la desviación estándar de los costos de inversión de la muestra y se obtiene un valor de \$421 por KW. Con la información anterior, se calcula el límite superior de la banda, sumando al costo promedio de inversión la desviación estándar, es decir, $\$1\,962 + \$421 = \$2\,382$ por KW. Y el límite inferior de la banda es el costo promedio de inversión menos una desviación estándar, lo que da como resultado \$1 541 por KW

³ La información se encuentra disponible en: <http://www.coopesantos.com>.

⁴ La información se encuentra disponible en: <http://www.sea.gob.cl/>

⁵ La información se encuentra disponible en: <http://www.iic.org/es/projects>

⁶ Esta información se obtiene del Bureau of Labor Statistics en: <http://www.bls.gov/>

⁷ Se calcula como un año de intereses, utilizando la tasa de interés indicada en el punto 4.4.3 anterior, sobre el monto de la inversión que es financiado, es decir, el apalancamiento, el cual fue obtenido en 4.4.1. En resumen, el monto por pago de intereses será igual a multiplicar la inversión por el porcentaje de apalancamiento por la tasa de interés.

En el anexo 7 del informe técnico 433-DEN-2012 se observa la muestra y los valores de inversión utilizados.

4.6 Factor ambiental

Actualmente el factor ambiental es igual a cero. Según la resolución RJD-163-2011, este factor se incluirá en la tarifa una vez que se apruebe la metodología correspondiente al componente ambiental, así como su respectivo monto. La aprobación de esta metodología deberá cumplir con los procedimientos establecidos en el marco legal vigente (entre otros la convocatoria y realización de audiencia pública).

4.7 Definición de la banda

Para establecer la banda tarifaria se realizan los siguientes pasos:

- a. Se calculó la desviación estándar correspondiente a todos los datos utilizados para estimar el costo de inversión promedio, lo que da como resultado \$421.
- b. El límite superior se establece como el costo de inversión promedio actualizado más la desviación estándar, es decir, \$1 962 + \$421 = \$2 382 por kW.
- c. El límite inferior se establece como el costo de inversión promedio actualizado menos la desviación estándar encontrada en el paso 1, en otras palabras, \$1 962 – \$421 = \$1 541 por kW

4.8 Cálculo de la tarifa

El cálculo de la tarifa se obtiene de la siguiente manera:

$$p = \frac{CE + CFC + fa}{E}$$

Donde:

- p = Tarifa de venta
 CE = Costos de explotación
 CFC = Costo fijo por capital, que es la inversión (M) multiplicado por el factor que las condiciones de financiamiento (FC).
Así, $CFC = M * FC$
 fa = Factor ambiental total
 E = Expectativas de ventas anuales (cantidad de energía)

Una vez que todas las variables de la fórmula para obtener la tarifa han sido calculadas, se introducen a la fórmula de cálculo de tarifa y el resultado es el siguiente:

Cuadro No. 5
Cálculo de las bandas tarifarias

Variables	Mínimo	Promedio	Máximo
Costos de explotación (\$)	70,00	70,00	70,00
Inversión (\$)	1541	1962	2382
FC	0,14	0,14	0,14
FP	0,39	0,39	0,39
Horas	8 760	8 760	8 760
Rentabilidad (%)	14,27	14,27	14,27
CFC	222	277	331
E	3 430	3 430	3 430
Precio (\$/kWh)	0,0830	0,1000	0,1171

Fuente: Elaboración propia DEN

4.9 Estructura estacional

La estructura tarifaria estacional que se utiliza es la aprobada en la RJD-163-2011 que es la siguiente:

“El procedimiento de cálculo consistió en encontrar los parámetros de estructura de temporada alta y temporada baja, que aplicados a la muestra de las plantas produjera el mismo ingreso acumulado que tendría esa muestra si se le aplicara un precio único igual al nivel de precios deseado. La temporada alta cubre los cinco meses comprendidos entre enero y mayo, y el resto del año corresponde a la temporada baja.

Los parámetros adimensionales son los siguientes:

a. Para temporada alta: 1,326.

b. Para temporada baja: 0,531.

Estos coeficientes se multiplicarán por la tarifa que resulte del modelo tarifario, para obtener los precios finales por temporada.

Además, hay que considerar que para definir la estructura tarifaria aplicable a las transacciones reguladas por esta metodología, se utilizarán precios monómicos. Es decir, solo se pagará por energía y no habrá cargos por potencia”.

Según los parámetros adimensionales anteriores y las bandas tarifarias calculadas, la estructura tarifaria a aprobar para el promedio y la banda (\$/kWh) es la siguiente:

Cuadro No. 6
Estructura tarifaria según parámetros adimensionales para las
bandas tarifarias (\$/kWh)

Estación		Tarifa
Alta	Mínimo	0,1100
	Promedio	0,1326
	Máximo	0,1553
Baja	Mínimo	0,0441
	Promedio	0,0531
	Máximo	0,0622

Fuente: Elaboración propia DEN

4.10 Moneda en que se expresará la tarifa

Según lo establece la resolución RJD-163-2011, las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en dólares de los Estados Unidos de América (US\$ o \$).

Las condiciones en que se realicen los pagos se definirán de conformidad con lo que las partes establezcan vía contractual, y con base en la normativa aplicable.

4.11 Ajuste de los valores de la banda tarifaria

Los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año, de conformidad con lo que establece la Ley N° 7593.

La RJD-163-2011 establece que en ningún momento los precios pagados por la compra de energía eléctrica pueden ser mayores que el límite superior de la banda tarifaria vigente, ni menores que el límite inferior de esa banda.

4.12 Obligación de presentar información

Como se establece mediante la RJD-163-2011, los generadores privados eólicos nuevos a los que se apliquen las tarifas establecidas mediante esta metodología tarifaria, están en la obligación de presentar anualmente a la ARESEP la información financiera auditada (incluyendo gastos operativos y de mantenimiento, administrativos y gastos de inversión individual) así como su debida justificación. Para estos efectos se deberá presentar, al menos anualmente, los estados financieros auditados de la empresa.

4.13 Aplicación de metodología

La metodología aprobada mediante la resolución RJD-163-2011 establece que es aplicable a las fijaciones tarifarias de las ventas de energía al ICE por parte de generadores privados que produzcan con plantas eólicas nuevas, en el marco de lo que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, y para aquellas compraventas de energía

eléctrica proveniente de plantas eólicas privadas nuevas con condiciones similares a las que establece el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.

Además, señala que por planta nueva se va a entender aquella cuya inversión en capital físico no ha sido utilizada aún en ningún proceso de producción de electricidad. En consecuencia, las plantas nuevas por definición no podrían haber generado energía que fuera vendida en el marco de algún contrato de compraventa de electricidad o para fines de autoconsumo.

La banda tarifaria será la que aplique para los proyectos nuevos una vez que sea publicada en el Diario Oficial La Gaceta.

- II.** Que en relación con las manifestaciones de los opositores indicadas en el Resultando VI de esta resolución y de conformidad con lo analizado por la Dirección de Servicios de Energía, seguido a continuación se resumen algunos de los argumentos más recurrentes y que eventualmente podrían afectar más significativamente la tarifa. Sobre cada uno de ellos se presenta la posición de la ARESEP, según se expuso en la resolución RJD-163-2011 y otras consideraciones adicionales, según se indica en el oficio 433-DEN-2012. Esta sección se basa en el análisis que se efectuó cuando fue sometida a audiencia pública la respectiva metodología (OT-028-2011). En este caso, no es posible diferenciar cuando los argumentos expuestos por los opositores a la metodología o a su respectiva aplicación. Sin embargo, se debe de tomar en cuenta que una vez definida la metodología por parte de la Junta Directiva, muchos de los argumentos expuestos pierden vigencia.

3.1. Principales argumentos expuestos.

Las oposiciones presentadas versan sobre una considerable cantidad de temas específicos. A continuación se resumen algunos de los argumentos más recurrentes entre los participantes en el proceso de audiencia y que eventualmente podrían afectar más significativamente la tarifa y el modelo propuesto; sobre cada uno de ellos, se expone la posición de la ARESEP⁸.

3.1.1 Esquema tarifario: ¿Tarifas tope, banda o tarifa única?

Varias de las oposiciones expresadas en audiencia objetaron el esquema de tarifas tope, y en particular el uso de una tarifa asociada con costos promedio para establecer ese tope. Los principales argumentos expresados por los opositores sobre ese aspecto son los siguientes:

- a) Los costos que se consideraron en la estimación de la tarifa tope no están basados en información confiable para establecer el costo promedio de una empresa eficiente.

⁸ Algunos de los argumentos expuestos y el análisis efectuado se toma de la resolución RJD-163-2011 (folio 666-709 del expediente OT-028-2011).

- b) El esquema de tarifa tope tiene el inconveniente de que se deja sin posibilidad de participar como oferente de energía para el ICE a los generadores privados con costos superiores al promedio estimado.
- c) Dado que el ICE es el único comprador, el esquema de tarifa tope deja en desventaja a los inversionistas ante el ICE.

El análisis de la ARESEP posterior a la audiencia coincide con argumentos antes mencionados.

Con respecto al argumento expresado en el punto a), hay que considerar que el método para estimar los costos promedio de inversión que se propone en la propuesta de metodología remitida a audiencia no permite vincular ese costo a un nivel eficiencia determinado, pues el resultado se generaría a partir de un promedio estadístico de datos de costos disponibles. Por tanto, se coincide con que la información que se llegaría a utilizar para estimar los costos de inversión y explotación empleados en el cálculo de la tarifa tope no permitiría reflejar una condición de eficiencia operativa. A ello hay que agregar que en el segmento industrial de generación de energía eólica con potencias iguales o menores que 20 MW, no existe un único estándar de producción eficiente. A pesar de que el equipo empleado en esa industria está muy estandarizado, se registra un alto grado de variabilidad en los distintos componentes de los costos de inversión y operación, causados por factores diversos. Esas diferencias en costos se presentan entre plantas que presentan niveles aceptables de eficiencia técnica. Por ello, el esquema tarifario no debería basarse en un intento por reflejar los costos asociados a un único modelo de empresa eficiente.

Dado que no existe un único proceso eficiente claramente identificable, tampoco tiene sentido establecer el límite superior de la tarifa en el nivel tarifario asociado con los costos de una hipotética planta eficiente. Con este tipo de esquema tarifario, se dejaría sin posibilidad de participar como oferente de energía para el ICE a los generadores privados con costos superiores al promedio estimado. Tal efecto sería especialmente inconveniente, porque el objetivo del esquema tarifario que se propone es reducir al mínimo el uso de generación térmica, siempre y cuando la sustitución se realice con fuentes no convencionales y costos significativamente menores. Por lo expuesto anteriormente, se coincide con el argumento del punto b).

Se coincide además con el argumento del punto c) porque el esquema de tarifa tope tiene el inconveniente de que no establece un límite inferior para el precio de la energía a comprar por el ICE. Ello provocaría que el ICE, en su condición de operador monopsónico, tenga un margen inconvenientemente amplio para fijar precios por debajo del costo de muchos operadores que pueden ser considerados eficientes.

La ARESEP consideró que para evitar los inconvenientes de la tarifa tope planteados en las oposiciones, la opción más adecuada es el esquema de banda tarifaria y así se aprobó mediante la resolución RJD-163-2011. Dado que se carece de información detallada sobre niveles de eficiencia en el segmento industrial de interés, se proponen dos opciones para definir la banda. La primera de ellas a emplear consiste en aplicar un criterio

estadístico, en función del promedio y la desviación estándar de los costos de inversión. Si esa opción no fuera aplicable por carencia de información, se optará por una segunda opción alternativa, consistente en estimar la banda a partir de estimaciones de costos típicos y rangos de variación de los componentes de la estructura de costos de inversión de proyectos eólicos, con base en datos disponibles en la bibliografía especializada.

El esquema de banda tarifaria tiene las siguientes ventajas con respecto al presentado en audiencia:

- a) El límite superior se establece en un nivel superior al costo de producción promedio, y de esa forma se abre la opción de que entre los oferentes a escoger por el ICE se encuentren algunos con costos superiores al promedio. Esta opción se justifica, con base en el objetivo de estimular inversiones en generación privada eólica con costos competitivos en relación con la generación térmica. De esta forma, deja de tener sentido el propósito de estimar un costo eficiente con información adecuada (al cual se alude en el argumento a) de los opositores); y también se evita dejar sin opciones de competir a una proporción grande de inversionistas, porque sus costos son superiores a un hipotético costo eficiente (y así se atiende el argumento b) de los opositores).
- b) Al fijarse un límite inferior al precio que el ICE podría pagar, se acota su margen de acción para establecer el precio que pagará a los oferentes de energía eólica. Esta restricción es conveniente, tomando en consideración el fuerte poder de mercado que tiene el ICE en las condiciones asociadas con la tarifa que se está proponiendo. Así se atiende el argumento c) de los opositores.

Por otra parte, en algunas oposiciones se solicitó establecer una tarifa única para fijar el precio de venta de la energía a comprar por el ICE en el marco de la Ley 7200. Al respecto, conviene tener presente que si se estableciera una tarifa única con un valor igual al límite superior de la banda tarifaria propuesta en este informe, el ICE quedaría sin ningún margen para dar preferencia a los oferentes que cotizaran menores tarifas. Por el contrario, se vería obligado a otorgar la misma tarifa a todos los oferentes, y a adjudicar los contratos con base en criterios distintos al precio ofrecido.

Este eventual esquema entrañaría una desmotivación a la eficiencia técnica y económica en la operación de las empresas eólicas dispuestas a vender su energía en el marco de la Ley 7200.

3.1.2 Reconocimiento de la rentabilidad del capital

Aunque el modelo del CAPM presenta algunas desventajas y problemas prácticos de aplicación, puede ser utilizado en el segmento costarricense de generación privada de energía eólica, porque este opera en condiciones de mercado aun cuando está compuesto por un número reducido de operadores que no tienen restricciones para la movilidad de su capital. Para industrias con condiciones como las mencionadas, el CAPM es una metodología válida para reconocer el rendimiento del capital. Entre sus ventajas están: permite considerar las particularidades de un sector (como el eléctrico), más transparente que otras alternativas, permite tomar promedios de largo plazo para evitar una gran volatilidad en los resultados, y permite ajustes en razón del grado de apalancamiento o riesgo de cada sector.

En el caso concreto del valor de la beta se acoge la recomendación expresada en varias oposiciones, en el sentido de utilizar como fuente la información proporcionada y publicada en Internet por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York, USA., la cual brinda información actualizada. En su defecto se utilizaría una fuente alterna, pública y confiable. Otras variables que se utilizan para aplicar el método CAPM también se tomarán del sitio de Internet del profesor Aswath Damodaran.

3.1.3 El financiamiento

Las condiciones del financiamiento se definieron de la siguiente manera: i) el plazo de amortización se fijó en 20 años para equiparlo con el plazo máximo del contrato que permite la ley; ii) la tasa de interés se tomará de las publicaciones periódicas del Banco Central de Costa Rica; y iii) el apalancamiento financiero se estimará con base en los datos disponibles sobre proyectos privados de generación de electricidad que posee la ARESEP.

3.1.4 La periodicidad de los contratos y de la tarifa

La propuesta original que se llevó a audiencia pública contenía dos alternativas en cuando al plazo de la tarifa: una con una única tarifa durante los 20 años del contrato; y otra segmentando el plazo en dos sub-plazos de 13 y 7 años, respectivamente. Esta última alternativa fue considerada en algunas oposiciones como causante de mayor incertidumbre, lo que podría implicar a su vez mayores costos y potencialmente no hacer bancables algunos proyectos. Por esta razón, en la propuesta final se accedió a dejar solo la alternativa de un solo plazo del contrato.

En la tarifa se reconoce un plazo contractual de 20 años (máximo permitido por la legislación), similar a la vida útil de los proyectos. En todo caso, un contrato por 20 años es muy favorable para cualquier inversionista que opere en la industria de venta de energía eólica.

3.1.5 El criterio de sostenibilidad ambiental y el factor ambiental

Varios opositores o coadyuvantes expresaron que la propuesta de metodología para plantas eólicas que se sometió a audiencia pública incumple con el artículo 31 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, No. 7593, porque en la fórmula de la tarifa no se incluye el cálculo concreto de un factor ambiental. Esa afirmación se basa en un argumento equivocado. Lo que el artículo 31 de la Ley 7593 establece, es que el criterio de sostenibilidad ambiental, entre otros, debe ser un elemento central para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos.

Con la metodología propuesta, se cumple con creces con el criterio de sostenibilidad ambiental. El hecho mismo de aprobar una metodología tarifaria específica para la generación privada con base en energía eólica entraña un objetivo de sostenibilidad ambiental muy importante, cual es el de contribuir a sustituir la generación térmica —que como se sabe, es altamente contaminante— por la generación con fuentes renovables de

bajo impacto ambiental. Pero además, el esquema propuesto tiene un diseño que estimula la inversión en esa industria. Con ese propósito, se establece una banda tarifaria a partir de una banda amplia de costos de inversión. De esa forma, se ofrece la posibilidad de ofrecer al ICE —en condiciones de rentabilidad adecuadas— la energía proveniente de una gama amplia de plantas con diferencias considerables en cuanto a costos de inversión. En el contexto anteriormente descrito, promover la inversión en esta fuente energética implica promover la sostenibilidad ambiental en el país.

Las opiniones de los opositores acerca de que la metodología propuesta no contempla el criterio de sostenibilidad parte de una asimilación equivocada entre el concepto de sostenibilidad ambiental y el “factor ambiental”, cuya inclusión se prevé en la fórmula general de la tarifa propuesta en esta metodología. Mientras que el primero hace referencia a la necesidad de preservar los equilibrios de largo plazo entre la actividad humana y la dinámica ambiental, el segundo consiste en un componente de la tarifa que tiene el propósito de reconocer un aspecto muy específico de la sostenibilidad ambiental: la reducción de emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera asociada con la disminución de la generación de electricidad con fuentes térmicas.

Al considerar lo expuesto en párrafos anteriores, se llega a concluir que la metodología propuesta permite cumplir ampliamente lo establecido en el artículo 31 de la Ley 7593, en cuanto a la aplicación del criterio de sostenibilidad ambiental.

Conviene agregar que la ARESEP ha proyectado la formulación de una metodología concreta, mediante la cual se estime el valor del “factor ambiental” que se incluye en esta metodología, como una variable específica. La aprobación de ese procedimiento se deberá realizar mediante el procedimiento vigente, que incluye la presentación ante audiencia pública.

3.1.6 La indexación de la tarifa

Los valores de la banda tarifaria se revisarán al menos una vez al año, de conformidad con lo que establece la Ley 7593. Todos los valores que determinan la tarifa se revisarán —y cuando corresponda, se actualizarán— en cada fijación tarifaria.

3.1.7 La inversión

Se han planteado varias alternativas sobre el monto de la inversión a reconocer en este modelo tarifario.

Como primera opción para estimar el costo de inversión unitario promedio, se establece que este se obtendrá de una muestra de datos de costos de inversión de plantas de diversos países. El costo de inversión unitario se estima como un promedio de los valores de costo de inversión unitario correspondientes a una muestra de al menos 20 proyectos eólicos con capacidades instaladas iguales o menores que 20 MW que establece la Ley 7200. Si no hubiera información suficiente para estimar el costo de inversión de la forma explicada anteriormente, se utilizará la segunda opción, que corresponde a un cálculo basado en datos de costos típicos y de rangos de variación de las estructuras de costos provenientes de la bibliografía especializada.

3.1.8 Los costos de explotación

El costo de explotación incluye aquellos que son necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para Costa Rica. No incluye gastos de depreciación y gastos financieros. Su valor se estimará como el promedio de una muestra de los costos de explotación (operación y mantenimiento) de plantas eléctricas, en la medida de lo posible similares a las plantas eólicas cubiertas por el Capítulo 1 de la Ley 7200. Para esto se recopilarán datos nacionales e internacionales confiables de distintas fuentes. Si se requiere ajustar el valor del costo de explotación de alguna planta de la muestra para hacerlo comparable con los de las demás, la indexación se efectuará utilizando el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos (IPP – EEUU) o el Índice de Precios al Productor Industrial de Costa Rica (IPPI-CR), según sea el caso. Se podrán utilizar otros índices de precios, siempre que sean apropiados para el tipo de ajuste que se realice. Si no es posible obtener datos de plantas individuales que permita calcular este parámetro, de forma razonada se podrá recurrir a bibliografía complementaria generada por fuentes confiables, imparciales y públicas.

3.1.9 El reconocimiento de los impuestos a los dividendos

Es criterio del ente regulador que dentro de la estructura de costos de los servicios públicos solo se deben considerar aquellos impuestos propios de la actividad productiva y no los que deben pagar los accionistas por sus utilidades, los cuales deben ser asumidos por los inversionistas y no por los usuarios del servicio público. Como ocurre en todos los negocios, el impuesto sobre los dividendos debe ser cubierto por los beneficiarios de los dividendos con los recursos a obtener por réditos tarifarios. No corresponde al ente regulador decidir sobre el destino de tales réditos.

3.1.10 Vigencia de la resolución RJD-009-2010 (plantas viejas)

La metodología que se aprobó para definir las tarifas de plantas existentes (Resolución RJD-00009-2010) se aplicará solo a aquellas que ya han tenido un contrato con el ICE. La metodología que ahora se propone es para plantas nuevas; por lo que no procede desde el punto de vista jurídico que la nueva metodología que ahora se propone derogue la anterior. Por esa razón, no se analiza en este informe el contenido de la resolución RJD-00009-2010.

3.1.11 Objetividad de la metodología

En algunas oposiciones se expresó que el hecho de que el ICE haya contribuido al diseño de la metodología propuesta genera problemas de objetividad en su formulación. Al respecto, hay que precisar que la metodología que ha propuesto la Autoridad Reguladora se basa en varias fuentes de información, y fue propuesta, en su versión original, por funcionarios de la ARESEP. Posteriormente se ha enriquecido con el aporte de diferentes actores, en cuenta algunos de los operadores. No es una propuesta del ICE, aunque éste contribuyó con valiosos insumos; pero igual se puede afirmar de otros actores.

Justamente el proceso de audiencia pública que se ha realizado, es para que todos los posibles interesados en el proceso externen su opinión técnica y su oposición si eventualmente la propuesta tuviera problemas conceptuales o metodológicos, o se diera un sesgo a favor de una de las partes.

3.1.12 Promoción de la inversión privada en generación eólica

El modelo propuesto en este informe está diseñado para estimular la inversión privada en generación eólica, orientada a aprovechar las oportunidades abiertas por el Capítulo I de la Ley 7200. Dos de los principales elementos del modelo que permitirían el logro de ese objetivo son los siguientes: a) establecer un esquema de bandas tarifarias con un límite superior a la tarifa correspondiente al costo promedio, mediante el cual se ofrece un margen considerable para que firmas con costos diferentes al promedio tengan posibilidades de vender energía; y b) abrir la posibilidad de incluir en la tarifa un componente ambiental, cuyo diseño será sometido a audiencia pública próximamente si así lo decide la Junta Directiva. Otras mejoras con respecto a la formulación del modelo remitido a audiencia pública que permiten establecer tarifas más atractivas para los generadores privados son las siguientes: a) utilizar en la aplicación de la metodología CAPM los valores obtenidos de una fuente de información internacionalmente reconocida, verificable y actualizable periódicamente; y b) una estimación del costo de inversión promedio definida de manera detallada para hacer más previsible el cálculo de esa variable.

3.1.13 Potestad de la ARESEP para fijar cualquier modalidad de tarifa

Respecto de la potestad de la ARESEP para establecer cualquier tipo de metodología tarifaria, ya se ha pronunciado la Procuraduría General de la República, en varias ocasiones, por ejemplo en sus Dictámenes: C-348-2001, del 17 de diciembre de 2001 y C-003-2002, del 7 de enero de 2002, así:

“[...] conforme el artículo 3 de la Ley de la Autoridad Reguladora, el principio que rige la fijación de tarifas es el de servicio al costo. Dispone dicho artículo en su inciso b) sobre el servicio al costo:

[...] Principio que determina la forma de fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, de manera que se contemplen únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad, de acuerdo con lo que establece el artículo 31”.

Y agrega que:

“[...] Este último artículo [se refiere al artículo 31 de la Ley 7593] obliga a la ARESEP a tomar en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de la empresa. Asimismo, señala como elemento para la fijación los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y

eficiencia económica definidos en el Plan Nacional de Desarrollo. Al mismo tiempo, se obliga a la Autoridad a que sus tarifas respeten el equilibrio financiero de las entidades prestatarias. [...]

[...]

“En el cumplimiento de este principio [se refiere al principio de servicios al costo], la Entidad Reguladora puede establecer diversas metodologías [la metodología —dice la Procuraduría General de la República en su Dictamen C-348-2001, del 17 de diciembre de 2001— es el conjunto de operaciones ordenadas, dirigidas a un resultado determinado, en este caso la fijación de las tarifas correspondientes al servicio público de que se trate], que serán válidas en tanto se funden en los costos necesarios del prestatario del servicio. Señalamos, al efecto, que más allá del respeto de los principios que rigen la fijación tarifaria, la escogencia de la metodología más adecuada constituye un problema de carácter técnico. Carácter que también tiene la labor tendiente a determinar si la metodología seleccionada respeta el citado principio.”

(El original no está subrayado).

“Cabría ampliar lo anterior para sostener que en la escogencia y aplicación de cualquier metodología, el Ente Regulador debe sujetarse a la ley y a los criterios técnicos, que en todo caso pueden ser un elemento para determinar la regularidad de su actuación, conforme se deriva del artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública[’].”

(El original no está subrayado).

De lo anterior puede concluirse, que la ARESEP tiene amplias potestades para establecer y utilizar las metodologías que considere convenientes, en tanto se respeten el principio de servicio al costo, no se atente contra el equilibrio financiero de los prestadores de los servicios públicos, sujetos a las regulaciones de la Ley 7593 y, sean conformes con lo estipulado en el artículo 16 de la citada Ley general. Esas potestades incluyen la fijación de tarifas puntuales o bandas tarifarias. Téngase en cuenta que una banda tarifaria no es otra cosa que una secuencia posible de tarifas autorizadas. Se debe tener presente que no es poco frecuente la fijación de tarifas mediante bandas por parte de los entes reguladores de servicios públicos en todo el mundo.

Por último, conviene citar la reciente Resolución 000506-F-S1-2010 —dictada por la Sala Primera de nuestra Corte Suprema de Justicia, a las 9:45 horas del 30 de abril de 2010—, en lo que interesa:

“[...]

CONSIDERANDO

[...]

III.- [...] Luego, pese a alegar infringidos los principios de legalidad, razonabilidad, proporcionalidad y seguridad jurídica, no indica cómo se produce, sino que se limita a señalar que el sistema de bandas configura una delegación de potestades. Para esta Sala, es claro, según el precepto 5 de la Ley de la ARESEP, entre sus competencias se encuentra la de fijar precios y tarifas de los servicios públicos [...] De ahí, para este Órgano Colegiado, la accionada, sin exceder sus potestades en la resolución RRG-9233-

2008, cuya nulidad se pretende en este proceso, creó un sistema de bandas para la determinación del precio de los combustibles en puerto y aeropuertos [...] De conformidad con las estipulaciones del numeral 31 *ibídem*, la ARESEP puede habilitar o crear modelos de cálculo de precios para servicios regulados, pudiendo tomar en cuenta variables externas a los prestadores [...] Así, en la especie la demandada [se refiere a la ARESEP] no delegó su competencia a RECOPE, sino, que estableció la fórmula que técnicamente estimó resulta más adecuada e idónea para regular el mercado específico [...] Consecuentemente, lo único que hace la Refinadora [se refiere a Recope, S.A.] es aplicarla [...], pero es la ARESEP quien continúa determinando la tarifa para ese mercado, mediante la metodología dispuesta. [...] V.- De acuerdo con lo expuesto, no se han dado las ilegalidades que invoca la casacionista, por lo cual, deberá rechazarse el recurso.”

3.2. Resumen y análisis de oposiciones y coadyuvancias⁹

A continuación se presenta un resumen de los principales argumentos de las oposiciones y coadyuvancias admitidas para la metodología tarifaria sobre generación eólica, así como el respectivo análisis de cada argumento. Los razonamientos que se presentan a continuación deben ser complementados con el análisis anterior de los principales temas de las oposiciones.

3.2.1. Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, ACOGRACE, representada por Carlos Roldán Villalobos, cédula 4-138-436:

Los modelos propuestos efectivamente fijan un tope en las tarifas de generación hidroeléctrica y eólica para proyectos nuevos, pero se basan en datos de inversión y costos de operación de tasas de referencia efectivamente, el problema es que no tenemos certeza de que esas plantas que está usando la ARESEP para definir esos topes hayan sido proyectos hidroeléctricos o eólicos que hayan sido desarrollados de una manera eficiente. Y el problema de esto es que se usa como referencia plantas que fueron ineficientes a la hora de hacer su ejecución.

Se coincide con lo expresado en el texto citado, en cuanto a que no hay certeza de que los valores promedio de inversión y explotación que se estimaron correspondan a procesos productivos eficientes. La opción planteada en este informe de establecer una banda tarifaria alrededor del promedio de inversión permite superar esta incertidumbre, dentro de límites razonables. En relación con este tema, véase el punto 3.1.1. de esta sección.

⁹ Según el informe de oposiciones y coadyuvancias que consta en los folios 329-334 no presentaron posición al ET-029-2011 las siguientes personas físicas o jurídicas: Esteban Lara Erramouspe (se incluye debido a que se incluyó en las respuestas a las posiciones del OT-028.2011), Inversiones La Manguera S.A., Compañía Eléctrica Doña Julia S.R.L., Empresa Eléctrica Matamoros S.A. e Hidroeléctrica Aguas Zarcas S.A. Además, aparte de las respuestas brindadas a las posiciones en RJD-163-2011 se incluyen respuestas a Hidroeléctrica Caño Grande S.A., Hidroeléctrica Platanar S.A. e Hidroeléctrica del General S.R.L., El Embalse S.A. e Hidrovenecia S.A., ya que el informe citado indica que presentaron posición al ET-029-2011.

La ARESEP debe iniciar la fiscalización financiera de los proyectos de generación eléctrica privada, solicitando y revisando los estados financieros correspondientes para que se reflejen, para revisar si se están reflejando las inversiones reales y que los modelos propuestos de inversión. Y deberían de considerar datos de inversión y de operación regionales, ajustados a la situación nacional.

Se coincide con lo expresado en el texto citado, en cuanto a la importancia de contar con información financiera de las operaciones de generación privada en el marco de la Ley 7200, como insumo para la fijación adecuada de tarifas. En la actualidad, se carece de ese tipo de información y por tanto, no se puede utilizar para esos efectos. En este informe se propone que los operadores que logren ser seleccionados para venderle energía al ICE deberán presentar a la ARESEP informes financieros periódicos sobre sus operaciones. Conforme se logre obtener información más precisa del sector será posible revisar y perfeccionar el diseño del modelo.

3.2.2. Señor Stephen Yurica, cédula 8-076-871

ARESEP deberá incluir en la tarifa un factor ambiental, pues en realidad en muchos tratados internacionales que están firmando con Costa Rica que hay que internalizar los costos sociales y ambientales de las empresas y eso debe estar incluido en las tarifas.

Se está de acuerdo con lo expresado en el texto anterior. Véase al respecto el punto 3.1.5 de este informe.

La estructura tarifaria eólica que se presenta aquí habla de 12 centavos en la época alta, donde normalmente hay viento y después habla de 5 centavos cuando no hay viento. Esto es una doble penalización, en una época como setiembre que no hay nada de viento se pagará 5 centavos, está desestabilizando la empresa porque no puede dar su mantenimiento, ni para la operación, poniendo en peligro el financiamiento.

La estructura tarifaria está diseñada para que se generen todos los recursos financieros que el proyecto requiere. La gestión de los fondos a lo largo del año se encuentra en el ámbito de la gestión administrativa por parte del inversionista. La periodicidad anual de las compras de energía responde a requerimientos de demanda de energía del Sistema Eléctrico.

3.2.3. Jorge Arturo Alfaro Vargas, cédula 2-306-651:

La objeción es con respecto al concepto de tarifa tope, ya que se está en una condición donde se está haciendo un análisis muy detallado, muy a costo real, donde no es posible disminuir ese precio que se está usando en el modelo y que el usar un concepto de tarifa tope pone en desventaja al inversionista en ese concepto.

Se está de acuerdo con lo expresado en el texto anterior. Véase al respecto lo expresado en el punto 3.1.1. de esta sección.

3.2.4. Rubén Zamora Castro, cédula 1-1054-273:

Porque el modelo no incentiva, o sea, se plantea que hay que incentivar y el modelo desincentiva. Se plantea que hay que hacer un esfuerzo en esa incentivación y no se ve ningún esfuerzo planteado.

Sobre este tema, véase lo expresado en los puntos 3.1.1., 3.1.5. y 3.1.12. de la sección 3 del informe.

Porque el modelo en primer término plantea tarifas tope, es decir, ese es el máximo que se le va a fijar. Se plantean tarifas tope, con información que casi no se tenía, mucha información que viene precisamente del único comprador que es el ICE, lo que puede generar un conflicto de intereses, porque al final es el único que va a comprar y los generadores lo que saben que ese es el máximo al que van a aspirar.

Desde el punto de vista del contenido del acto también hay un problema y es que en principio el contenido, dice la ley, tiene que ser también lícito, o sea, no se trata solo de que matemáticamente o económicamente suene bien. El contenido también tiene que ser lícito. Y cuando vamos a analizar si el contenido es lícito lo que hay que establece el ordenamiento jurídico, siendo un derecho fundamental del ambiente. Resulta que además la ley de la Autoridad Reguladora en el artículo 31, que se refiere precisamente a las tarifas, establece que se tiene que considerar a la hora de fijar las tarifas la sostenibilidad ambiental, entonces tenemos que en la Constitución, en la ley e incluso en el mismo informe que se menciona un factor ambiental, está estableció a todo rango que tiene que haber un parámetro ambiental, que ese es parte del contenido lícito de ese acto. Sin embargo, en el modelo no hay ningún factor ambiental. Omisión que puede ser incluso una inconstitucionalidad por omisión, porque lo tiene la Constitución, lo tiene la ley y está en el propio informe inicial.

Sobre lo planteado en el texto transcrito a propósito de los inconvenientes de establecer un esquema de tarifa tope basada en costos promedio, véase lo expresado en el punto 3.1.1. En cuanto a la consideración de los aspectos ambientales en las tarifas: en su argumento, el opositor confunde el concepto de “sostenibilidad ambiental” con el “factor ambiental” previsto en la fórmula de la tarifa, y eso le conduce a la conclusión equivocada de que no se cumple el artículo 31 de la Ley 7593. Al respecto, véase el punto 3.1.5.

Tenemos que distinguir jurídicamente también la diferencia que existe entre una concesión de obra pública y un servicio público. Porque en una concesión de obra pública, hay un activo, pero ese activo es propiedad del Estado y es antes, durante y después. Pero cuando estamos en un caso como este, que tenemos una planta de generación eléctrica y es propiedad de X sociedad, eso está enmarcado por el derecho de propiedad privada y no se le puede dar el mismo trato, que es lo que sucede en algunos casos exactamente el mismo trato que si fuera una concesión donde el Estado le dio el bien.

Eso es muy peligro porque puede ser una violación también constitucional del derecho de propiedad privada, ¿Por qué? Porque uno de los elementos del derecho de propiedad privada, que es fundamental en cualquier país democrático, es el valor económico que tiene la propiedad privada. Si yo dejo a una propiedad supuestamente privada sin el valor económico que tiene la estoy desnaturalizando y me estoy convirtiendo en un país totalitario donde a todos los bienes yo no les asigno ningún valor ni les doy ningún tipo de importancia.

Se coincide con lo expresado en esta oposición, en cuanto a que las condiciones contractuales propias de la venta de electricidad al ICE en el marco de la Ley 7200 son distintas a las de los contratos de concesión de servicio público. Se coincide también en que no hay razones válidas para no reconocer dentro de la tarifa la revaluación en el tiempo del valor real del activo. Dentro de la metodología se está incluyendo la actualización de todas las variables en cada fijación tarifaria, incluido el rubro de inversión, lo que permite que se actualice el valor del proyecto en cada fijación tarifaria.

3.2.5. Oposiciones presentadas por: Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), representada por Mario Alvarado Mora, cédula 4-129-640 y Hidroeléctrica Platanar, S.A. e Hidroeléctrica del General, S.R.L, representada por Javier Matamoros Agüero, cédula 2-0359-0733:

El concepto de tarifa tope, no tiene asidero legal ni técnico y por lo menos en el análisis que se hizo solo promovería una competencia de precios en contra de la rentabilidad de los inversionistas.

Es una competencia que además no tiene un marco legal, pues la 7200 ni ninguna otra ley que conocemos está diseñada para este fin, para eso se está discutiendo precisamente la comisión especial de electricidad de la Asamblea Legislativa, el proyecto de Ley General de Electricidad que va a establecer ese tipo de competencias. Pero los marcos actuales no la contienen y además contradice el concepto de tarifa tope algunos principios de la ley 7593. Exige al inversionista una rentabilidad menor que la establecida por una metodología como el CAPM, promoviendo un negocio potencialmente ruinoso y en contra del equilibrio financiero de la empresa, tema establecido en la ley 7593.

En este informe se sustituye el esquema de tarifa tope por uno de banda tarifaria. Véase al respecto el punto 3.1.1. de este informe. En relación con la aplicación de la metodología CAPM, véase el punto 3.1.2. En cuanto al marco legal que permite al ICE establecer contratos para compras de electricidad en el marco de la Ley 7200, con base en un esquema de banda tarifaria definido por la ARESEP, véase el punto 3.1.13. de este informe.

No hay evidencia en el modelo del criterio de sostenibilidad ambiental que se establece en la ley 7593, hay elementos importantes que deberían considerarse para valorar este criterio, costo de oportunidad y externalidad de las fuentes térmicas y el costo de oportunidad me refiero a que si no se instalan plantas térmicas y el país ocupa plantas

renovables. Se tendría que hacer instalación de plantas térmicas, con la diferencia de costos, con la diferencia en cuanto a emisiones, con la diferencia en cuanto salida de divisas, con la diferencia en cuanto a los problemas de imagen de un país.

En su argumento, el opositor confunde el concepto de “sostenibilidad ambiental” con el “factor ambiental” previsto en la fórmula de la tarifa, y eso le conduce a la conclusión equivocada de que no se cumple el artículo 31 de la Ley 7593. Al respecto, véase el punto 3.1.5 de esta sección.

La ARESEP también cita la posibilidad de que estas tarifas que se decidan a través de este proceso se apliquen a generadores privados que venden a otros agentes autorizados, pero realmente no conocemos que hayan otros agentes autorizados o bajo qué normativa jurídica podría hacerse eso porque la única posibilidad que conocemos es la ley 7200 para los generadores privados. Si pudiera ilustrarnos la Autoridad Reguladora en este tema realmente podríamos valorar ese asunto porque no consta en el expediente cuáles son esas otras opciones.

El propósito de dejar abierta la aplicación de esta metodología a eventuales transacciones de energía con compradores distintos al ICE es considerar la posibilidad de que la legislación nacional experimente cambios en el futuro que permitan ese tipo de transacciones. En esa eventual situación, podría no ser necesaria la aprobación de una nueva metodología para regular las ventas de energía producida con plantas eólicas nuevas.

Sobre la cita de caso específico, téngase por mencionado el caso de las ventas de Coneléctricas a las diferentes Cooperativas de Electrificación Rural.

Los modelos y los parámetros de cálculo, según indica el mismo expediente de esta audiencia pública fueron hechos por el ICE que es el comprador, lo que evidencia el conflicto de interés.

Sobre el tema abordado en el párrafo anterior, véase lo expuesto en el punto 3.1.11 de esta sección.

El 7 de mayo del 2010, según la resolución RJD-009-2010, publicada el 7 de junio del 2010, establece una metodología para fijar tarifas a los generadores existentes. El trámite tarifario actual contempla el caso de una tarifa para la recontractación y además el trámite que estamos discutiendo ahora hace diferencia en casos hidroeléctricos y casos eólicos, lo cual es digamos un elemento adicional a diferencia de lo que se estableció en la anterior resolución de la Junta Directiva y consideramos muy prudente para evitar confusiones, para evitar contradicciones y para evitar errores solicitarle a la ARESEP la derogatoria y archivo de esta resolución publicada el 7 de junio del 2010.

Los modelos tarifarios que se discutieron en la audiencia pública del 6 de abril de 2011 solamente son aplicables a plantas eólicas nuevas. Sobre este tema, véase lo expresado en el punto 3.1.10 de esta sección.

El modelo no incluye el impuesto del 15% a los dividendos que establece la Ley del Impuesto sobre la Renta en su artículo 18, inciso a. Lo cual refleja usando una tasa impositiva global de 40,5%, que conjuga el impuesto de la renta y el impuesto a la distribución de dividendos.

Sobre lo expresado en el párrafo anterior, véase el punto 3.1.9 de esta sección.

La tarifa de venta de energía debe regir por toda la vigencia del contrato, esto es algo muy importante porque de lo contrario no vamos a tener ninguna posibilidad de lograr financiamientos bancarios y los ajustes deben ser periódicos por las variables de inflación interna y externa y así como por devaluación, porque realmente la parte financiera también es variable. Las tasas son variables, es muy difícil encontrar tasas fijas a nivel del sector financiero, entonces se propone una fórmula que se anexa en el estudio que hemos entregado en documentación aquí a la entrada de esta audiencia para que sea valorada por la Autoridad Reguladora.

Sobre la duración de los contratos, véase lo expresado en el punto 3.1.4 de esta sección. Y sobre el tema del financiamiento, véanse los puntos 3.1.2 y 3.1.3.

El costo de inversión eólico, los valores propuestos en la base de datos de ARESEP son básicamente proyectos propuestos, la mayoría de ellos están fuera del rango de 20 Megavatios y no han iniciado ninguna construcción o casi ninguna. Son proyectos poco representativos para valorar el costo de inversión pues al final no se sabe cuánto van a costar. En el rango de los proyectos menores a 20 Megavatios en construcción hay en Costa Rica dos proyectos, el Valle Central, cuyo costo de 3.000, casi 3.500 dólares por kilovatio instalado y ahí sí tenemos muchas referencias de gente conocedora del tema que considera que es muy alto ese costo y el del Proyecto Eólico Los Santos, cuyo costo es de 2.800 dólares, según indicaron los representantes de las cooperativas en la conferencia Concapam. Es adecuado considerar para el costo de inversión de las plantas eólicas el valor que tiene en estos momentos el Proyecto Eólico Los Santos.

Sobre lo expresado en el párrafo anterior a propósito de la estimación de los costos de inversión, véase el punto 3.1.7 de esta sección.

Sobre la muestra de proyectos escogidos para el cálculo de la tarifa, véase la sección 4.5 del informe técnico (433-DEN-2012).

En el tema de rentabilidad (CAPM), haciendo un análisis del proceso para el caso de Costa Rica, según información aportada no solo por asociados de ACOPE, si no académicos del Tecnológico, tenemos un efecto de ajustar este proceso al caso costarricense y los valores que da, están explicados en el documento. Primero están dentro del rango del 15 y 18 y del 27 y 96 el valor de los señores académicos del Tecnológico y los que nosotros calculamos para los casos específicos en contratos nuevos, son 15, 81 y 9.45 para el tema de la rentabilidad del costo de capital del inversionista.

En la propuesta que se presenta en este informe se actualizan varios de los parámetros utilizados para aplicar la metodología de CAPM. Véase al respecto el punto 3.1.2 de este informe.

*Respecto al ajuste de la tarifa, se propuso que sea sólo sobre los costos de explotación, siendo esto inadecuado debido a lo prolongado de los plazos propuestos para los contratos, que corresponden a 14 y 20 años de operación a las cuales hay que sumarles el periodo constructivo. En estos plazos debe de ajustarse la totalidad de la tarifa, ya que los flujos futuros se ven afectados por la inflación y la devaluación. En cuanto a la inflación, es conveniente utilizar el parámetro del Índice de Precios al Productor de los EEUU usando como fuente el Bureau of labor Statistics de los Estados Unidos de América, para el resto de los componentes, se plantea utilizar la inflación nacional y el tipo de cambio del colón costarricense frente al dólar, tal y como se muestra: $P1 = P_{i-1} * ((0,6 * (IPP_i / IPP_{i-1}) + 0,4 * ((1 + (IPI_i / IPI_{i-1})) / (1 + (TC_i / TC_{i-1}))))$*

En relación con el tema del período constructivo, se indica que en la propuesta de este informe se está incluyendo la capitalización de los gastos financieros durante el periodo de gracia, para evitar que se descapitalice el proyecto y la inversión corra el riesgo de liquidez durante el proceso de obra. Respecto a las condiciones financieras incluidas en el modelo propuesto, se procedió a solicitar información a los entes financieros de tal manera que ésta sea precisa y corresponda con las condiciones actuales para proyectos de este tipo. Además, en las actualizaciones periódicas de la franja se están considerando las variables financieras (ver punto 3.1.6).

3.2.6. Esteban Lara Erramouspe, cédula 1-785-994:

La tarifa establecida por la ARESEP no da una rentabilidad adecuada para la actividad que se realiza. El modelo tarifario de la ARESEP es metodológicamente correcto, pero la información aplicada al mismo es incorrecta y las señales que está dando la ARESEP al mercado no incentivan para nada la participación de la empresa privada.

En el punto 3.1.12 de esta sección se explica sobre los principales aspectos del modelo tarifario propuesto en este informe que tienden a estimular la inversión privada para la generación de energía eólica, en el marco de lo que establece la Ley 7200.

Sobre la estructura tarifaria, la estacionalidad concentra demasiado los ingresos en 5 meses del año, lo cual digamos financieramente a veces no es lógico para los que tienen cargas financieras. Ya que se observa que el 66% de los ingresos se generan en 5 meses del año, mientras que los restantes 7 meses sólo ingresa el 34%, lo cual crea un desbalance importante para cubrir el gasto corriente de una empresa endeudada.

La estructura tarifaria está diseñada para que se generen todos los recursos financieros que el proyecto requiere. La gestión de los fondos a lo largo del año se encuentra en el ámbito de la gestión administrativa por parte del inversionista. La periodicidad anual de las compras de energía responde a requerimientos de demanda de energía del Sistema Eléctrico Nacional y por eso es una condición externa al diseño del modelo tarifario.

En cuanto a la producción real de una central, vemos que el método utilizado por ARESEP es muy simplista, inclusive hacen sus cálculos a la hora de hacer la aplicación con una eficiencia de 0,91, me imagino que es una tecnología muy nueva y nosotros hicimos un análisis operativo real de una planta, o sea, introduciendo la parte de los factores hidrológicos, las eficiencias de los equipos reales a sus diferentes niveles de operación y nos arroja que en vez de ser un 14,35 Gigavatios por año en el caso de una planta de 2,5 daría como a 14,7 Gigavatios y aunque la variación pareciera positiva el valor en la fórmula está en el índice inferior, lo cual reduce otra vez la tarifa.

Para la determinación del factor de planta (Fp) se contemplarán valores de factores de carga o de planta, únicamente de plantas nacionales, considerando la información para los cinco últimos años disponibles, según la base de datos de la Autoridad Reguladora. Para estos efectos se considerará un promedio ponderado de los factores de carga de los generadores privados que hayan estado generando durante una proporción sustancial del respectivo año (10 ó más meses).

La ponderación de cada año se hará con base en la capacidad instalada de cada proyecto. La ponderación para obtener el total de los cinco años se hará con base en la capacidad instalada de cada uno de los años.

Concretamente en esta fijación se utiliza un factor de carga de 0,39.

No es comprensible cómo la rentabilidad de una inversión debe bajar al vencerse el plazo del contrato, ya que lo que incentiva en un ambiente real de inversión es a vender esas plantas y buscar nuevas inversiones que generen más rentabilidad. Esta diferenciación viola los principios de igualdad de trato en un mercado abierto, y al único que beneficiaría sería al intermediario (ICE) que reduciría sus costos de compras de energía y no necesariamente lo trasladaría a sus consumidores (por lo menos a la fecha no lo ha hecho con las plantas que renovaron contratos bajo los términos de la Ley 7200).

En relación con el tema tratado en el párrafo anterior, véase el punto 3.1.10 de esta sección.

En el caso de la inversión y plazo del contrato, se debe aclarar si el financiamiento es el inicial al suscribir el financiamiento o la forma en que debe aplicarse. En la parte impositiva, solo se prevé la aplicación de los impuestos de renta y no se están contemplando los impuestos a los dividendos. La legislación existente aplica una tasa impositiva del 15% a las utilidades que se reparten entre los socios de las empresas.

En relación con el tema del reconocimiento del impuesto a los dividendos, véase el punto 3.1.9 de esta sección.

La tasa de interés aplicada a la inversión debe ser la efectiva, es decir, que incluya los costos de formalización y comisiones, a menos que los mismos sean incluidos como parte de los costos de la inversión total.

La tasa de interés se estimó con la tasa que calcula periódicamente el Banco Central de Costa Rica para préstamos en dólares al sector industrial. Sobre este tema, véase el punto 3.1.3.

En el cálculo de la rentabilidad del costo, el ARESEP plantea utilizar un beta un poco desactualizado y, o sea, un apalancamiento medio de proyectos que no necesariamente es la realidad para cada uno de los proyectos.

En este informe se acoge la recomendación expresada en varias oposiciones, en el sentido de utilizar como fuente la información proporcionada y publicada en Internet por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York. Véase al respecto el punto 3.1.2.

3.2.7. José Daniel Lara Aguilar, cédula 1-1326-0817:

El problema comienza que a pesar de que ARESEP pretende estimular la inversión al utilizar términos de referencia que brinda el ICE siendo el único comprador no logra reflejar las actividades de los costos de la energía ni los mercados de inversión y, bueno, eso ya se ha mencionado anteriormente, pero lo que sucede es que al fallar en esta tarea hace que el modelo, si bien matemáticamente correcto, carezca de aplicabilidad real y vamos a tocar muy claramente el concepto de ganancia razonable que choca con el concepto de una tarifa tope sea puesto en marcha, pues que una tarifa inferior de resultado de una ganancia no razonable. Entonces si decimos que es una tarifa tope para una ganancia razonable, pues una tarifa inferior sería una ganancia no razonable.

En este informe se propone un esquema de banda tarifaria, no una tarifa tope. Véase el punto 3.1.1. de esta sección.

El valor del parámetro “beta” del modelo CAPM utilizado en el presente informe, dice que son basados en los informes 499-DEN-2000 y 837-DEN-2000, que no son sencillos de encontrar, puesto que son del año 2000, pero después de un esfuerzo casi que de biblioteca, encontrándolos aquí en la ARESEP, veamos un par de detalles y de frases que están en los mismos informes. Lo primero que podemos ver que aquí se estableced que desde el año 2000 esas limitaciones que don Álvaro menciona son conocidas.

Estamos en el 2011, no se ha resuelto con certeza el conocimiento de los Betas para los réditos de capital. Eso hace pensar mucho de si esas ganancias razonables que pretenden estos informes se pueden lograr con información que no se ha tratado de actualizar y veamos aquí lo primero y es que las fuentes, dice muy claramente y lo voy a leer, “las limitaciones se originan en el caso de las Betas, debido a que el consultar en Internet la probable fuente de información se debe indicar que debe digitarse un número de tarjeta de crédito para continuar con la consulta”. Eso quiere decir que entonces los procedimientos para la elaboración tarifaria están basados en información gratuita de Internet y que no se han hecho ni las inversiones necesarias para adquirirlas de fuentes que sean un poco más serias o un poco más confiables.

En relación con el valor de la beta se acoge la recomendación expresada en varias oposiciones, en el sentido de utilizar como fuente la información proporcionada y publicada en Internet por el Dr. Aswath Damodaran, profesor de la Universidad de Nueva York. Véase al respecto el punto 3.1.2.

3.2.8. Tobías Cossen, cédula 1267600140826:

Lo que ARESEP con esa tarifa y con ese modelo con una tarifa tope del 9,4 centavos hace es impedir la inversión privada de proyectos. Porque con esa tarifa no hay proyecto que se pueda realizar claramente.

Las mejoras introducidas en el modelo tarifario que se propone en este informe permiten elevar su capacidad para estimular la inversión privada orientada a vender energía eólica al ICE en el marco de la Ley 7200. Sobre los incentivos a la inversión que puede generar esta metodología, véase el punto 3.1.12.

3.2.9. Federico Fernández Woodbridge, cédula 1-844-157:

Una tarifa fija, lo que ARESEP está proponiendo es ajustar los costos de explotación, o sea, posiblemente los empleados puedan seguir comprando su canasta básica y yo pueda comprar repuestos y ese tipo de cosas, pero qué pasa con los dividendos. En otras palabras, el inversionista entra a un proyecto para ganar dinero y ese dinero tiene que por lo menos guardar su poder adquisitivo y lo que está pasando con el dólar hoy día es muy preocupante. Entonces quería empezar con ese punto.

En este informe se amplió el criterio de actualización de costos para que incluya todas las variables que inciden en el cálculo de la franja tarifaria. Para estos efectos, véase lo que se expresa en el punto 3.1.6.

La tasa de rentabilidad justa del 11.43 que la ARESEP está planteando es muy interesante porque el banco financista de la región por excelencia es el Banco Centroamericano y la tasa de corte del Banco Centroamericano es un 12, o sea, cualquier proyecto que cualquiera de las personas que esté aquí lo lleve al BCIE a financiar le van a decir, no, mire yo no le puedo financiar este proyecto, porque yo tengo una tasa de corte del 12%.

Sobre lo expuesto por el opositor en el párrafo anterior, véase el punto 3.1.2. de esta sección.

3.2.10. Allan Broide Wohlstein, cédula 1-1110-0069:

Si se pone una tarifa tope se pierde el concepto del incentivo, se cae en un problema que se llama el “winners curse” o la maldición del ganador, que es un fenómeno que se da en subastas o en procesos de licitación y uno de los ejemplos es el proyecto que ganó en la licitación pasada y además lo pone en una posición de negociación asimétrica con el comprador único, como mencionaron los otros, es decir, no hay claridad de cómo se determinaría el precio final.

En caso de poner una tarifa tope, no deberían usar el precio promedio, si no el precio en el margen, verdad, deberían usar los costos más altos y la eficiencia más baja con el fin de incluir todos los proyectos y no caer en los vicios digamos o en los problemas que eso implica.

Dado el tiempo que se quiere para traer los nuevos proyectos, lo mejor es definirlo de una vez. Si ustedes fijan el precio, ya no tenemos que entrar a un proceso de año y medio con el ICE para determinar cuál va a ser el precio nuevo.

Se coincide con lo expresado en el texto anterior, en relación con las desventajas asociadas a establecer una tarifa tope. Véase al respecto el punto 3.1.1. de esta sección. Por otra parte, en cuanto a los inconvenientes de establecer una tarifa única para fijar el precio de venta de la energía a comprar por el ICE en el marco de la Ley 7200, véase el último párrafo del punto 3.1.1. y en el punto 3.1.13 de esta sección.

3.2.11. Claudio Volio Pacheco, cédula 1-302-793:

Y sin la financiación es indispensable que hayan tarifas adecuadas y pliegos tarifarios bancables, o sea, las tarifas tienen que ser predecibles y como se dijo anteriormente tienen que darle tranquilidad a los bancos y entre esos costos que existen y que no aparecen en el modelo, existen costos como los intereses durante la construcción y otra serie de costos, las reservas que hay y demás, por lo cual hay que poner los pies en el suelo y saber lo que cuesta financiar una planta que como digo si no hay financiación no hay plantas.

En relación con el tema del financiamiento, véase el punto 3.1.3. de esta sección.

3.2.12. Aeroenergía S.A., representada por Salomón Lechtman Koslowsky, cédula 105270594

Se solicita a la Autoridad Reguladora que no establezca una tarifa tope de referencia, sino que, como lo indica la ley 7593, fije una tarifa para la compra venta de energía entre los generadores privados y el ICE al amparo del primer capítulo de la ley 7200, misma que debe considerar las fuentes de riesgo asociadas al tamaño y a las características de la inversión.

Se ha considerado conveniente eliminar la tarifa tope, pero no se apoya la idea de una tarifa única. En cambio se ha decidido establecer un sistema de banda tarifaria que ofrezca un margen de oportunidades amplio para presentar ofertas al ICE. Véase el punto 3.1.1 de este informe. Respecto al tema de riesgos, la propuesta tarifaria se limita al tratamiento brindado mediante el uso del CAPM.

No parece haber evidencia, dentro del modelo de la ARESEP, sobre la inclusión de una variable que represente el criterio de sostenibilidad ambiental, indicado en la ley 7593, aunque el contexto del documento sobre el modelo habla continuamente de este tema, y lo pondera como parte del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014.

En su argumento, el opositor confunde el concepto de “sostenibilidad ambiental” con el “factor ambiental” previsto en la fórmula de la tarifa, y eso le conduce a la conclusión equivocada de que no se cumple el artículo 31 de la Ley 7593. Al respecto, véase el punto 3.1.5 de este informe.

Igualmente no está clara la forma en que este modelo pretende “atraer” inversión para el desarrollo de electricidad con recursos renovables y participación del capital privado [...]

Con el fin de aclarar estos aspectos, se precisaron de forma más clara los incentivos que se establecen con esta propuesta. Véase el punto 3.1.12 de este informe.

Es inadmisibles que el modelo y los parámetros de cálculo hayan sido elaborados por el ICE, quien es una de las partes en la relación de compra venta de energía del capítulo 1 de la Ley 7200.

Se aclara que la ARESEP debe brindar a todos los interesados la oportunidad de aportar elementos para el mejoramiento de la propuesta y que precisamente para ese propósito se realizó la audiencia pública. Véase el punto 3.1.11 de este informe.

Los generadores privados pueden participar en la venta de electricidad, únicamente bajo el marco de la ley 7200 y sus reformas, y su único comprador es el ICE.

Se aclara que existe normativa adicional a la Ley 7200 aplicable a las ventas de las cooperativas y que eventualmente se podría dar una mayor apertura del mercado.

Igualmente es necesario resolver la situación del expediente tarifario ET-135-2008, y su resultado, la resolución RJD-009-2010 publicada en La Gaceta No. 109 del lunes 7 de junio del 2010, entre las páginas 83 a 93.

Se aclara que esta propuesta solo se aplica a las plantas de generación eléctrica nuevas. Véase el punto 3.1.10 de este informe.

No incluye el impuesto del 15% a los dividendos que establece la Ley de Impuesto Sobre la Renta en su artículo 18, inciso a (Ley 7092, publicada en La Gaceta No. 96 del 19 de mayo de 1988).

Se aclara que no se considera procedente que este pago sea reconocido en la propuesta tarifaria. Véase el punto 3.1.9 de este informe.

Como la tarifa se establece en dólares estadounidenses, se debe aclarar que debe ser convertible al tipo de cambio de venta correspondiente al día en que se realice la facturación mensual de la energía entregada.

En el punto 2.10 del modelo, se reformuló en forma más clara la forma en que debe aplicarse el tipo de cambio.

En cuanto al ajuste de la tarifa, se debe establecer que el valor al que se contrató la venta de energía, debe regir para toda la vigencia del contrato, ajustándose periódicamente por variables de inflación interna y externa, así como por la devaluación del colón.

Bajo el esquema de banda tarifaria, el valor del contrato negociado por el operador con el ICE puede ajustarse periódicamente de común acuerdo, siempre que no se excedan los límites establecidos en dicha banda, la cual se ajustará de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593.

Se sugiere a la Autoridad Reguladora el uso del costo de inversión del PH Los Santos (US \$ 2 800 / kW) como una referencia válida para el valor de ese parámetro en el modelo de cálculo de tarifas para proyectos eólicos.

En la propuesta se propone el uso de los valores de inversión de una muestra representativa de plantas de hasta 20 MW, para calcular la banda tarifaria. Alternativamente, si hubiera problemas de información se propone utilizar estructuras de costo de las plantas eólicas obtenidas de bibliografía especializada. Véase el punto 2.7 de este informe.

Es necesario revisar a futuro la información sobre plazos, tasas y condiciones del financiamiento bancario utilizados en el cálculo de la tarifa, pues la información consignada en el documento de la ARESEP es de una época previa a la crisis financiera internacional.

Todas las variables que inciden en el cálculo de la tarifa serán objeto de revisión de conformidad con lo que establece la ley 7593. Véase el punto 3.1.6 de este informe.

El reto entonces consiste en determinar la forma como se debe ajustar el CAPM para reflejar la realidad del sector de generación eléctrica privada en Costa Rica.

Con respecto a la aplicación del CAPM véase lo indicado en el punto 3.1.2 de este informe.

El cambio de estructura que se está presentando el documento de la Autoridad Reguladora modifica la propuesta de operación bajo la cual se han diseñado y construido las plantas de energía renovable privada en existencia. Se debe hacer una simulación detallada para evaluar el efecto de este ajuste, en cual no se pueda completar a tiempo previo a realización de la Audiencia Pública.

Es importante indicar que todo el modelo será objeto de evaluación periódica para introducir los ajustes pertinentes. Esa evaluación puede incluir los aspectos relacionados con la estacionalidad de la demanda, al cual se refiere el opositor en el párrafo citado.

La ARESEP propone que, una vez fijada la tarifa, durante el plazo contractual únicamente se ajuste el componente de la tarifa correspondiente a costos de explotación. Esto es inadecuado debido a lo prolongado de los plazos propuestos para los contratos, que corresponden a 14 y 20 años de operación, a los cuales hay que sumarles el período constructivo. En esos plazos, debe ajustarse la totalidad de la tarifa, ya que los flujos futuros se ven afectados por la inflación y devaluación.

Todas las variables que inciden en el cálculo de la tarifa serán objeto de revisión de conformidad con lo que establece la ley 7593. Véase el punto 3.1.6 de este informe.

3.2.13. Hidroeléctrica Caño Grande, representada por Alonso Núñez Quesada, cédula 4-160-063:

Este objeto o esta filosofía existente en el modelo matemático tiene serios roces con lo establecido en la Ley No. 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. La potestad tarifaria, como bien se indica y lo ha indicado en sendos votos la Sala Constitucional es un poder deber, pero más que eso es una potestad de imperio que la Ley le atribuyó a una entidad descentralizada para que estos funcionarios como funcionarios y acogidos al principio de legalidad puedan entonces aplicar la legislación existente. Las pautas de esa potestad tarifaria claramente se establecen en los artículos 3, 5, 25 a 29 y 31 de la Ley No. 7593. Y resulta que al ser una potestad de imperio, porque efectivamente incide dentro de la esfera jurídica de los particulares y eso de incidir dentro de la esfera jurídica de los particulares tiene sus vicisitudes porque significa la facultad de imperio que tiene el Estado de venir a restringir, de venir a limitar o de venir a eliminar las situaciones jurídicas consolidadas que existen en una relación contractual.

Eso quiere decir que de acuerdo con lo que se quiere en el método matemático y si se puede observar, es que existe una falta de competencia finalmente en el momento en que se haga la respectiva fijación del precio entre el generador y el Instituto Costarricense de Electricidad, ¿por qué? Porque no existe ninguna norma que autorice a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos a establecer una tarifa que determine un tope de referencia y que permita al generador y el ICE establecer precios de la relación contractual. Eso implicaría una delegación de esa potestad tarifaria y no existe una norma que establezca esa potestad de delegación de parte de la Ley para que un particular pueda establecer un precio, que es público, y precisamente ahí es donde existe un roce sobre el concepto de la reserva de ley. Y el por qué debe existir una norma jurídica que establezca esa posibilidad de delegar, de delegar esa facultad. El modelo remite a que el precio sea determinado entre el generador y el ICE, quienes fijan la tarifa son ellos y no la ARESEP. Van definir una tarifa a los proveedores.

Donde precisamente el eje transversal que tiene la Ley de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos es que como entidad la ARESEP venga a ser el ente imparcial que venga a determinar esa tarifa, esa potestad, esa contraprestación económica que es la justa que debe de dársele al prestado de ser servicio público, pues efectivamente he incluido acá que si se da un concepto de un sistema de banda, porque del tope a cero hay una banda. Y entonces eso implicaría desconocer efectivamente las competencias que tiene a favor la ARESEP por la falta de la aplicación, que es un vicio, la falta de competencia es uno de los vicios más graves que tiene la conducta administrativa. Y entonces se violan por esa falta de aplicación los artículos 3, 5, 29, 30 y 31 de la Ley N° 7593.

El Estado recientemente en el año 2009 por opinión jurídica OJ-66-2009 ha dicho que el establecimiento de un sistema de bandas en una tarifa es ilegal y es una conducta ilegítima que desplegaría el ente regulador. Creo que aunque la opinión jurídica no es vinculante, sí se debe de tener en mente, que es una fuente de derecho administrativo como jurisprudencia. Y esto efectivamente tiene un resabio de que se de valorar en este instante procesal, de que por estar en la etapa preparatoria deben de observarse estos temas atinentes con las facultades, con esa facultad de imperio, con la reserva de Ley No. 7593 que tiene el ente regulador, en donde se establece que no puede delegar esa competencia a los particulares en la relación de la concesión.

Otro efecto que se puede producir con una tarifa de referencia un tope y es que puede darse un efecto de liberalización del servicio porque efectivamente puede existir una liberalización de las potestades de fijación tarifaria cuando exista una liberalización del servicio público, como bien lo establece el artículo 50 de la Ley General de Telecomunicaciones, donde se dice que las tarifas de los servicios de telecomunicaciones disponibles al público solo son fijadas por la SUTEL en un inicio, pero conforme el mercado sea más eficiente y que pueda garantizarse una competencia efectiva las tarifas serán fijadas por los proveedores.

Es claro que si no existe una liberalización del servicio público de generación, no puede darse una traslación del ejercicio de la potestad de imperio en la fijación tarifaria a ese generador y el ICE. Porque de lo contrario entonces entraríamos en una liberalización del servicio público contenida en el artículo 5 de la Ley N° 7593.

En cuanto al marco legal que permite al ICE establecer contratos para compras de electricidad en el marco de la Ley No. 7200, con base en un esquema de banda tarifaria definido por la ARESEP, véase el punto 3.1.13 de este informe.

3.2.14. El Embalse S.A., representada por Manrique Rojas Araya, cédula 1-893-107:

La tasa libre de riesgo es un poco diferente, pero es simplemente porque se está usando una base más amplia. Ya el Beta desapalancado, ya en una presentación anterior se habló bastante de eso. Se usan datos totalmente desactualizados de hace 11 años y esos informes el DEN-499 y 837 no estaban en el expediente, uno de los expositores sí los pudo ubicar, yo no los encontré en el expediente por lo menos. Y, por qué si en el 2008 se usaba una base de datos que es bastante prestigiosa, la del profesor Damodaran de la Universidad de Nueva York, por qué ahora no se está usando, por qué si en el 2008 se usó una base de datos actualizada en ese momento en el 2011 nos devolvemos al 2000.

El valor del parámetro “beta” que se está utilizando es el que proviene del sitio de Internet del profesor Damodaran. Véase al respecto el punto 3.1.2 de esta sección.

El costo de inversión. Se debería de usar datos de menos del 20 Megas, con las plantas ya construidas, no de papel. Si vamos usar plantas de otro lado, no importa, pero hagamos los ajustes correspondientes, hay plantas que tienen un tratamiento fiscal muy preferente en otras latitudes. En cuanto al costo de explotación, incluyamos todos los

costos, incluyamos las plantas privadas, la información que ya se les dio en el 2008, en las del ICE incluyamos todos los costos, no solo parte y eso sí sugerimos que el valor de referencia para el cálculo no son 10 Megavatios, si no es el punto donde comienza a tener inflexión la curva.

No se establecieron los valores de los costos de inversión con respecto a una planta modelo de 10 MW, ver 3.1.8. Sobre costos de inversión véase el punto 3.1.7 de esta sección.

Además las condiciones financieras no se pueden establecer constantes en el día 1 para toda la vida del contrato, hay una variabilidad. Los impuestos. Se deben incluir todos los impuestos, no solo parte. La rentabilidad. Se debe ser consistente, se deben usar fuentes independientes, verificables y ajustar la metodología CAPM a la realidad del sector y del país.

En relación con el tema de las condiciones financieras, véase el punto 3.1.3 de esta sección. En relación con el tema del reconocimiento de impuestos, véase el punto 3.1.9 de esta sección. Y en relación con la metodología CAPM, véase el punto 3.1.2 de esta sección.

Sobre la Tarifa tope, debe ser una tarifa definitiva. Y en cuanto a la fórmula de ajuste debe ser completa, no parcial, no solo ajustar la operación y mantenimiento, eso no me permite que el proyecto sea bancable.

En relación con el esquema tarifario a emplear, véase el punto 3.1.1 de esta sección. En cuanto al tema de la actualización de los costos, véase el punto 3.1.6.

3.2.15. Hidro Venecia S. A., representada por Rafael Rojas Rodríguez, cédula 9-009-547:

Para utilizar el modelo CAPM es necesario emplear el modelo desarrollado por la Escuela de Administración de Negocios del Instituto Tecnológico de CR, para el contexto de una economía emergente.

En relación con el uso de la metodología CAPM, véase el punto 3.1.2 de esta sección.

Sobre el costo financiero, el modelo de ARESEP propone una tasa de interés con base en ofertas presentadas en la licitación 2006LI-00043-PROV del BOT hidroeléctrica que promovió el ICE y de los proyectos hidroeléctrica Vara Blanca y El Angel, S.A. Para este costo debe considerarse no solo la tasa de interés, las comisiones de formalización y de desembolso, las reservas de liquidez que exija el ente financiero y cualquier otro costo relacionado con la obtención del financiamiento.

Como se indicó en el punto 3.1.3, la forma de estimar la tasa de interés fue variada con respecto a la que se planteó en la propuesta sometida a audiencia pública.

*Indexación de la cuota fija de capital, es necesario indexar semestralmente, lo anterior con el fin de mantener el poder adquisitivo de los pagos correspondientes, bajo las siguientes ecuaciones: $Cen = Cen-1 * (IPPIcrn / IPPIcrn-1)$ y $Mn = Mn-1 * (IPPIusan / IPPIusan-1)$ y también debería de aplicarse en el periodo de construcción.*

En relación con la forma de indexar la tarifa, véase el punto 3.1.6 de esta sección.

En lo que respecta a la vida económica del proyecto, para incentivar la inversión en proyectos hidroeléctricos lo recomendable es que los plazos de contratación iguallen la vida económica del proyecto.

En relación con la periodicidad de los contratos, véase el punto 3.1.4 de este informe.

El concepto de tarifa tope, ya que no es procedente establecer una tarifa tope de referencia, El artículo 6, inciso d de la Ley N° 7593 de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, establece la potestad de fijar tarifas pero el artículo 31 señala que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público. Por lo cual, ARESEP no puede delegar su función en otros entes, cosa que haría si establece una tarifa tope.

No se establece un esquema de tarifa tope, sino uno de banda tarifaria. Véase al respecto el punto 3.1.1 de esta sección. En cuanto a la legitimidad de establecer una banda y no una tarifa puntual, véase el punto 3.1.13 de esta sección.

- III.** Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y el mérito de los autos, lo procedente es fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos nuevos que utilicen el viento como insumo para generar energía eléctrica para la venta al ICE al amparo del Capítulo I de la Ley 7200 y sus reformas u otros compradores debidamente autorizados por la Ley, tal y como se dispone.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593 y sus reformas, en la Ley general de la administración pública, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, Reglamento a la Ley 7593, en el Reglamento interno de organización y funciones y, en lo dispuesto por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora mediante artículo 6 del acuerdo 05-075-2011 de la sesión ordinaria 75-2011, celebrada el 14 de diciembre de 2011;

EL COMITÉ DE REGULACIÓN RESUELVE:

- I. Fijar la banda tarifaria para todos los generadores privados eólicos nuevos que firmen un contrato para la venta al Instituto Costarricense de Electricidad al amparo del capítulo I de la Ley 7200 u otros compradores debidamente autorizados por la Ley, compuesta por la tarifa inferior (límite inferior) de \$0,0830 por kWh, la tarifa promedio en \$0,1000 por kWh y una tarifa superior (límite superior) de \$0,1171 por kWh.
- II. Establecer la siguiente estructura para la tarifa resultante (\$/kWh).

Estación		Tarifa
Alta	Mínimo	0,1100
	Promedio	0,1326
	Máximo	0,1553
Baja	Mínimo	0,0441
	Promedio	0,0531
	Máximo	0,0622

- III.** Las condiciones a aplicar a esos generadores privados son las señaladas en la Resolución RJD-163-2011, así como lo señalado en la sección 4 del respectivo informe técnico que sirve de fundamento a esta resolución.
- IV.** Indicar a todas las empresas de generación privada afectadas por esta fijación tarifaria, que para mejorar esta metodología en el futuro, los generadores privados eólicos tendrán la obligación de presentar anualmente a la ARESEP la información financiera auditada. De lo contrario, estarán sujetos a la aplicación de las sanciones que establece los artículos 24, 38 inciso g y 41 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593.
- V.** Indicar a las personas físicas y jurídicas que presentaron oposiciones o coadyuvancias, que se sirvan tener como respuesta lo indicado en el Considerando II de este acto, agradeciéndoles su valiosa participación y los aportes recibidos durante el proceso tarifario.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública, se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Comité de Regulación, al que corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la Ley General de la Administración Pública, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

CARLOS SOLANO CARRANZA

LUIS FERNANDO CHAVARRÍA ALFARO

LUIS ALBERTO CUBILLO HERRERA

1 vez.—O. C. N° 6450-2012.—Solicitud N° 46103.—C-2475040.—(IN2012058201).

RESOLUCIÓN 856-RCR-2012

San José, a las 13:00 horas del 11 de mayo de dos mil doce

CONOCE EL COMITÉ DE REGULACION DE LA PETICIÓN TARIFARIA PRESENTADA POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD PARA LOS SERVICIOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

EXPEDIENTES ET-177, ET-178, ET-179-2011

RESULTANDO:

- I-** Que el Instituto Costarricense de Electricidad, por intermedio del Ing. Teófilo de La Torre Arguello, quien actúa en calidad de Presidente Ejecutivo con facultades de apoderado general sin límite de suma, según consta a folio 16 del expediente, presentó solicitud para que se ajusten las tarifas de los sistemas de generación, transmisión y distribución, la cual se fundamenta en la sesión extraordinaria 11-11 celebrada el 16 de agosto del 2011 por el Consejo Presidencial de Competitividad e Innovación del Gobierno de la República, en la cual se acordó modificar el Plan Nacional de Desarrollo para incorporar dentro de la sesión de Competitividad e Innovación, Acción Estratégica, Simplificación de los trámites, un nuevo objetivo y una meta dirigidos a aumentar la competitividad del sector productivo.
- II-** Que la Dirección de Servicios de Energía, mediante Oficio 890-DEN-2011 / 9841 del 14 de diciembre de 2011, otorgó admisibilidad a la petición de tarifas.
- III-** Que la primera convocatoria a audiencia pública fue publicada en los diarios Al Día y Extra del 21 de diciembre de 2011; y en el Alcance 111 a La Gaceta 248 del 26 de diciembre de 2011 (folios 86, 87 y 124 ET-179-11). La segunda convocatoria a la audiencia pública, se publicó en los diarios La Nación y La República del 16 de marzo de 2012 y en La Gaceta 59 del 22 de marzo de 2012.
- IV-** Que la primera audiencia pública se llevó a cabo el 9 de febrero de 2012, según consta en el acta 12-2012 visible del folio 165 al 174 del ET-179-11 y la segunda audiencia pública se efectuó el 12 de abril de 2012, según consta en el acta 35-2012 que corre del folio 352 al 361 de ese mismo expediente.
- V-** Que de conformidad con lo indicado por la Dirección General de Participación del Usuario en el Oficio 760-DGPU-2012, visible del folio 364 al 367 del expediente ET-179-11, se presentaron las oposiciones y coadyuvancias siguientes:
 - a) Junta Administrativa de Servicios Eléctricos de Cartago S. A., representada por el señor Oscar Meneses Quesada.
 - b) Grupo de Vecinos de la localidad de Quepos, Puntarenas.
 - c) METALCO, S. A., representada por el señor Ricardo Dapena Rivera.
 - d) Componentes Intel de Costa Rica, S. A., representada por el señor Michael Lynn Forrest.
 - e) Cámara de Industrias de Costa Rica, representada por la Lic. Martha Castillo.

- f) Praxair Costa Rica, S. A., representada por el señor Christian Sauter Miller.
- g) Holcim Costa Rica, S. A., representada por el señor Manuel Enrique Arrea Jiménez.
- h) Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía (ACOGRA) representada por el Ing. Carlos Roldán Villalobos.
- i) Panduit de Costa Rica Ltda., representada por el señor William Hernández.
- j) El Lic. Elías José Lizano Jarquín.
- k) Vidriera Centroamericana, S. A., representada por el señor José Luis Barrios Escobar.

- VI-** Que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora por artículo 3 de la sesión 021-2011, celebrada el 30 de marzo de 2011, adicionó parcialmente las funciones del Comité de Regulación. Entre las que tiene asignadas está la de “*Ordenar la apertura de los expedientes tarifarios, fijar las tarifas de los servicios públicos y resolver los recursos de revocatoria que se presenten contra sus actuaciones*”.
- VII-** Que por Oficio 846-RG-2011 del 1° de diciembre de 2011 el Regulador General, atendiendo el Voto 16591-2011, ordenó la reanudación de funciones del Comité de Regulación en lo que respecta a fijar tarifas y resolver los recursos de revocatoria y cambió a sus integrantes así: Titulares: Carlos Solano Carranza, Luis Fernando Chavarría Alfaro y Luis Alberto Cubillo Herrera. Suplente: Alvaro Barrantes Chaves.
- VIII-** Que la Junta Directiva por artículo 6 del acuerdo 05-075-2011 de la sesión ordinaria 75-2011, celebrada el 14 de diciembre de 2011 dispuso prorrogar la vigencia del Comité de Regulación del 1° de enero al 30 de junio de 2012.
- IX-** Que el Comité de Regulación en su sesión número 193 de las 10:00 horas del 11 de mayo de 2012, acordó por unanimidad y con carácter de firme, dictar esta resolución.
- X-** Que en los procedimientos se han observado los plazos y las prescripciones de ley.

CONSIDERANDO:

- I.** Que del Oficio 430-DEN-2012 / 92202 del 11 de mayo de 2012, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

“...

4. ANALISIS TÉCNICO

El planteamiento propuesto por el ICE consiste en diferenciar las tarifas eléctricas para los bloques de Alta Tensión (T-UD) y Media Tensión (T-MT), de tal manera que permitan a las industrias que los integran mejorar su nivel de competitividad en relación con sus principales socios comerciales.

En apego a lo anterior, la ARESEP procedió a analizar la propuesta presentada por el ICE en los expedientes ET-179-2011, ET-178-2011 y ET-177-2011 para los sistemas de generación, distribución y transmisión respectivamente.

4.1 Análisis de la propuesta del ICE

Del análisis efectuado por ARESEP a la propuesta del ICE, la cual fue sometida a escrutinio popular mediante audiencia pública, se concluyó que lo presentado por el ICE, en algunos aspectos no responden a los criterios regulatorios, por varias razones:

- ❖ *Pretende fijar una tarifa diferenciada y en dólares americanos por kWh para sólo algunas industrias del subsector de Media Tensión (T-MT).*
- ❖ *Pretende fijar la tarifa de Alta Tensión (T-UD) en \$0,08 por kWh, la cual sería constante durante el periodo 2012-2014 para algunas industrias del subsector de interés, siendo su continuidad valorada después de dicha fecha. Esto estaría en contar de los principios y criterios tarifarios que normalmente aplica la ARESEP, concretamente con los principios de servicio al costo y el de equilibrio financiero.*
- ❖ *Pretende fijar una tarifa de Media Tensión (T-MT) en \$0,10 por kWh, la cual sería constante durante el periodo 2012-2014 para algunas industrias del sub-sector de interés, siendo su continuidad valorada después de dicha fecha. Al respecto le aplica lo anteriormente comentado para la tarifa de alta tensión.*
- ❖ *La propuesta tarifaria para ambos sub-sectores presenta un periodo de tiempo definido, ya que se indica que será por lo que resta de la presente administración, dejando abierta la posibilidad de perpetuar dicha iniciativa.*
- ❖ *La propuesta presentada por el ICE se basa en un análisis de benchmarking de tarifas eléctricas promedio del sector industrial realizado por CINDE (adjunta documento). No obstante, en dicho análisis no aparece Costa Rica, los datos del mismo datan del año 2009 y se procede a comparar las tarifas eléctricas sin tomar en cuenta que cuentan con factores de carga diferentes. Para subsanar las omisiones se utilizó la base de datos que dispone la ARESEP para Costa Rica.*
- ❖ *La actual estructura de precios de la tarifa de Media Tensión (T-MT) no es consistente con la última distribución de costos que presentó el ICE, ni con la composición de precios de la tarifa T-CB del servicio de generación del ICE; que además, contiene una inconsistencia en relación con el peso de la energía con respecto a la potencia, lo que hace que usarla como sustento para la actual propuesta del ICE se dupliquen las inconsistencias de la tarifa de Media Tensión (T-MT).*
- ❖ *La aplicación de la tarifa de Media Tensión (T-MT) del ICE se aprobó por medio de la resolución RRG-8137-2008 del 28 de marzo de 2008, en la que determina lo siguiente:*

34.- La propuesta para que la tarifa de Media Tensión tenga un consumo mínimo de 10 000 kWh mensuales se debe a problemas de disponibilidad de equipos de medición que tiene el ICE. Con la propuesta del ICE se estaría sacrificando el ingreso de usuarios que están conectados en media tensión, lo cual es inconsistente con el principio regulatorio de equidad; por consiguiente, es preferible modificar las bandas horarias de los fines de semana.

Como se puede observar la restricción contenida en la actual aplicación debió haber sido temporal mientras el ICE solucionaba el problema que tenía con la disponibilidad de equipos de medición; sin embargo, en la actual solicitud no se corrige esa restricción, sino que por lo contrario tiende a complicar el ingreso de los usuarios a esa tarifa.

4.2 La propuesta tarifaria por parte de ARESEP

Respecto a lo anterior, el Ente Regulador en procura de cumplir con lo estipulado por el Plan Nacional de Energía, propone un procedimiento tarifario, que evite crear más distorsiones en la estructura de costos del sub-sector de Alta Tensión y que se adapte, aunque sea parcialmente, a las exigencias de competitividad del sector eléctrico. Este procedimiento, es el siguiente para el sector de Alta Tensión:

- ❖ *Obtener el nivel de compras de energía eléctrica en GWh para el subsector de energía de Alta Tensión.*
- ❖ *Obtener el peso relativo del sub-sector de Alta Tensión en relación con las compras de energía, se procedió de la siguiente manera:*
 - *Se procedió a dividir el monto de las compras de energía eléctrica del subsector de Alta Tensión con relación a las compras totales del sistema de generación de energía eléctrica, siendo su participación en un 3,60%.*
 - *Se partió del supuesto que el nivel de rédito para el desarrollo obtenido mediante la fijación tarifaria según el expediente ET-140-2011 para el sistema de generación de energía eléctrica del ICE se distribuye proporcional entre ICE distribución, Alta Tensión y Otras empresas distribuidoras, por lo cual, para el sub-sector de Alta Tensión le corresponde un 3,60% del nivel de rédito para el desarrollo obtenido.*
- ❖ *El factor de carga (F_c), es el indicador que mide el grado de variación de carga en un período determinado, es decir, indica el comportamiento general de la demanda comparado con su pico máximo.*
- *El factor de carga promedio para el sub-sector de Alta Tensión es de 50,71%, el cual es un promedio anual de los 6 clientes directos del ICE.*
- ❖ *El nivel de rédito para el desarrollo a descontar es el obtenido del producto del factor de carga y el rédito para el desarrollo proporcional del sub-sector.*
- *El porcentaje a disminuir en la tarifa de Alta Tensión (T-UD) es el obtenido al dividir el monto de rédito a descontar entre los ingresos propuestos para la tarifa de Alta Tensión. En este caso el resultado es una disminución del 16,2%.*
- ❖ *Se procede a calcular la nueva tarifa para el subsector de Alta Tensión (T-UD). Esta tarifa, será aplicable a todas las industrias que lo integran, a saber Holcim, SA, Cemex, SA, Intel, SA, Alunasa, SA, El Viejo, SA y Eólico Guanacaste, SA.*

- ❖ *Para obtener la tarifa por kWh en dólares americanos, se debe de dividir la tarifa resultante para el sub-sector de Alta Tensión por el tipo de cambio promedio correspondiente para cada periodo de interés.*
- ❖ *El tipo de cambio a utilizar en el cálculo de la tarifa de Alta Tensión (T-UD), es el promedio anual del tipo de cambio proyectado al cierre de cada mes, con corte a junio de cada año. En este caso particular se utilizó el tipo de cambio promedio anual de ¢526,07 por dólar, correspondiente al periodo junio 2012 – junio 2013.*

Para un mayor detalle del procedimiento descrito, se adjunta el siguiente cuadro.

Cuadro No. 2
Tarifa para el Subsector de Alta Tensión
Periodo 2012-2013

SUB-SECTOR	COMPRAS (GWH)	PARTICIPACION EN COMPRAS	RENTABILIDAD PROPORCIONAL	FACTOR DE CARGA	RENTABILIDAD A DESCONTAR	TARIFA PROM. ACTUAL ¢/KwH	TARIFA PROM. PROPUESTA ¢/KwH	TARIFA PROM. PROPUESTA EN \$/KwH
ALTA TENSIÓN	315,13	3,60%	₡ 4.097,06	50,71%	₡ 2.077,51	40,59	34,0	0,065
RENTAB. SIST. GEN (millones de ¢)	₡113.884,04							
INGRESOS SIST. GEN (millones de ¢)	₡ 12.790,20							
OBSERVACIONES:								
La proyección del Tipo de cambio promedio para el periodo comprendido entre junio 2012 a junio 2013 es de:						526,07		
Fuente : Propia con datos de la A RESEP								

En el caso de la tarifa de media tensión, a pesar de que se concuerda con la importancia de contar con tarifas competitivas en el servicio eléctrico en todos los niveles de tensión, se recomienda no acoger la solicitud planteada por el ICE, pues la solicitud planteada presenta los siguientes problemas regulatorios que se consideran no superados con la propuesta del ICE:

- a. No se justifica adecuadamente la discriminación que se pretende crear entre usuarios inicialmente iguales en cuanto al nivel de tensión en que están servidos, de tal forma que se pretende aprobar una tarifa que solo se aplicaría a un pequeño grupo de usuarios de la tarifa de Media Tensión, sin estar claras las justificaciones técnicas para ello.*
- b. Concretamente se presenta una propuesta tarifaria que solo afecta a 7 empresas de media tensión, siendo este sector bastante numerosos.*
- c. No se justifica adecuadamente, las razones por las cuales se escogieron límites de energía y potencia de 1 GWh y 2 MW respectivamente para separar estos en dos los clientes de Media Tensión.*
- d. La división de la tarifa de Media Tensión (T-MT) en dos “subtarifas” (T-MTa y T-MTb), está en contra de las políticas que ha seguido el sector eléctrico en los últimos años, que busca simplificar el pliego tarifario vigente y disminuir o eliminar las distorsiones tarifarias actuales.*

- e. *No se justifica en la petición tarifaria del ICE las razones por las cuales en el Sistema de Distribución se solicita un ajuste total neto positivo (incremento del 0,34%), cuando en principio la propuesta consiste en un rebalanceo entre las tarifas existentes de tal forma que el ajuste neto sea de cero (o muy cercano a este valor).*

Debido a estas razones, a pesar de la importancia de que se cuente con tarifas competitivas para este sector (clientes en Media Tensión), se recomienda no aprobar todavía tarifas competitivas para este sector, hasta tanto el ICE no presente un estudio que presente y aplique criterios técnicos para hacer esta fijación.

Al respecto es importante señalar que no corresponde aplicar el criterio tarifario que se aplicó para el caso de las tarifas de Alta Tensión para el cálculo de las tarifas competitivas de Media Tensión, debido a que este criterio no permite un ajuste razonable en las tarifas y además porque la carga financiera que eventualmente tendría sobre las demás tarifas podría llegar a ser significativa si se aplicaran estas tarifas a la totalidad de los usuarios en Media Tensión. De aplicarse esto último, se requeriría de un estudio integral de las finanzas del sector eléctrico de la empresa afectada, pues la magnitud del ajuste tarifario podría ser significativo.

Por lo anterior se le recomienda al ICE realizar un estudio integral de la estructura tarifaria de su sector eléctrico que permita una mayor correlación entre los costos y las tarifas y permita ajustar la competitividad de las tarifas de los sectores productivos del país, especialmente aquellos sectores afectados por el comercio internacional.

4.3 Ajuste de las tarifas de energía eléctrica

4.3.1 Sistema de generación de energía eléctrica.

En relación con la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para el sistema de generación de energía eléctrica mediante el expediente ET-179-2011, se resuelve recomendar lo siguiente:

- ❖ *Disminuir la tarifa de Alta Tensión (T-UD) en un 16,2% con respecto a las tarifas vigentes (resolución 742-RCR-2011).*
- ❖ *Expresar en dólares americanos la tarifa de Alta Tensión (T-UD), la cual será pagada al tipo de cambio promedio anual.*
- ❖ *Rechazar la solicitud de incremento tarifario del 0,61% en las tarifas de los subsectores: ventas al ICE distribución y CNFL, SA según la tarifa T-CB y la del sistema de generación (Otras empresas distribuidoras) por medio de la tarifa T-SG; mientras no se cuente con información actualizada de las ventas e ingresos del sector de generación del ICE, que permita analizar la evolución reciente de estas variables.*
- ❖ *Mantener el nivel tarifario y la respectiva estructura aprobada mediante el expediente ET-191-2011 para los subsectores de: ventas al ICE distribución y CNFL, SA según la tarifa T-CB y la del sistema de generación (Otras empresas distribuidoras) por medio de la tarifa T-SG.*

- ❖ *La tarifa de Alta Tensión (T-UD) estará vigente a partir de la publicación de la respectiva resolución.*

4.3.2 Sistema de transmisión de energía eléctrica.

En relación con la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para el sistema de transmisión de energía eléctrica mediante el expediente ET-177-2011, se resuelve recomendar lo siguiente:

- ❖ *Fijar la tarifa correspondiente al servicio de transporte de electricidad (T-TEb) del sistema de transmisión del ICE en dólares americanos para aquellos industrias de Alta Tensión que retiren energía eléctrica del sistema. Para ello se procede a calcular en dólares la tarifa aprobada mediante la resolución 743-RCR-2011. Esta tarifa también podrá ser aplicada para los otros usuarios del Sistema de Generación, si así lo convienen las partes, por periodos de al menos un año.*

4.3.3 Sistema de distribución de energía eléctrica.

En relación con la solicitud tarifaria propuesta por el ICE para el sistema de distribución de energía eléctrica mediante el expediente ET-178-2011, se recomienda lo siguiente:

- ❖ *Rechazar la tarifa de Media Tensión (T-MT) propuesta por el ICE de \$0,10 por kWh para aquellas industrias con consumos mayores o iguales a 2 MW y 1 GWh.*
- ❖ *Rechazar la propuesta de tarifar en dólares americanos la tarifa de Media Tensión (T-MT), mientras no se corrijan los problemas que llevan a la no aprobación de su nuevo nivel.*
- ❖ *Rechazar la solicitud de incremento tarifario promedio de 0,34% en las tarifas de los sub-sectores: Residencial (T-RE), General (T-GE), Preferencial de carácter social con la tarifa T-CS y Media Tensión (T-MT) en colones.*
- ❖ *Mantener el nivel tarifario y la respectiva estructura aprobada mediante el expediente ET-191-2011 del Sistema de Distribución para los sub-sectores de: Residencial (T-RE), General (T-GE), Media Tensión (T-MT), Preferencial de carácter social con la tarifa T-CS y Alumbrado Público (T-AP).*

Adicionalmente se le debe indicar al ICE que debe realizar un estudio integral de la estructura tarifaria de su sector eléctrico que permita una mayor correlación entre los costos y las tarifas y permita ajustar la competitividad de las tarifas de los sectores productivos del país, especialmente aquellos sectores afectados por el comercio internacional.

Con respecto al ajuste en las demás tarifas del Sistema de Generación para compensar la disminución que se recomienda aprobar en la tarifa T-UD, en el siguiente cuadro se presenta un análisis de las variaciones de las proyecciones de energía eléctrica realizadas por ARESEP y la demanda real durante el periodo noviembre 2011 y abril 2012 para los subsector de Alta Tensión, así como para todo el Sistema de Generación.

Como se puede observar, la demanda real para grandes industrias como para todo el sistema ha superado a las proyecciones realizadas por ARESEP en los estudios tarifarios que anteceden a este, por lo cual, es de esperar que los ingresos que deja de percibir el ICE con la aprobación de la tarifa de Alta Tensión, puedan ser compensados por medio de un mayor nivel de ventas de energía eléctrica.

Cuadro No. 3

Tasas de Variación de las ventas de energía proyectadas por ARESEP y reales para el sistema de generación.

Noviembre 2011- abril 2012

	Mes	ICE y CNFL, SA	Alta Tensión	ICE Generación	Total
Tasas de crecimiento	Nov-11	-2,66%	-0,36%	5,32%	-1,41%
	Dic-11	-0,05%	-21,47%	5,41%	-0,10%
	Ene-12	3,69%	1,91%	4,21%	3,71%
	Feb-12	-0,23%	-9,40%	7,75%	0,83%
	Mar-12	5,26%	3,61%	13,38%	6,58%
	Abr-12	-2,47%	1,52%	2,18%	-1,47%

Fuente: Propia con datos de ARESEP

Se concluye que aunque todavía no se cuenta con la suficiente información financiera por parte del ICE, al mostrar éste un atraso en el envío de información financiera y de mercado a la ARESEP, las cifras preliminares muestran una evolución favorable de las ventas de energía en lo que va del año 2012, que le harían recaudar una mayor cantidad de ingresos que los originalmente estimados. Esto se reafirma con los comentarios que el mismo ICE ha divulgado en los medios de prensa y las noticias sobre el evolución de la economía que se han dado en los últimos días, todo lo cual hace prever que han repuntado las ventas de energía eléctrica en los últimos meses y que, por lo tanto, el ICE recibirá mayor adicionales a los previstos en los últimos estudios tarifarios aprobados por esta Autoridad Reguladora. Si por alguna circunstancia esto no fuera así, el Instituto podrá presentar un ajuste tarifario para restablecer el correspondiente equilibrio financiero.

En el caso del ajuste en la tarifa de Media Tensión que se recomienda no aceptar, sí se recomienda indicarle al ICE que, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo y el Plan Nacional de Energía debe preparar una propuesta que cumpla con los criterios de competitividad que estos establecen y que corrija los problemas que se le han señalado a su propuesta actual. Esta propuesta debe venir adecuadamente fundamentada, no ser discriminadora entre usuarios en la misma categoría y no distorsionar el pliego tarifario actual.

- ❖ *Al analizar el comportamiento de las ventas de energía real por sub-sector en relación con lo proyectado por ARESEP para el periodo que comprende de noviembre 2011 a abril 2012 para el Sistema de Generación del ICE, se concluyó que la demanda real ha superado a las proyecciones realizadas por ARESEP en los estudios tarifarios que anteceden a este, por lo cual, es de esperar que los ingresos que deja de percibir el ICE con la aprobación de la tarifa de Alta Tensión, puedan ser compensados por medio de un mayor nivel de ventas de energía eléctrica; de tal forma que, por lo menos por ahora, no es conveniente aprobar un incremento en las restantes tarifas del Sistema de Generación para compensar la disminución en la tarifa de las empresas de Alta Tensión.*

5. ESTRUCTURA TARIFARIA

5.1 Tarifa T-UD: Usuarios directos del servicio de Generación del ICE.

A. Aplicación: Todos aquellos clientes directos del servicio de generación del ICE, cuyo punto de entrega de energía es estrictamente a 138 000 voltios o más.

B. Características del servicio:

Medición: En los puntos de entrega de energía.

Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

C. Precios mensuales:

Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo punta:	\$ 0,067
Periodo valle:	\$ 0,055
Periodo nocturno:	¢ 0,047

La demanda de potencia mensual, para efectos de facturación, será de \$3,57/kW sobre el promedio más alto en kilovatios para cualquier intervalo de quince minutos, registradas en los periodos de punta y valle durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público o el impuesto de ventas.

5.2 Tarifa de transmisión de electricidad (T-TEb)

Aplicación: Para el transporte de electricidad para los clientes directos del servicio de generación del ICE que retiren energía del sistema de transmisión. También podrá ser aplicada para los otros usuarios del Sistema de Generación, si así lo convienen las partes, por periodos de al menos un año.

Cargo: \$0,016 por cada kWh que retiren del servicio de transmisión del ICE. ...”.

II. Que en relación con las manifestaciones de los opositores y coadyuvantes señaladas en el Resultando V de esta resolución, se indica lo siguiente:

“... ”

6. A continuación se hace un resumen de los principales argumentos que se incluyen en las oposiciones admitidas y que afectan las tarifas del ICE Sector Electricidad; así como el respectivo análisis a cada argumento:

6.1 Grupo de Vecinos de la localidad de Quepos, Puntarenas, folio 136-137 del ET-179-2011.

Los siguientes son los argumentos presentados por los vecinos de la localidad de Quepos, Puntarenas y sus correspondientes respuestas:

- *Se indica que no aceptan el aumento de electricidad, se oponen rotundamente, ya que son de escasos recursos y no pueden más, es irónico que los pobres les lleguen recibos con montos altos.*

El Ente Regulador agradece la participación del grupo organizado de vecinos de la localidad de Quepos, Puntarenas mediante la oposición a la propuesta tarifaria presentada por el ICE para fijar tarifas competitivas a grandes consumidores e industrias de Media Tensión.

6.2 Junta Administradora del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago, folio 183 del ET-179-2011.

Los siguientes son los argumentos presentados por JASEC y sus correspondientes respuestas:

- *JASEC presentó a la ARESEP proyecciones de ventas y compras de energía, con el propósito de que la ARESEP cuente con información relevante para mejor decidir en cuanto a los ajustes de repercusión que el correspondan a JASEC.*
- *Se le solicita a ARESEP que los ajustes de repercusión para JASEC, asociados a las peticiones del ICE, sean fijados mediante el procedimiento de ajustes extraordinarios (ajustes automáticos).*

El Ente Regulador agradece la participación de su representada mediante una coadyuvancia a la propuesta tarifaria presentada por el ICE para fijar tarifas competitivas a grandes consumidores e industrias de Media Tensión.

6.3 Empresa Metalco, SA, folios 292-298 del ET-179-2011.

Los siguientes son los argumentos presentados por Metalco, SA y sus correspondientes respuestas:

- *En otros países, los competidores de Metalco, SA pagan por la energía eléctrica \$0,10 por kWh, lo que genera una desventaja competitiva muy importante para la industria ubicada en CR.*
- *Metalco, SA está próximo iniciar la fabricación de un producto innovador que pretende aumentar la satisfacción de los clientes en los mercados que se atienden, generar más empleo en la zona y mantener el liderazgo regional de la empresa. Este proyecto representa una inversión superior a los 8 millones de dólares y los equipos adquiridos y ya instaladas aumentarán la demanda eléctrica de la compañía en 2,5 megas watts, lo que implica un aumento en el costo de la energía de un 35% si se continúa con el mismo régimen tarifario.*

- *Por lo recién expuesto Metalco, SA presenta su apoyo al replanteamiento tarifario presentado por el ICE para los industriales de alto consumo y solicita aprobar la nueva tarifa de media tensión como medida para apoyar la competitividad de nuestra industria y contribuir al desarrollo de la zona en que se ubica nuestra planta de producción.*

El Ente Regulador agradece la participación de su representada mediante una coadyuvancia a la propuesta tarifaria presentada por el ICE para fijar tarifas competitivas a grandes consumidores e industrias de Media Tensión.

6.4 Empresa Componentes Intel de Costa Rica, SA, folios 302-308 del ET-179-2011.

Los siguientes son los argumentos presentados por Intel, SA y sus correspondientes respuestas:

- *Componentes Intel considera que las solicitudes planteadas por el ICE en los expedientes precitados son iniciativas positivas, que fomentan la competitividad del país y que redundan en beneficio para la población costarricense.*
- *Por lo indicado, Componentes Intel apoya los ajustes que se detallan en los expedientes ET-177-2011, ET-178-2011 y ET-179-2011.*

El Ente Regulador agradece la participación de su representada mediante una coadyuvancia a la propuesta tarifaria presentada por el ICE para fijar tarifas competitivas a grandes consumidores e industrias de Media Tensión.

6.5 Cámara de Industrias de Costa Rica, folios 309-3148 del ET-179-2011.

Los siguientes son los argumentos presentados por la Cámara de Industrias de Costa Rica y sus correspondientes respuestas:

- *Sobre el expediente ET-178-2011 presentado por el ICE, en la que se tramita un ajuste en las tarifas del sistema de distribución y se crea una tarifa opcional de media tensión en dólares, quisiéramos manifestar que compartimos la justificación de tal solicitud, pues el costo de la energía es clave para la competitividad de muchas empresas instaladas en el país y lamentablemente en los últimos cinco años las tarifas de han duplicado en dólares.*
- *Por lo tanto, la oportunidad de valorar la escogencia de una tarifa en dólares que permita paliar en alguna medida los costos de la electricidad una oportunidad para empresas que utilizan intensivamente ese recurso en el proceso productivo.*
- *Por lo anterior, deseamos coadyuvar para que se cree esta opción. Esto se justifica no solo por la necesidad de crear un ambiente competitivo en el país, sino también por razones técnicas, pues no tiene el mismo costo por kilovatio hora servido en baja tensión, que en media o alta tensión. Es técnica y económicamente justificable que las tarifas eléctricas reflejen el costo de servir por unidad, es decir por kWh servido.*

- Como lo hemos presentado a la ARESEP en varias oportunidades en los países desarrollados (Europa y Estados Unidos), la tarifa industrial es sustancialmente más baja que la tarifa que va a otros sectores y esto obedece en la mayoría de los casos a razones técnicas relacionadas con el costo de servir en grandes volúmenes, en diferentes niveles de tensión y en horarios diferentes de consumo.
- Adicionalmente, solicitamos a la ARESEP que se revise la metodología utilizada en todas las fijaciones tarifarias de electricidad a futuro, para que técnicamente las tarifas respondan a ese principio de cobrar según el costo de servir en cada nivel de tensión, de forma tal que no se generen distorsiones.

En relación a la propuesta tarifaria presentada por el ICE para fijar una tarifa competitiva a algunas industrias del sub-sector de Media Tensión, es importante indicar que el Ente Regulador consideró improcedente discriminar entre las industrias de dicho sector, ya que no existe un criterio técnico aceptable para ello. Por otro lado, se determinó que el fijar una tarifa fija de \$0,10 por kWh fija para dichas industrias durante el periodo 2012-2014 y revisable para periodos posteriores, estaría actuando en contra del marco legal que define la Ley No. 7593. Motivo por el cual, se procedió a rechazar tal solicitud por parte del ICE para el sub-sector de Media Tensión.

- En relación con los expedientes ET-179-2011 y ET-177-2011, que aplican para alta tensión y sistema de transmisión respectivamente, consideramos que aplican los argumentos expresados en el principio que la tarifa debe reflejar el costo de servir por unidad y nos parece apropiado que se realicen estos esfuerzos.

El Ente Regulador agradece la participación de su representada mediante una coadyuvancia a la propuesta tarifaria presentada por el ICE para fijar tarifas competitivas a grandes consumidores de energía eléctrica.

6.6 Empresa Praxair Costa Rica, SA, folios 315-317 del ET-179-2011.

Los siguientes son los argumentos presentados por la empresa Praxair Costa Rica, SA y sus correspondientes respuestas:

- Las solicitudes planteadas por el ICE en los expedientes precitados son iniciativas positivas y que promueven de forma efectiva la competitividad del país así como el bienestar social de la población. Por lo tanto damos un voto positivo a los ajustes que la institución promueve en los expedientes ET-177-2011, ET-178-2011 y ET-179-2011.

6.7 Empresa Holcim Costa Rica, SA, folios 318 del ET-179-2011.

Los siguientes son los argumentos presentados por la empresa Holcim Costa Rica, SA y sus correspondientes respuestas:

- Por este medio manifiesto la intención de mi representada de coadyuvar en el expediente número ET-179-2011, pronunciándonos a favor de la disminución tarifaria propuesta, ya que este tipo de iniciativas contribuyen a fortalecer la competitividad de nuestro país y nuestro quehacer productivo.

El Ente Regulador agradece la participación de su representada mediante una coadyuvancia a la propuesta tarifaria presentada por el ICE para fijar tarifas competitivas a grandes consumidores e industrias de Media Tensión.

6.8 Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, folios 336-337 del ET-179-2011.

Los siguientes son los argumentos presentados por ACOGRASE y sus correspondientes respuestas:

- *Aprobar las reducciones a los clientes del ICE conectados en alta y mediana tensión tal y como fue planteada por el ICE en los expedientes ET-177-2011, ET-178-2011 y ET-179-2011.*
- *Mantener las tarifas actuales del resto de los clientes de mediana tensión del ICE para lo cual el resto de tarifas deberán aumentarse alrededor del 1,01% en vez del 0,76% planteado por el ICE.*

Todas las anteriores son coadyuvancias que apoyan en mayor o menor medida la solicitud tarifaria bajo análisis. En el caso de las tarifas de Alta Tensión y transmisión se acoge la solicitud del ICE (aunque con algunos cambios en su justificación y magnitud) y en el caso de la tarifa de Media Tensión, aunque se concuerda en la importancia de contar con tarifas competitivas en este sector, se recomienda rechazar la solicitud planteada por las razones que se exponen en secciones precedentes.

Con respecto al argumento de aprobar el ajuste tarifario que le corresponde a los usuarios directos de las empresas distribuidoras, debido al incremento en las tarifas T-CB y T-SG (venta del ICE a las empresas distribuidoras), esto es innecesario pues no se recomienda incrementar estas dos tarifas del ICE”.

6.9 Panduit de Costa Rica Limitada, folios 325-326 y 338 del ET-179-2011.

- *Aprobar las reducciones a los clientes del ICE conectados en alta y media tensión tal y como fue planeada por el ICE en los expedientes ET-177-2011, ET-178-2011 t ET-179-2011.*
- *Mantener las tarifas actuales del esto de clientes de mediana tensión del ICE.*

El Ente Regulador agradece la participación de su representada mediante una coadyuvancia a la propuesta tarifaria presentada por el ICE para fijar tarifas competitivas a grandes consumidores e industrias de Media Tensión.

6.10 Vidriera Centroamericana, SA, folios 104 al 106 del ET-178-2011.

- *Se comparte la justificación de tal solicitud, pues la tarifa eléctrica es un insumo para la competitividad de muchas empresas instaladas en el país y lamentablemente en los últimos años hemos sufrido aumentos significativos.*

- *Por lo tanto, la oportunidad de valorar la escogencia de una tarifa en dólares que permita paliar en alguna medida los costos de la electricidad es una oportunidad para la empresa, como la nuestra que utilizan intensivamente ese recurso en el proceso productivo.*

El Ente Regulador agradece la participación de su representada mediante una coadyuvancia a la propuesta tarifaria presentada por el ICE para fijar tarifas competitivas a grandes consumidores e industrias de Media Tensión.

6.11 Lic. Elías José Lizano Jarquín, folios 131-135 del ET179-2011.

- *Consecuencias inmediatas en las tarifas de consumos residenciales de familias de bajos ingresos.*
- *La Ley y reglamento de la contratación administrativa y el principio constitucional de actividad ordinaria.*
- *Sobre lo contractual en la compra/venta de electricidad.*
- *Los modelos eficientes y ARESEP.*
- *La actividad ordinaria interpretada por la procuraduría general de la república.*
- *Excedentes de presupuestos y otras cuentas para el año 2011 del grupo ICE*

El Ente Regulador agradece su participación mediante la oposición al presente trámite tarifario presentado por el ICE para fijar tarifas competitivas a grandes consumidores e industrias de Media Tensión. En relación con los señalamientos dados, se toma nota y se está analizando cada uno de los ítems para que sean incluidos en la próxima fijación tarifaria ordinaria por parte del ICE, ya que en la presente fijación se utilizaron criterios de evaluación diferentes a los indicados por su persona. No obstante, es importante aclarar que la presente fijación no involucra sobrecostos a otros subsectores, ya que lo resuelto en la presente resolución se aparta de lo solicitado por el ICE en el sentido de hacer un traslado del efecto de una posible disminución de un sector o grupo de usuarios a otro. Los precios resultantes no están por debajo del costo de la energía que compran los consumidores en alta y media tensión y tampoco hay un subsidio de los consumidores que tienen baja capacidad de pago hacia los consumidores de alta o media tensión.

- III. Que el Comité de Regulación una vez analizado el informe comparte la posición adoptada con respecto al planteamiento de las tarifas para consumidores de alta tensión y para el pago por el servicio de transmisión, pero no se comparte el análisis realizado en el caso de las tarifas para los consumidores de media tensión.
- IV. La propuesta de unas tarifas que modificadas en su nivel y estructura “*permitan a las industrias que los integran mejorar su nivel de competitividad en relación con sus principales socios comerciales*” es tan válida para consumidores de alta como de media tensión; siempre y cuando los aportes que realicen las empresas en la mejora de la eficiencia del uso de la capacidad instalada de todo el sistema, permita el traslado de esos beneficios en términos del disfrute de esas nuevas tarifas más bajas.

- V. Para el caso de los consumidores de media tensión que logren un determinado nivel de factor de carga, ofrecen un beneficio al “sistema” que se reconoce con un nivel y estructura de tarifas que provoca un precio medio más bajo. Con las tarifas actuales (tarifa A) cada incremento en el factor de carga permite obtener un precio medio más bajo, pero en esta propuesta (tarifa B) se establece que para los casos de las empresas que muestren sostenidamente al menos durante tres meses un determinado nivel de factor de carga, tendrán derecho a ingresar en esta nueva tarifa (B). Una vez que ingresen a esta tarifa B, si durante los últimos doce meses no hayan alcanzado al menos diez veces ese nivel requerido de factor de carga, pierden la categoría y regresan a la tarifa del resto de las otras empresas (tarifa A) de ese mismo nivel de suministro de energía.
- VI. De conformidad con las cifras visibles en el expediente ET-140-2011, oficio N° 905-DEN-2011, folios 3816 y 3822, para el sector generación del ICE durante el año 2013 se obtienen las siguientes cifras, utilizando un tipo de cambio de ¢526.07/US\$1:

ET-140-2011, oficio 905-DEN-2011, folios 3816 y 3822		
	tipo de cambio	526,07
GENERACION	Millones ¢	Millones \$
ingresos	392.691,30	746,46
gastos	290.620,18	552,44
utilidad	102.071,12	194,03
gwh vendidos	8.968,90	
	¢/kwh	\$/kwh
ingreso/kwh	43,78	0,083
gastos/kwh	32,40	0,062
utilidad/kwh	11,38	0,022

- VII. De conformidad con las cifras visibles en el expediente ET-139-2011, oficio N° 906-DEN-2011, folios 1111 y 1114, para el sector transmisión del ICE durante el año 2013 se obtienen las siguientes cifras, utilizando un tipo de cambio de ¢526.07/US\$1:

ET-139-2011, oficio 906-DEN-2011, folios 1111 y 1114		
	tipo de cambio	526,07
TRANSMISION	Millones ¢	Millones \$
ingresos	79.794,00	151,68
gastos	56.140,20	106,72
utilidad	23.653,80	44,96
gwh vendidos	9.278,30	
	¢/kwh	\$/kwh
ingreso/kwh	8,60	0,0163
gastos/kwh	6,05	0,0115
utilidad/kwh	2,55	0,0048

- VIII.** De conformidad con las cifras visibles en el expediente ET-141-2011, oficio N° 907-DEN-2011, folios 993 y 995, para el sector distribución del ICE durante el año 2013 se obtienen las siguientes cifras, utilizando un tipo de cambio de ¢526.07/US\$1:

ET-141-2011, oficio 907-DEN-2011, folios 993 y 995		
	tipo de cambio	526,07
DISTRIBUCION	Millones ¢	Millones \$
ingresos	281.057,20	534,26
gastos	272.023,00	517,09
utilidad	9.034,20	17,17
gwh vendidos	3.325,10	
	¢/kwh	\$/kwh
ingreso/kwh	84,53	0,1607
gastos/kwh	81,81	0,1555
utilidad/kwh	2,72	0,0052

- IX.** De los puntos VI, VII y VIII anteriores se puede resumir que el ICE, con cifras del 2013, tendría la siguiente estructura de costos, utilidad y posibles precios medios de venta:

ctvs \$ / kwh	costo	utilidad	Pr venta
GENERACION	0,062	0,0216	0,0832
TRANSMISION	0,012	0,0048	0,0163
DISTRIBUCION	0,056	0,0052	0,0611
TOTAL	0,129	0,0316	0,1607
COSTO (GENERACIÓN + TRANSMISION)			0,0731
(COSTO + UTIL) de (GEN + TRANSM)			0,0996

- X.** Establecer un precio de US\$0,08/kwh para los suministros de alta tensión que muestren un factor de carga de al menos un 90% y un precio de US\$0,10/kwh para los suministros en media tensión que muestren al menos un factor de carga de al menos un 90%, resultan ser precios en el caso de alta tensión con un 9,4% sobre los costos esperados y en media tensión un precio que cubre totalmente los costos y la utilidad esperada. De forma tal que no hay ningún subsidio, ya que cada sector cubre los costos totales de su suministro, no se paga por debajo del costo real y además se aportan recursos a la utilidad. Además se cumple con el objetivo de fijar precios que mejoran el nivel de competitividad de la estructura de costo energético de las empresas domésticas en relación con las estructuras de costos sus principales socios o competidores comerciales.
- XI.** Que de conformidad con lo señalado en los resultados y considerandos precedentes y el mérito de los autos, lo procedente es ajustar la tarifa del servicio de alta tensión para el sistema de generación (T-UD) así como también ajustar la tarifa vigente del servicio de media tensión (T-MT) del sistema de distribución, ambos servicios que presta el Instituto Costarricense de Electricidad, aceptar las solicitudes de expresar las tarifas en dólares y rechazar las demás pretensiones; tal y como se dispone.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593 y sus reformas, en la Ley general de la administración pública, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, Reglamento a la Ley 7593, en el Reglamento interno de organización y funciones y, en lo dispuesto por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora mediante artículo 6 del acuerdo 05-075-2011 de la sesión ordinaria 75-2011, celebrada el 14 de diciembre de 2011;

EL COMITÉ DE REGULACIÓN RESUELVE:

- I.** Ajustar la tarifa correspondiente al servicio de Alta Tensión (T-UD) del sistema de generación de energía eléctrica del ICE en un -16,2%, así como, facturar el consumo de sus clientes (kWh) en dólares americanos.
- II.** Rechazar la solicitud de incremento tarifario del 0,61% en las tarifas de los sub-sectores: ventas al ICE distribución y CNFL, SA según la tarifa T-CB y la del sistema de generación (Otras empresas distribuidoras) por medio de la tarifa T-SG.
- III.** Mantener el nivel tarifario y la respectiva estructura fijada en el expediente ET-191-2011 para los sub-sectores de: ventas al ICE distribución y CNFL, SA según tarifa T-CB y la del sistema de generación (Otras empresas distribuidoras) por medio de la tarifa T-SG.
- XII.** Aprobar la tarifa de Media Tensión (T-MT A) para que resulte en \$0,10 por kWh para aquellas industrias que cumplan con la condición de que: "...muestren sostenidamente al menos durante tres meses un 90% de factor de carga, comportamiento por medio del cual tendrán derecho a ingresar en esta nueva tarifa (B). Una vez que ingresen a esta tarifa B, si durante los últimos doce meses no alcanzan al menos diez veces ese nivel requerido de factor de carga, pierden la categoría y regresan a la tarifa del resto de las otras empresas (tarifa A) de ese mismo nivel de suministro de energía.
- IV.** Rechazar la solicitud de incremento tarifario promedio de 0,34% en las tarifas de los sub-sectores: Residencial (T-RE), General (T-GE), Preferencial de carácter social con la tarifa T-CS y Media Tensión (T-MT) en colones.
- V.** Mantener vigente el nivel tarifario y la respectiva estructura aprobada mediante el expediente ET-191-2011 para los sub-sectores de: Residencial (T-RE), General (T-GE), Media Tensión (T-MT), alumbrado público (T-AP) y Preferencial de carácter social con la tarifa T-CS.
- VI.** Fijar la tarifa correspondiente al servicio de transporte de electricidad (T-Te) del sistema de transmisión del ICE en dólares americanos para las industrias de Alta Tensión que retiren energía eléctrica del sistema. Esa tarifa también podrá ser aplicada para los otros usuarios del Sistema de Generación, si así lo convienen las partes, por periodos de al menos un año.
- VII.** Establecer que lo definido para la tarifa de Alta Tensión (T-UD) y transmisión estará vigente a partir de la publicación de esta resolución.

VIII. Fijar el siguiente pliego tarifario:

Tarifa T-UD: Usuarios directos del servicio de Generación del ICE.

A. Aplicación: Todos aquellos clientes directos del servicio de generación del ICE, cuyo punto de entrega de energía es estrictamente a 138 000 voltios o más.

B. Características del servicio:

Medición: En los puntos de entrega de energía.

Disponibilidad: En subestaciones de transmisión.

C. Precios mensuales:

Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo punta:	\$ 0,067
Periodo valle:	\$ 0,055
Periodo nocturno:	\$ 0,047

La demanda de potencia mensual, para efectos de facturación, será de \$3,57/kW sobre el promedio más alto en kilovatios para cualquier intervalo de quince minutos, registradas en los periodos de punta y valle durante el mes, exceptuando la registrada los sábados y domingos.

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público o el impuesto de ventas.

Tarifa T-MTa Media tensión

Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios) con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta.

Excluir de la última condición, a aquellos clientes que durante la vigencia de esa tarifa cumplan con los estos requisitos y sean técnicamente comprobables por el ICE: a) Generar energía eléctrica para consumo propio mediante fuentes renovables y b) Participar en el Programa de Generación Distribuida.

Cargo por potencia, por cada kilovatio	
Periodo punta:	¢ 9 686
Periodo valle:	¢ 6 763
Periodo nocturno:	¢ 4 331
Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo punta:	¢ 60
Periodo valle:	¢ 22
Periodo nocturno:	¢ 14

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público o el impuesto de ventas.

Tarifa T-MTb Media tensión

Aplicación: Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión (1 000 a 34 500 voltios) con una vigencia mínima de un año, prorrogable por períodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 120 000 kWh por año calendario. Si dicho mínimo no se ha cumplido por el cliente, en la facturación del doceavo mes se agregarán los kWh necesarios para complementarlo, a los que se les aplicará el precio de la energía en período punta. Además esta tarifa es aplicable solamente a aquellas empresas que cumplan con la condición de que muestren sostenidamente al menos durante tres meses un 90% de factor de carga, comportamiento por medio del cual tendrán derecho a ingresar en esta nueva tarifa (B). Una vez que ingresen a esta tarifa B, si durante los últimos doce meses no alcanzan al menos diez veces ese nivel requerido de factor de carga, pierden la categoría y regresan a la tarifa del resto de las otras empresas (tarifa A) de ese mismo nivel de suministro de energía.

Excluir de la última condición, a aquellos clientes que durante la vigencia de esa tarifa cumplan con los estos requisitos y sean técnicamente comprobables por el ICE: a) Generar energía eléctrica para consumo propio mediante fuentes renovables y b) Participar en el Programa de Generación Distribuida.

Cargo por potencia, por cada kilovatio	
Periodo punta:	\$16,20
Periodo valle:	\$11,31
Periodo nocturno:	\$7,24
Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo punta:	\$0,1007
Periodo valle:	\$0,0361
Periodo nocturno:	\$0,0228

Los precios anteriores no incluyen la tarifa por transmisión, la de alumbrado público o el impuesto de ventas.

Tarifa de transmisión de electricidad (T-TEb)

Aplicación:

Para el transporte de electricidad para los clientes directos del servicio de generación del ICE que retiren energía del sistema de transmisión. Esta tarifa también podrá ser aplicada para los otros usuarios del Sistema de Generación, si así lo convienen las partes, por periodos de al menos un año.

Cargo: \$0,016 por cada kWh que retiren del servicio de transmisión del ICE.

- IX.** Indicar al ICE que debe realizar un estudio integral de la estructura tarifaria de su sector eléctrico que permita una mayor correlación entre los costos y las tarifas y permita ajustar la competitividad de las tarifas de los sectores productivos del país, especialmente aquellos sectores afectados por el comercio internacional.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley General de la Administración Pública (L. G. A. P.) se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Comité de Regulación, al que corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la L. G. A. P., los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

CARLOS SOLANO CARRANZA

LUIS FERNANDO CHAVARRÍA ALFARO

LUIS ALBERTO CUBILLO HERRERA

COMITÉ DE REGULACIÓN

1 vez.—O. C. N° 6446-2012.—Solicitud N° 46101.—C-1018420.—(IN2012058233).

RESOLUCIÓN 870-RCR-2012

San José, a las dieciséis horas del 7 de junio de dos mil doce

CONOCE EL COMITÉ DE REGULACION DE LA PETICIÓN TARIFARIA PRESENTADA POR LA COOPERATIVA DE ELECTRIFICACIÓN RURAL DE GUANACASTE, R.L. (COOPEGUANACASTE, R.L.) PARA EL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD.

EXPEDIENTE ET-022-2012

RESULTANDO:

- I-** Que Coopeguanacaste, R.L. por intermedio del señor Miguel Gómez Corea, quien actúa en calidad de gerente general con facultades de apoderado general, según consta a folio 426 del expediente, presentó solicitud de incremento del 10,90% a partir del 1° de junio del 2012 en las tarifas del servicio de distribución energía (folio 01 al 02).
- II-** Que la concesión le fue otorgada según resolución 346-E-93 por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) hoy Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), la cual vence el 15 de febrero del 2013.
- III-** Que la última fijación tarifaria ordinaria para el servicio de distribución de electricidad de Coopeguanacaste, R.L. se hizo mediante la resolución 319-RRG-2010, publicada en La Gaceta N°82 del 29 de abril de 2010.
- IV-** Que Coopeguanacaste, R.L. presentó su solicitud de incremento tarifario para el servicio de distribución de electricidad por medio del oficio COOPEGTE GG 115, recibido el 28 de febrero de 2012 (folios 1-2).
- V-** Que analizada preliminarmente la información presentada por Coopeguanacaste, R.L., la Dirección de Servicios de Energía (DEN) le solicitó la aclaración y aporte de mayor detalle en la información para poder continuar con el trámite respectivo, mediante el oficio 198-DEN-2012, del 06 de marzo de 2012 (folios 446-449).
- VI-** Coopeguanacaste, R.L. presentó la información adicional requerida por medio del oficio COOPEGTE GG 136, recibida el 19 de marzo de 2012 (folios 451-710).
- VII-** Que la Dirección de Servicios de Energía, mediante Oficio 288-DEN-2012 del 26 de marzo de 2012 otorgó admisibilidad a la petición de tarifas (folio 716 al 717).
- VIII-** Que la convocatoria a audiencia pública fue publicada en los diarios La Teja y La Extra del 03 de abril de 2012 (folio 727); y en La Gaceta N°74 del 17 de abril de 2012 (folio 731).
- IX-** Que la audiencia pública se llevó a cabo el 08 de mayo de 2012, en el Palacio Municipal de Nicoya, ubicado al costado sur del parque de la ciudad de Nicoya, Guanacaste, según consta en el acta visible en los folios del 765-787 del expediente.

X- Que de conformidad con lo indicado por la Dirección General de Participación del Usuario en el Informe de Oposiciones y Coadyuvancias, visible a folio 763-764 del expediente, se presentaron las posiciones siguientes:

- a) Del señor Víctor Emel Villareal Hernández (folio 771)
- b) Del señor José Antonio Aiza Juárez (folio 771 al 776)
- c) Del señor Jorge Arturo Fonseca Gómez (folio 776 al 778)
- a) Del señor Carlos Manuel Zapata Ruiz (folio 778 al 780)
- b) Del señor Isaac Ruiz Guzmán (folio 780 al 782)
- c) Del señor Francisco José Carazo Caballero (folio 782)
- d) Del señor Rusdel Ortega Ortega (folio 782 al 785)
- e) Del señor Miguel Ángel Guillén Elizondo (folio 785 al 786)

XI- Que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora por artículo 3 de la sesión 021-2011, celebrada el 30 de marzo de 2011, adicionó parcialmente las funciones del Comité de Regulación estableciéndole la de “*Ordenar la apertura de los expedientes tarifarios, fijar las tarifas de los servicios públicos y resolver los recursos de revocatoria que se presenten contra sus actuaciones*”.

XII- Que el Regulador General por Oficio 846-RG-2011 del 1° de diciembre de 2011, atendiendo el Voto 16591-2011, ordenó la reanudación de funciones del Comité de Regulación en lo que respecta a fijar tarifas y resolver los recursos de revocatoria.

XIII- Que la Junta Directiva por artículo 6 del acuerdo 05-075-2011 de la sesión ordinaria 75-2011, celebrada el 14 de diciembre de 2011 dispuso prorrogar la vigencia del Comité de Regulación del 1° de enero al 30 de junio de 2012.

XIV- Que el Regulador General mediante Oficio 375-RG-2012/4361 del 29 de mayo de 2012, modificó la integración del Comité de Regulación así: Titulares: Lic. Carlos Solano Carranza, Lic. Alvaro Barrantes Chaves y Lic. Luis Elizondo Vidaurre. Suplente: Lic. Luis Fernando Chavarría Alfaro.

XV- Que el Comité de Regulación en su sesión número 202 de las dieciséis horas del 7 de junio de 2012, acordó por unanimidad y con carácter de firme, dictar esta resolución.

XVI- Que en los procedimientos se han observado los plazos y las prescripciones de ley.

CONSIDERANDO:

I. Que del Oficio 565-DEN-2012 del 06 junio de 2012, que sirve de base para la presente resolución, conviene extraer lo siguiente:

Sobre la petición

1. Coopeguanacaste, R.L. solicita un incremento en las tarifas del servicio de distribución de electricidad por costos propios y compras al ICE del 10,90%, aplicable a partir del 1 de junio de 2012 y un aumento del 5,55% a partir del 1 de enero del 2013, ambos incrementos con respecto a las tarifas vigentes establecidas, según resolución 319-RRG-2010, publicada en La Gaceta N° 82, del 29 de abril de 2010, tal y como se detalla a continuación:

Año	Efecto del Aumento			Aumento Total
	Costos Propios	Compras al ICE		
		Expedientes ET-177-2011 y ET-179-2011	Expediente ET-191-2011	
2012*	8,67%	-2,22%	4,45%	10,90%
2013**	7,04%	-1,49%	0,00%	5,55%

*A partir del 1 junio 2012

** A partir del 1 enero 2013

Nota: Ambos incrementos respecto a las tarifas vigentes.

2. La propuesta de Coopeguanacaste, R.L., está sustentada en los siguientes aspectos:

- Con las tarifas vigentes, Coopeguanacaste, R.L. obtiene una rentabilidad inferior a la requerida para invertir.
- Cubrir los incrementos en la estructura de gastos y costos originados por efecto de la inflación.
- Invertir en el servicio de distribución por el crecimiento de la demanda y por las necesidades propias del sistema, así como para mejorar la calidad del servicio.
- Cubrir los ajustes que se realicen por compras de energía al ICE según lo que se apruebe en los expedientes en trámite ET-177-2011, ET-179-2011 y ET-191-2011.

Sobre los parámetros económicos

3. El BCCR en su Programa Macroeconómico 2012-2013 proyectó un crecimiento en los precios internos según el Índice de Precios al Consumidor del orden del 5% con un rango de tolerancia de ± 1 punto porcentual (p.p.) para el bienio 2012 – 2013. En lo que respecta al tipo de cambio, la DEN espera una depreciación del colón respecto al dólar cercana al 1,60% para el año 2012 y 3,70% para el 2013, mientras que en lo que respecta a la inflación externa, esta se situará cercana al 1,60% y 1,30% para los años indicados.
4. Los parámetros económicos del presente estudio tarifario fue evaluado con cifras reales a marzo del 2012. En ese momento, el comportamiento de la inflación acumulada era del 0,86%, lo que muestra un control sobre las presiones en los precios, aunado a un dinamismo comedido de la demanda, como respuesta a la recesión que afecta a la eurozona y la sufrida por el mercado norteamericano en los últimos años. Dicho comportamiento tiene repercusiones en el sector de los servicios regulados, afectando las proyecciones de demanda, costos operativos e inversiones por parte de las empresas prestadoras de servicios y por ende en la tarifa resultante del análisis regulatorio.

5. En lo que respecta al el tipo de cambio, éste ha sufrido una leve apreciación del 0,92% (al mes de marzo), explicada por una mayor oferta de divisas en el mercado local, según MONEX, permitiendo un comportamiento que viene a favorecer al consumidor de energía, dado que no provoca presiones vía costos en la tarifa del servicio eléctrico, mientras que la inflación externa acumulada se ubica en un 1,65%.

Sobre el mercado

6. El estudio de Coopeguanacaste, R.L. abarca datos reales históricos de abonados y consumo hasta diciembre del 2011, el resto del período es estimado. El porcentaje de pérdidas estimado por la cooperativa es de 9,79%. Para la estimación de las compras de energía y potencia al ICE, la cooperativa utiliza los precios vigentes al momento de presentar la solicitud del estudio tarifario.
7. Los ingresos por ventas de energía en colones con tarifa vigente para el 2012 se estiman en ¢26 081,7 millones y para el 2013 se estiman en ¢26 291,8 millones (folio 472) y con tarifas propuestas por la cooperativa ¢27 570,8 millones en el 2012 y ¢27 607,1 millones en el 2013 (folio 473).
8. Para las estimaciones de abonados, compras y ventas en unidades físicas y en colones del estudio de mercado de la DEN se utilizan datos reales a febrero 2012. Además, el porcentaje de pérdida de distribución estimado por la DEN es de 9,53%.
9. Las principales diferencias se evidencian en el precio que la cooperativa utiliza para calcular los ingresos por ventas de energía a precios vigentes del sector general e industrial, ya que Coopeguanacaste, R.L. calcula un precio menor al precio calculado por la DEN, lo que genera ingresos con tarifa vigente menores para los años 2012 y 2013.
10. Las compras de energía al ICE, así como el pago de transmisión (peaje) en el estudio de la DEN incluye las nuevas tarifas del ICE por reconocimiento de combustibles aprobado mediante resolución 817-RCR-2012 del 30 de marzo del 2012.
11. Para la proyección de los gastos en compras de energía a Coneléctricas, Coopeguanacaste, R.L., utiliza los precios publicados en La Gaceta 36 del 21 de febrero 2011 (folio 78), lo cual es correcto, sin embargo, la diferencia en el cálculo está en que para el período valle la cooperativa utiliza un precio de enero a agosto de ¢60,77 y de setiembre a diciembre de ¢44,32; que corresponde al precio de punta. Mientras que en periodo valle lo correcto es utilizar el precio que corresponde a fuera de punta, que equivale a ¢45,52 de enero a agosto y de ¢23,96 de setiembre a diciembre.
12. Según los datos de la DEN, los ingresos por venta de energía para el 2012 aumentan un 1,31%, pasando de ¢26 644,5 millones con tarifa vigente a ¢26 994,0 millones con tarifa propuesta. Para el año 2013 los ingresos aumentan un 2,85%, pasando de ¢27 110,9 millones con tarifa vigente a ¢27 884,8 millones con tarifa propuesta.

Sobre las inversiones

13. Coopeguanacaste, R.L., presenta una ejecución de inversión promedio del 72,80% de las obras previstas en distribución, para el período comprendido del 2008-2010 (folio 693). La cooperativa no presenta justificaciones con respecto a la subejecución de obras en el periodo indicado.
14. Se consideran adiciones para el servicio de distribución de Coopeguanacaste, R.L. por la suma de ¢ 3 864,0 y ¢ 1 374,3 millones de colones para los años 2012 y 2013, respectivamente.
15. A partir de la información suministrada para la adición y el retiro de activos no es factible establecer una vinculación electrónica con el plan de inversiones correspondiente.
16. El plan de inversiones no cumple en su totalidad con el esquema de justificaciones establecido en el Por Tanto XII de la RRG-2113-2001, dado que no se incluyen la totalidad de inversiones contempladas en el expediente dentro del esquema de justificación.

Sobre el rédito para el desarrollo

17. Coopeguanacaste, R.L. propuso en el estudio tarifario para el servicio de distribución de energía eléctrica, según consta en el expediente ET-022-2012, un nivel de rédito para el desarrollo de acuerdo con el modelo costo de capital propio (CAPM) de 8,86% para el año 2012 y 2013, así como, un costo de capital de la empresa calculado con el modelo WACC de 7,66%.
18. De acuerdo con la información financiera a diciembre del 2011, se concluye que el costo del capital propio calculado mediante el modelo CAPM para el servicio de distribución que presta Coopeguanacaste, R.L. es de 6,99%. El costo del capital de la empresa (modelo WACC) es de 4,80%, mientras que el costo de la deuda es de 0,01%. Sin embargo, esta es la tasa que se obtendría si las nuevas tarifas estuvieran vigentes durante un año completo (12 meses).
19. Al ajustar el costo de capital propio al periodo en el cual estaría en vigencia la tarifa a recomendar, la tasa de rentabilidad para el servicio de distribución que presta Coopeguanacaste, R.L. es de 6,00%, la cual se puede considerar como apropiada para el periodo en el cual regirán las tarifas (6 meses del 2012). Para el año 2013, el nivel de rédito para el desarrollo a recomendar es de 6,99%.

Sobre el análisis financiero

20. En cuanto a la base tarifaria, se consideran los siguientes aspectos: los saldos iniciales se toman de los estados auditados al 31 de diciembre de 2011, se modifican los parámetros económicos, se utilizan las tasas de depreciación vigentes aprobadas por la Junta Directiva del SNE en su momento, se aplica como criterio de retiro de activos utilizado por Coopeguanacaste, R.L. con excepción de aquellos retiros que superan los montos acumulados. Se considera para la base tarifaria los activos de CH Canaleta.

21. Con tarifas propuestas se considera una base tarifaria de ¢35 487 millones y ¢ 38 874 millones para el 2012 y 2013 respectivamente.
22. Para la revisión y ajuste del año base 2011 y la proyección de los años 2012 y 2013 se utilizaron los Estados Financieros Auditados a diciembre del 2011, se realiza un análisis de las justificaciones presentadas por la cooperativa para aquellas cuentas que crecen por encima de la inflación.
23. Para la proyección de los años 2012 y 2013, se adicionó al año base, un incremento por concepto de inflación acorde con las variables macroeconómicas determinadas por la DEN.
24. La actualización de los índices macroeconómicos afectó el cálculo de los escalonamientos utilizados para realizar la proyección de cada una de las partidas de resultados.
25. Se revisan principalmente las partidas de gastos que crecen por encima de la inflación. Tanto en el año base como en los dos años de proyección, se excluyen gastos no tarifarios, gastos que no están justificados y gastos no recurrentes.
26. Se acepta la metodología empleada por la cooperativa para la asignación de gastos entre energía y CH Canalete, y la división de energía entre distribución, alumbrado público y actividad comercial, no obstante, se actualizaron los cálculos al 2011, debido a que la cooperativa utiliza cálculos con datos del año 2002 y estos cálculos presentan grandes diferencias actualmente.
27. Se eliminan de las partidas de gastos todos aquellos rubros que no estén relacionados directamente con la prestación del servicio, tal y como lo establece la ley 7593.
28. De los cálculos realizados se desprende que el servicio de distribución requiere un aumento en sus ingresos de 1,31% para el año 2012 y de 2,85% para el año 2013, lo anterior con el objetivo de alcanzar los niveles de rédito necesarios para la efectiva administración de la cooperativa en esos años.

Sobre la estructura tarifaria

29. La tarifa T-1 residencial tiene un precio promedio de ¢70/kWh, un 7,5% inferior que el precio promedio de Coopeguanacaste, R.L. (¢75,7/kWh), en tanto que la tarifa T-2 general tiene un precio promedio de ¢82,7/kWh, un 9,2% superior que el precio promedio general de la empresa.
30. El primer bloque de la tarifa residencial tiene un precio de ¢57/kWh, que es 25% inferior que el precio promedio general de la cooperativa, de manera que en lugar de recuperar los costos de suministro, Coopeguanacaste R.L. tiene que trasladar el subsidio del primer bloque de la tarifa residencial, 75% del consumo de esa tarifa, hacia los otros bloques de consumo.

31. La solicitud de aumento presentada por Coopeguanacaste, R.L. para las tarifas actuales no contiene propuesta para disminuir las distorsiones con un rebalanceo tarifario; que permita acercar las tarifas al costo de suministro y a disminuir las distorsiones tarifarias contenidas en el actual pliego tarifario.
32. De acuerdo con el análisis realizado, la propuesta de la Dirección de Servicios de Energía consiste en un aumento en las tarifas del servicio de distribución de la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. del 2,9%, para alcanzar el rédito propuesto y distribuido de la siguiente forma:

TARIFA	Porcentaje de aumento
T-RE Residencial	3,9
T-GE General	2,0
T-MT Media Tensión	0,0
Ajuste Promedio	2,9

Con esta propuesta se disminuye la distorsión tarifaria contenida en el pliego tarifario de Coopeguanacaste, R.L. aumentando en mayor proporción la tarifa residencial, que tiene en nivel tarifario más bajo que la tarifa general.

No se propone un incremento en la tarifa de media tensión, ya que, en la actualidad no tiene ningún usuario, razón por la cual se busca incentivar a que los abonados de la tarifa general se trasladen a esta tarifa y tengan la oportunidad de hacer un uso más eficiente de la electricidad.

33. Se propone modificar la tarifa residencial de la siguiente forma:

Primeros 200 kWh a	¢ 61/kWh
Por cada kilovatio adicional	¢ 87

34. Es necesario modificar la descripción de la aplicación de la tarifa residencial, de manera que sea específica para el sector residencial y que sea consistente con el proceso de simplificación tarifaria que se ha realizado con otras empresas distribuidoras, de la siguiente forma:

a. Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

35. Se propone que las descripciones de las condiciones de servicio contenidas en cada tarifa el pliego tarifario, sean trasladadas en forma general y como puntos adicionales en las disposiciones generales contenidas en el mismo pliego.

Sobre el análisis regulatorio

36. De acuerdo con el análisis financiero contable de la DEN, la rentabilidad de Coopeguanaste, R.L. con tarifas vigentes del 2012, es inferior a la considerada como adecuada para la cooperativa; por consiguiente, se propone un aumento promedio del 2,9% (sin considerar alumbrado público) en el año 2012 y mantener la misma tarifa propuesta para el 2013.
37. De acuerdo con lo indicado anteriormente, los técnicos de la ARESEP proceden a recomendar un aumento promedio de 2,9% en las tarifas del servicio de distribución de electricidad para el año 2012, dado que con las tarifas propuestas se generan los ingresos totales suficientes para obtener una rentabilidad del 6,02% para el año 2012, con lo cual la Coopeguanacaste, R.L. logra cubrir sus actividades de operación y de inversiones, garantizando la sostenibilidad del servicio y cumpliendo con el nivel de calidad establecido en la normativa vigente, dadas las condiciones actuales económicas y a la estructura financiera de la empresa.

II. Que en relación con las manifestaciones de los opositores, resumidas en el Resultando X de esta resolución, se indica lo siguiente:

1 Víctor Emel Villareal Hernández, folio 771

- *La cooperativa no requiere el porcentaje de aumento solicitado, ya que según sus reportes está muy bien. Además, no se justifica, dado el aumento salarial aprobado y la pobreza del pueblo.*

El análisis técnico se basa en el principio de “servicio al costo”, razón por la cual se realiza una valoración exhaustiva de la solicitud tarifaria, donde se considera entre otros aspectos, únicamente los costos y gastos que son necesarios para la prestación del servicio en cuestión. Es decir, la Autoridad Reguladora le reconocerá a la empresa lo que sea necesario para garantizar la continuidad y sostenibilidad del servicio, de manera que los usuarios no se vean perjudicados por la desmejora o racionamiento del servicio.

En todo caso, el incremento tarifario que se recomendó aprobar en el informe técnico es inferior al solicitado por Coopeguanacaste, R.L. e inferior a la inflación registrada en el país en los últimos años y la esperada para el actual.

- *Coopeguanacaste produce electricidad y es demasiado poca lo que le compra al ICE*

Coopeguanacaste, R.L. requiere comprar energía al ICE y a Coneléctricas para poder cubrir la demanda de electricidad de su zona de concesión. Estas compras representan aproximadamente un 70% de los costos totales, dado que la producción propia significa una pequeña porción del total de la producción requerida para cubrir la demanda. Por ejemplo, las ventas totales en unidades físicas en el año 2011 fueron de 342,4 GWh y la generación propia de la cooperativa para el mismo año fue de 5,7 GWh.

Es evidente la importancia que tiene para la cooperativa las compras de energía y la manera en que estas compras afectan los costos.

2 José Antonio Aiza Juárez, folio 771 al 776

- *Nos están imponiendo un aumento de más de 15%, casi un 16% sin ninguna base técnica que lo respalde, ¿por qué lo digo? Porque ni la inflación alcanza ese porcentaje en los años, sumando los años 2011, 2012 y 2013 según las proyecciones de nuestra industria del Banco Central, creyéndole al Banco Central entonces no hay ninguna justificación en un incremento tan alto.*

La Autoridad Reguladora analiza la solicitud presentada por la cooperativa en cuanto a ingresos y en cuanto a costos y gastos, se revisan detalladamente los gastos que crecen por encima de la inflación y las justificaciones para que eso suceda, se excluyen los gastos que no están justificados, los que no son recurrentes y los que no son tarifarios. Además, a la hora de realizar el análisis tarifario se contemplan las expectativas de la economía nacional según el Banco Central de Costa Rica y las de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional los parámetros económicos utilizados son la inflación interna, la inflación externa y el tipo de cambio.

En todo caso, el incremento tarifario que se recomendó aprobar en el informe técnico es inferior al solicitado por Coopeguanacaste, R.L. e inferior a la inflación registrada en el país en los últimos años y la esperada para el actual.

- *Cuál es la necesidad de la Coopeguanacaste realmente de incrementar el costo de la electricidad para los que habitamos en su zona de influencia, cuál es la verdadera necesidad, producen su propia electricidad, tiene un proyecto hidroeléctrico en pleno funcionamiento, tiene un proyecto hidroeléctrico en fase, la segunda fase que ya está iniciándose la construcción, tienen proyectos eólicos, tienen proyectos de producción de energía por basura también, entonces sumemos, no paga la electricidad que dice, eso no se ve reflejado en el estudio que ustedes están presentando a la ARESEP para poder hacer el aumento tarifario, no están, no se está proyectando que la Coopeguanacaste tiene a su haber ingresos por autoproducción de electricidad que no se le está pagando al ICE entonces, cuando usted ve esa curva que me, se nos enseñó ahora donde aquí esta el precio de la Coopeguanacaste que este es el precio del ICE, de que el precio de Coopeguanacaste es más bajo, porque no se la están comprando al ICE la están produciendo ustedes mismos y eso no se ve reflejado en ese estudio, no se ve reflejado esa producción interna de electricidad, no se ve reflejada la falta de inversión que ha habido a través de la historia en infraestructura para proteger nuestros hogares de que se incendie debido a la pésimas instalaciones eléctrica distribución que existen en Nicoya y tampoco se ve reflejado en ese estudio el que ustedes no han otorgado desde hace años u solo 5 de utilidades a los abonados.*

En el presente estudio sí se contempla la generación propia de la cooperativa y los ingresos que percibe por ella, sin embargo, Coopeguanacaste, R.L. requiere comprar energía al ICE y a Conelectricas para poder cubrir la demanda de electricidad de su zona de concesión. Estas compras representan aproximadamente un 70% de los costos totales, dado que la producción

propia significa una pequeña porción del total de la producción requerida para cubrir la demanda. Por ejemplo, las ventas totales en unidades físicas en el año 2011 fueron de 342,4 GWh y la generación propia de la cooperativa para el mismo año fue de 5,7 GWh. Es evidente la importancia que tiene para la cooperativa las compras de energía y la manera en que estas compras afectan los costos.

Sobre este tema se puede tener más detalle en la sección 3.2 “Análisis de mercado” y los anexos 1 y 2 del informe.

3 Jorge Arturo Fonseca Gómez, folios 776 al 778

- *ARESEP tiene que ser consciente que el país no está para esos gastos, tal vez haya que subir el incremento porque también ellos comen, tiene familia, los Toyota nuevos hay que pagarlos, el alza de combustible, pero un incremento poco, no exagerado porque eso de llevar miseria, hambre y ruina a muchos hogares de Nicoya.*

El análisis técnico se basa en el principio de “servicio al costo”, razón por la cual se realiza una valoración exhaustiva de la solicitud tarifaria, donde se considera entre otros aspectos, únicamente los costos y gastos que son necesarios para la prestación del servicio en cuestión. Es decir, la Autoridad Reguladora le reconocerá a la empresa lo que sea necesario para garantizar la continuidad y sostenibilidad del servicio, de manera que los usuarios no se vean perjudicados por la desmejora o racionamiento del servicio.

La Autoridad Reguladora analiza la solicitud presentada por la cooperativa en cuanto a ingresos y en cuanto a costos y gastos, se revisan detalladamente los gastos que crecen por encima de la inflación y las justificaciones para que eso suceda, se excluyen los gastos que no están justificados, los que no son recurrentes y los que no son tarifarios.

Además, a la hora de realizar el análisis tarifario se contemplan las expectativas de la economía nacional según el Banco Central de Costa Rica y las de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional los parámetros económicos utilizados son la inflación interna, la inflación externa y el tipo de cambio.

En todo caso, el incremento tarifario que se recomendó aprobar en el informe técnico es inferior al solicitado por Coopeguanacaste, R.L. e inferior a la inflación registrada en el país en los últimos años y la esperada para el actual.

Un mayor detalle del análisis financiero realizado por los técnicos se encuentra en la sección 3.5 del informe.

4 Carlos Manuel Zapata Ruiz, folios 778-780

- *Me vengo a oponer porque estas tarifas son desproporcionadas, la Sala Constitucional acaba de bajar las multas de tránsito por desproporcionadas.*

El ajuste tarifario solicitado por la empresa no es necesariamente el ajuste que la Autoridad Reguladora le aprobará, ya que esta última puede determinar que las tarifas deben disminuir, mantenerse o aumentar; esto una vez que el equipo técnico ha realizado el análisis del estudio presentado por la cooperativa y ha determinado cada uno de los componentes para obtener la tarifa requerida.

El análisis técnico se basa en el principio de “servicio al costo”, razón por la cual se realiza una valoración exhaustiva de la solicitud tarifaria, donde se considera entre otros aspectos, únicamente los costos y gastos que son necesarios para la prestación del servicio en cuestión. Es decir, la Autoridad Reguladora le reconocerá a la empresa lo que sea necesario para garantizar la continuidad y sostenibilidad del servicio, de manera que los usuarios no se vean perjudicados por la desmejora o racionamiento del servicio.

La Autoridad Reguladora analiza la solicitud presentada por la cooperativa en cuanto a ingresos y en cuanto a costos y gastos, se revisan detalladamente los gastos que crecen por encima de la inflación y las justificaciones para que eso suceda, se excluyen los gastos que no están justificados, los que no son recurrentes y los que no son tarifarios.

Además, a la hora de realizar el análisis tarifario se contemplan las expectativas de la economía nacional según el Banco Central de Costa Rica y las de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional los parámetros económicos utilizados son la inflación interna, la inflación externa y el tipo de cambio.

En todo caso, el incremento tarifario que se recomendó aprobar en el informe técnico es inferior al solicitado por Coopeguanacaste, R.L. e inferior a la inflación registrada en el país en los últimos años y la esperada para el actual.

Un mayor detalle del análisis financiero realizado por los técnicos se encuentra en la sección 3.5 del informe.

5 Isaac Ruiz Guzmán, folios 780 al 782

- *Conforme al numeral 27 constitucional presento formal apelación por el incremento o aumento en el servicio de electricidad del 2012 de 10,9% a la tarifa básica por tanto resulta desproporcionada con respecto a el primer PCS dictado por el Banco Central de Costa Rica, que los compañeros hicieron alusión a eso, bajo el cual se determina el incremento de los salarios del sector público, que es el principal segmento poblacional laboral del país.*
- *No logra establecer el 2% en aumento a la base salarial de 1,9 en el primer semestre del 2012 siendo que los servicios públicos deben ajustarse a los principios de proporcionalidad y razonabilidad*

El ajuste tarifario solicitado por la empresa no es necesariamente el ajuste que la Autoridad Reguladora le aprobará, ya que esta última puede determinar que las tarifas deben disminuir, mantenerse o aumentar; esto una vez que el equipo técnico ha realizado el análisis del estudio presentado por la cooperativa y ha determinado cada uno de los componentes para obtener la tarifa requerida.

El análisis técnico se basa en el principio de “servicio al costo”, razón por la cual se realiza una valoración exhaustiva de la solicitud tarifaria, donde se considera entre otros aspectos, únicamente los costos y gastos que son necesarios para la prestación del servicio en cuestión. Es decir, la Autoridad Reguladora le reconocerá a la empresa lo que sea necesario para garantizar la continuidad y sostenibilidad del servicio, de manera que los usuarios no se vean perjudicados por la desmejora o racionamiento del servicio.

La Autoridad Reguladora analiza la solicitud presentada por la cooperativa en cuanto a ingresos y en cuanto a costos y gastos, se revisan detalladamente los gastos que crecen por encima de la inflación y las justificaciones para que eso suceda, se excluyen los gastos que no están justificados, los que no son recurrentes y los que no son tarifarios.

Además, a la hora de realizar el análisis tarifario se contemplan las expectativas de la economía nacional según el Banco Central de Costa Rica y las de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional los parámetros económicos utilizados son la inflación interna, la inflación externa y el tipo de cambio.

En todo caso, el incremento tarifario que se recomendó aprobar en el informe técnico es inferior al solicitado por Coopeguanacaste, R.L. e inferior a la inflación registrada en el país en los últimos años y la esperada para el actual.

Un mayor detalle del análisis financiero realizado por los técnicos se encuentra en la sección 3.5 del informe.

6 Francisco José Carazo Caballero, folio 782

- *Primero: en que el gobierno de la república hace poco aumento la canasta básica de alimentos en un 13%, entonces no sería justo para los pobladores de Guanacaste, este aumento eléctrico, posteriormente hasta donde tengo entendido Coopeguanacaste RL en sus tarifas actuales está cobrando un rubro por producción en energía térmica y no hay, hasta donde tengo conocimiento, Coopeguanacaste RL no tiene plantas de producción térmica, geotérmica.*

Coopeguanacaste, R.L. no tiene producción de energía térmica. El ICE es la única empresa que genera con plantas térmicas, sin embargo, el gasto en combustibles del ICE va a verse reflejado en los precios de venta de la energía y por lo tanto, en los precios de compra de energía al ICE que realiza la cooperativa, lo que a su vez afecta el costo de la energía que consumen los abonados de la cooperativa.

- *Y finalmente el servicio que produce Guanacaste RL es pésimo, ya que el cableado eléctrico sufre constantemente accidentes con furgones debido a que no están a un nivel establecido, los mismos empleados cuando llega a reparar el servicio dicen que deberían de estar mas altos los cables, y eso produce grandes perdidas que podrían ser utilizados en mayores inversiones para la comunidad.*

La Autoridad Reguladora reconoce un porcentaje de rédito para el desarrollo suficiente que le permita a la cooperativa cubrir sus costos y que le permita también realizar inversiones para mejora de la calidad del servicio. Cuando las inversiones reconocidas no son ejecutadas la ARESEP castiga las inversiones a reconocer por el porcentaje de ejecución promedio de varios años de la empresa.

Si el usuario aportara mejor información sobre este tema, podría acogerse su petición como una queja contra el servicio que presta la cooperativa.

Para más detalles se puede ver la sección 3.3. del informe.

7 Rusdel Ortega Ortega, folios 782-785

- *La cooperativa Coopeguanacaste no necesita ese aumento, y los que menos tienen no necesitan tener menos cada día porque la calidad de vida con solo eso de muchas personas va a desmejorar lamentablemente*

El ajuste tarifario solicitado por la empresa no es necesariamente el ajuste que la Autoridad Reguladora le aprobará, ya que esta última puede determinar que las tarifas deben disminuir, mantenerse o aumentar; esto una vez que el equipo técnico ha realizado el análisis del estudio presentado por la cooperativa y ha determinado cada uno de los componentes para obtener la tarifa requerida.

El análisis técnico se basa en el principio de “servicio al costo”, razón por la cual se realiza una valoración exhaustiva de la solicitud tarifaria, donde se considera entre otros aspectos, únicamente los costos y gastos que son necesarios para la prestación del servicio en cuestión. Es decir, la Autoridad Reguladora le reconocerá a la empresa lo que sea necesario para garantizar la continuidad y sostenibilidad del servicio, de manera que los usuarios no se vean perjudicados por la desmejora o racionamiento del servicio.

La Autoridad Reguladora analiza la solicitud presentada por la cooperativa en cuanto a ingresos y en cuanto a costos y gastos, se revisan detalladamente los gastos que crecen por encima de la inflación y las justificaciones para que eso suceda, se excluyen los gastos que no están justificados, los que no son recurrentes y los que no son tarifarios.

Además, a la hora de realizar el análisis tarifario se contemplan las expectativas de la economía nacional según el Banco Central de Costa Rica y las de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional los parámetros económicos utilizados son la inflación interna, la inflación externa y el tipo de cambio.

En todo caso, el incremento tarifario que se recomendó aprobar en el informe técnico es inferior al solicitado por Coopeguanacaste, R.L. e inferior a la inflación registrada en el país en los últimos años y la esperada para el actual.

Un mayor detalle del análisis financiero realizado por los técnicos se encuentra en la sección 3.5 del informe.

8 Miguel Ángel Guillén Elizondo, folios 785 al 786

- *Creo que hay necesidad que la ARESEP tome en cuenta la variable social a la hora de aprobar este tipo de aumentos, observo una debilidad en el sistema porque pareciera que el control, el gobierno de la cooperativa llámese asamblea de representantes o de legados ha sido rebasado de ese control y ese gobierno por los aspectos meramente técnicos o numéricos a la luz de lo que hemos escuchado, es decir esa asamblea de representantes no está recogiendo el sentir de los afiliados en una audiencia considerable, ni uno solo de los asociados o afiliados al sistema de la cooperativa a estado de acuerdo.*

El ajuste tarifario solicitado por la empresa no es necesariamente el ajuste que la Autoridad Reguladora le aprobará, ya que esta última puede determinar que las tarifas deben disminuir, mantenerse o aumentar; esto una vez que el equipo técnico ha realizado el análisis del estudio presentado por la cooperativa y ha determinado cada uno de los componentes para obtener la tarifa requerida.

El análisis técnico se basa en el principio de “servicio al costo”, razón por la cual se realiza una valoración exhaustiva de la solicitud tarifaria, donde se considera entre otros aspectos, únicamente los costos y gastos que son necesarios para la prestación del servicio en cuestión. Es decir, la Autoridad Reguladora le reconocerá a la empresa lo que sea necesario para garantizar la continuidad y sostenibilidad del servicio, de manera que los usuarios no se vean perjudicados por la desmejora o racionamiento del servicio.

La Autoridad Reguladora analiza la solicitud presentada por la cooperativa en cuanto a ingresos y en cuanto a costos y gastos, se revisan detalladamente los gastos que crecen por encima de la inflación y las justificaciones para que eso suceda, se excluyen los gastos que no están justificados, los que no son recurrentes y los que no son tarifarios.

Además, a la hora de realizar el análisis tarifario se contemplan las expectativas de la economía nacional según el Banco Central de Costa Rica y las de la economía mundial según el Fondo Monetario Internacional los parámetros económicos utilizados son la inflación interna, la inflación externa y el tipo de cambio.

En todo caso, el incremento tarifario que se recomendó aprobar en el informe técnico es inferior al solicitado por Coopeguanacaste, R.L. e inferior a la inflación registrada en el país en los últimos años y la esperada para el actual.

Un mayor detalle del análisis financiero realizado por los técnicos se encuentra en la sección 3.5 del informe.

III. Que de conformidad con lo señalado en los resultandos y considerandos precedentes y el mérito de los autos, lo procedente es aumentar en un 2,9% las tarifas vigentes para el sistema de distribución de energía que presta la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste, R.L. (Coopeguanacaste, R.L.); tal y como se dispone.

POR TANTO:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593 y sus reformas, en la Ley general de la administración pública, en el Decreto Ejecutivo N° 29732-MP, Reglamento a la Ley 7593, en el Reglamento interno de organización y funciones y, en lo dispuesto por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora mediante artículo 6 del acuerdo 05-075-2011 de la sesión ordinaria 75-2011, celebrada el 14 de diciembre de 2011;

EL COMITÉ DE REGULACIÓN RESUELVE:

I. Incrementar las tarifas para el servicio de distribución de electricidad de la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste R.L. en un 2,9%, distribuido de la siguiente forma:

TARIFA	Porcentaje de aumento
T-RE Residencial	3,9
T-GE General	2,0
T-MT Media Tensión	0,0
Ajuste Promedio	2,9

II. Modificar la tarifa residencial de la siguiente forma:

Primeros 200 kWh a	¢ 61/kWh
Por cada kilovatio adicional	¢ 87

III. Modificar la descripción de la aplicación de la tarifa residencial, de la siguiente forma:

a. Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

IV. Trasladar en forma general y como puntos adicionales las descripciones de las condiciones de servicio contenidas en cada tarifa del pliego tarifario, en forma general y como puntos adicionales en las disposiciones generales contenidas en el mismo pliego.

V. Fijar las tarifas para el servicio de distribución de electricidad de Coopeguanacaste, R.L., las cuales rigen para los consumos originados a partir de su publicación en La Gaceta.

Tarifa T-RE: Residencial

1. Aplicación: Se entiende por consumo residencial el servicio para casas y apartamentos de habitación que sirven exclusivamente de alojamiento permanente. No incluye áreas comunes de condominios, áreas de recreo, moteles, hoteles, cabinas de recreo, hospitales, hospicios, servicios combinados residencia – negocio, edificios de apartamentos servidos por un solo medidor, ni establecimientos relacionados con actividades lucrativas.

2. Precios mensuales:

Primeros 200 kWh a	¢61/kWh
Por cada kilovatio adicional	¢87

Tarifa T-GE General

1. Aplicación: Servicios no especificados en las otras tarifas de Coopeguanacaste R.L.

2. Precios mensuales:

Para consumos menores o iguales que 3 000 kWh	
Por cada kWh	¢ 91
Para consumos mensuales mayores que 3 000 kWh	
Cargo por demanda (potencia)	
Primeros 10 kW o menos	¢ 84 850
Por cada kW adicional	¢ 8 485
Cargo por energía	
Primeros 3 000 kWh o menos	¢ 171 000
Por cada kWh adicional	¢ 57

Tarifa T-MT: Media tensión

1. Aplicación: Tarifa opcional para clientes que se comprometan a consumir un mínimo de 180 000 kWh al año y deben permanecer en la tarifa un año como mínimo. El periodo será prorrogable por periodos de un año. Si el consumo mínimo no se cumple en el doceavo mes se suman los kWh hasta completar el consumo de 180 000 kWh y se les aplica la tarifa de punta.

2. Precios mensuales:

Cargo por energía, por cada kWh	
Periodo punta:	¢ 76
Periodo valle:	¢ 66
Periodo nocturno:	¢ 58

La demanda de potencia mensual, para efectos de facturación, será de ¢3 425/kW sobre el promedio más alto en kilovatios para cualquier intervalo de quince minutos, registradas en los periodos de punta y valle durante el mes.

Disposiciones generales

1.- Si se modificaren las características del servicio, el abonado será reclasificado a la tarifa que corresponda, si el abonado así lo solicitare o de oficio por la Cooperativa. Se tomarán en cuenta las características del servicio para definir si la reclasificación corresponde. La clasificación no modificará las facturaciones anteriores.

2.- La demanda por facturar será la carga promedio más alta en kilovatios o kilovatios amperio para cualquier intervalo de quince minutos durante el mes.

3.- En cada tarifa se cobrará como suma mínima mensual el equivalente a los primeros 30 kWh, en los casos que el cliente consuma los 30 kWh o menos y que estén clasificados en el bloque básico de la tarifa.

4.- Definición de horario.

Período punta: Se define como período punta al comprendido entre las 10:01 y las 12:30 horas y entre las 17:31 y las 20:00 horas, es decir, 5 horas del día.

Período valle: Se define como período valle al comprendido entre las 6:01 y las 10:00 horas y entre las 12:31 y las 17:30 horas, es decir, 9 horas del día.

Período nocturno: Se define como período nocturno al comprendido entre las 20:01 y las 6:00 horas del día siguiente, es decir, 10 horas del día.

5.- El suministro de los servicios, en condiciones normales de explotación, deben ajustarse a las condiciones establecidas en las normas técnicas AR-NTCVS “Calidad del voltaje de suministro” y AR-NTSDC “Prestación del servicio de Distribución y comercialización.

6.- En la facturación mensual, de servicios con consumos mayores a los 3000 kWh, la empresa reportará al cliente, para el periodo facturado, la siguiente información relacionada con la calidad con que se suministra en el servicio:

- i. El tiempo total de interrupción del servicio.
- ii. El porcentaje total del voltaje fuera y dentro del rango permitido según norma.
- iii. El porcentaje total dentro y fuera de norma de la distorsión armónica total de tensión y corriente.
- iv. El factor de potencia

En los servicios que se brinden a hoteles con edificaciones horizontales o verticales de ocupación múltiple, la empresa eléctrica optativamente podrá efectuar y entregar al abonado, un registro de la cantidad, duración y magnitud de los huecos de tensión de suministro (Curva SEMI F47-0706 o equivalente actualizada).

VI. Indicarle a Coopeguanacaste, R.L. que debe presentar mensualmente en formato físico y digital (Excel) la siguiente información:

- Resumen Final Facturado por Plan
- Totales por Tarifa y Distrito
- Consumo KWh por Plan por Rango
- Acumulado por Niveles de: Medidores, Consumo KWh , Importe KWh, Consumo Kw e Importe en Kw por sectores (Residencial, General, Industrial e Interdepartamental)
- Total Facturado por Distrito Alumbrado Público
- Acumulado por Niveles y por Proceso Consumo de Alumbrado Público
- Detalle de Rubros Facturados con Unidades Mayores a un Mínimo Alumbrado Público
- Totales de Importe por Alumbrado Público
- Lámparas Públicas Instaladas por Distrito
- Resumen de Lámparas Públicas Instaladas por Capacidad

- La generación mensual de energía de las Centrales Hidroeléctricas Canalete, Pocosol y San Lorenzo y para estas últimas en unidades monetarias.
- Las compras mensuales de energía al ICE (kWh y KW), tanto en formato físico, como digital (Excel)

VII. Presentar la información de ventas de abonados, ventas de energía y potencia en kWh, kW y colones, utilizando los siguientes bloques de consumo y formatos:

Residencial			
Energía			
Bloques	Abonados	Consumo kwh	Importe ¢
0-30			
31-200			
201-50 000			
50 001 a más			

General			
Energía			
Bloques	Abonados	Consumo kwh	Importe ¢
0-3000			
3 000-50 000			
50 001 y más			
Potencia			
Bloques	Abonados	Consumo kw	Importe ¢
0-10			
10 y más			

VIII. Indicarle a Coopeguanacaste, R.L. que deberá presentar el gasto por concepto de canon ARESEP y por Canon MINAET, debidamente separado en el estado de resultados tarifario, este último debe presentarse en forma física y mediante hoja electrónica. El estado de resultados tarifario, tanto vigente como propuesto, deberá ser presentado utilizando el siguiente formato (la información deberá ser del año base del estudio, dos años antes a esta y dos años de proyección):

DESCRIPCIÓN	año-2	año-1	año 0	año +1	año +2
VENTAS DE ENERGIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OTROS INGRESOS ELECTRICOS Y DIVERSOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL INGRESOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COMPRAS DE ENERGÍA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GASTOS DISTRIBUCION:					
GASTOS ADMINIST. Y GENERALES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GASTOS DE COBRO A CONSUMIDORES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GASTOS DE MANTENIMIENTO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DEPRECIACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CANON ARESEP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GASTOS FINANCIEROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GASTOS CH CANALETE:					
GASTOS DE SEGURO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GASTOS DE OPERACIÓN Y MANT.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GASTOS ADM Y GENERALES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GASTOS FINANCIEROS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CANON AGUA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DEPRECIACION	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL GASTOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL DE COSTOS Y GASTOS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RESULTADO DE LA OPERACIÓN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PROMEDIO ACTIVO FIJO REVALUADO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CAPITAL DE TRABAJO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DEUDA A LARGO PLAZO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
BASE TARIFARIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
RENTABILIDAD/BT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

IX. Indicarle a Coopeguanacaste, R.L., que en la próxima petición tarifaria para el servicio de distribución de electricidad debe:

- a. Proyectar el plan de inversiones considerando el promedio de la capacidad de ejecución histórica (unidades físicas y montos) de los últimos tres años anteriores a la petición. De manera que se demuestre que el plan de inversiones es consecuente y consistente con dicha capacidad de ejecución histórica y se justifique cada uno de los proyectos incluidos.
- b. El plan de inversiones cumplir con los requerimientos establecidos en el Por Tanto XII de la RRG-2113-2001, relacionado con el contenido de las justificaciones de inversiones contempladas en los estudios tarifarios. Las obras proyectadas dentro del estudio, deben estar incluidas en su totalidad dentro del plan de inversiones correspondiente. Las inversiones que incumplan los aspectos indicados en dicha resolución se tendrán por no justificados y por consiguiente no se reconocerán.
- c. Incluir en el cálculo de proyección de las inversiones, los parámetros económicos (inflación externa e interna y el tipo de cambio utilizado) y su respectiva vinculación electrónica, para facilitar la validación y actualización de los datos del nuevo cálculo por parte de la Autoridad Reguladora. Los escalamientos empleados en el plan de inversiones, deberán mostrar la vinculación electrónica con los parámetros económicos respectivos.
- d. Presentar la adición y el retiro de activos debidamente identificados en archivos independientes, y deberán estar vinculados electrónicamente con el plan de inversiones.
- e. Presentar justificaciones técnicas correspondientes en los informes de avance de inversiones, en el caso de mostrar subejecución.
- f. Verificar que los datos de los informes de retiro de activos coinciden con las cifras expresadas en los archivos de depreciación de cada grupo de activos.
- g. Actualizar los parámetros de asignación de gastos al último ejercicio contable auditado.
- h. Justificar detalladamente todos los gastos que crezcan por encima de la inflación, dichas justificaciones no significa presentar únicamente el auxiliar de la cuenta de manera que se observen los movimientos más no así los motivos o incluso sus detalles. Por tanto, se le debe indicar a la cooperativa que deberá de manera atenta justificar claramente los gastos que crezcan por encima de la inflación indicando la razón por la que se incurrió en ese gasto, en qué fecha se hizo y demás información importante.
- i. Depurar la base tarifaria para que todos aquellos activos que por su valor no deben ser considerados como tales por Ley, así mismo se le solicita que elimine de la base de activos todos aquellos que se encuentren depreciados y en caso de que aún se estén utilizando que se continúen revaluando como debe ser. Además para los reportes de activos se le solicita que se asegure que los retiros corresponden a activos que no han sido sacados de la base con anterioridad, también deben revisar que al momento de pasar los reportes en formato digital (Excel) se puedan leer con facilidad los códigos de los mismos y que no tengan errores de transcripción de los mismos.

- j. Presentar un cuadro en formato digital (Excel) con las pólizas de seguros vigentes, desde su saldo inicial hasta su saldo final anual, de manera que se indique además de los pagos que se hacen, el tiempo de vigencia de las mismas y el periodo de pago.
- k. Estar al día con la entrega ante esta Dirección de los Estados Financieros auditados del año recién cursado, en caso que se presente el estudio con base a un año no terminado o no cerrado deberá de enviarse una certificación de estados financieros a la fecha base del estudio.
- l. Presentar un cuadro de análisis de las diferencias existentes entre los Estados Financieros auditados con respecto a los Estados Financieros enviados para el estudio.
- m. Presentar todas las justificaciones de los gastos que crecen por encima de la inflación para la cuenta CH Canaleta.
- n. Adjuntar al estudio los reportes tipo balance de comprobación del año base y de los dos años anteriores, los cuales sin lugar a dudas deberán coincidir con las cifras auditadas y con las cifras presentadas en el estudio.
- o. Presentar todos los archivos electrónicos sean incorporados en el estudio, así como los archivos vinculados que estos puedan tener.
- p. Adjuntar copia de los pagos de canon MINAET legibles, pueden ser los comprobantes de pago en el banco, de forma que se puedan ver con claridad a que periodo hace referencia cada pago.

En cumplimiento de lo que ordenan los artículos 245 y 345 de la Ley general de la administración pública, se informa que contra esta resolución pueden interponerse los recursos ordinarios de revocatoria y de apelación y el extraordinario de revisión. El de revocatoria podrá interponerse ante el Comité de Regulación, al que corresponde resolverlo y los de apelación y de revisión podrán interponerse ante la Junta Directiva, a la que corresponde resolverlos.

De conformidad con el artículo 346 de la Ley general de la administración pública, los recursos de revocatoria y de apelación deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles contado a partir del día hábil siguiente al de la notificación y, el extraordinario de revisión, dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de dicha ley.

NOTIFÍQUESE Y PUBLIQUESE.

COMITÉ DE REGULACION

CARLOS SOLANO CARRANZA

LUIS ELIZONDO VIDAURRE

1 vez.—O. C. N° 6450-2012.—Solicitud N° 46103.—C-897020.—(IN2012058202).

SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES

ACUERDO 011-033-2012

Quien suscribe, Secretario del Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones, en ejercicio de las competencias que le atribuye el inciso b) del artículo 50 de la Ley General de la Administración Pública, ley 6227, y el inciso 10) del artículo 22 del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados, me permito comunicarle(s) que en la sesión ordinaria No. 033-2012 del Consejo de la SUTEL, celebrada el día 23 de mayo del 2012, mediante acuerdo 011-033-2012, se ha aprobado la siguiente resolución:

RCS-151-2012

RESOLUCIÓN DEL CONSEJO DE LA SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES SAN JOSÉ, A LAS 10:00 HORAS DEL 23 DE MAYO DEL 2012

“RECURSOS DE REVOCATORIA INTERPUESTOS POR EL INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD Y EL SEÑOR JUAN DIEGO SOLANO HENRY, CONTRA LA RESOLUCIÓN RCS-121-2012 DEL CONSEJO DE LA SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES DE LAS 15:00 HORAS DEL 30 DE MARZO DE 2012, “REVISIÓN Y SIMPLIFICACIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL PLIEGO TARIFARIO VIGENTE”

EXPEDIENTE SUTEL-ET-001-2012

RESULTANDO

- I. Que mediante acuerdo 022-089-2011, de la sesión ordinaria 089-2011, celebrada por el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones el 14 de diciembre del 2011 acordó lo siguiente: I. Aprobar la lista y estructura de servicios de telecomunicaciones y de información propuesta por la DGM que consta en los folios del 08 al 18 del expediente administrativo. II. Eliminar del pliego los servicios de información y otros, según los argumentos especificados para cada servicio y según consta a folios 18 a 41 del expediente administrativo. III. Solicitar a la DGM llevar a cabo la apertura del expediente administrativo para la “Revisión del Pliego Tarifario Vigente” de conformidad con lo establecido en la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Ley 7593. IV. Incluir dentro del expediente administrativo para la “Revisión del Pliego Tarifario Vigente” la lista de servicios de telecomunicaciones y otros para los cuales se mantienen las tarifas vigentes, conforme al apartado I del presente acuerdo. Asimismo, incluir la lista de servicios de información y otros que se eliminan del pliego tarifario vigente, conforme al apartado II del mismo acuerdo. V. Solicitar a la DGM que coordine con la Dirección General de Participación del Usuario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, los trámites correspondientes con el fin de iniciar el proceso de audiencia pública de la “Revisión del Pliego Tarifario Vigente”, de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593. (Véanse los folios 05 a 42 del expediente administrativo)

- II. Que el día 19 de enero del año en curso, mediante oficio 185-SUTEL-2012 se solicitó a la Dirección General del Participación al Usuario la convocatoria a Audiencia Pública de Revisión del Pliego Tarifario Vigente (Véanse los folios 43-45 del expediente administrativo), la cual fue programada para el día 01 de marzo del año 2012 a las 17:15 horas.
- III. Que el día viernes 27 de enero de 2012 se publicó en dos periódicos de circulación nacional, a saber La República y la Nación, la convocatoria a audiencia pública de la Revisión del Pliego Tarifario Vigente. Asimismo, dicha convocatoria fue igualmente publicada en el Diario Oficial La Gaceta No. 24 del 2 de febrero de 2012. (Véanse los folios 51-52 y 56 del expediente administrativo)
- IV. Que una vez cumplidas las formalidades para la convocatoria, mediante oficio 0366-DGPU-2012/84137 se rindió el informe de instrucción de la audiencia pública para conocer la propuesta de revisión y simplificación de la estructura del pliego tarifario vigente para los servicios de telecomunicaciones y otros, la cual quedó convocada para el día 25 de enero del 2012 a las 17:15 horas. (Véanse los folios 216 y 217 del expediente administrativo)
- V. Que en la citada audiencia pública y de acuerdo con lo establecido en la Ley 7593, artículo 36, y en el Decreto 29732-MP, artículos 50 a 56, se recibieron y admitieron las oposiciones de las siguientes personas jurídicas y/o físicas: a) Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (folios 58 al 82); b) Radiográfica Costarricense S.A (folios 83 al 92); c) Instituto Costarricense de Electricidad (folios 93 a 109 y folios 237 a 265); d) Reinaldo Enrique Sánchez Porrás, con cédula de identidad 1-582-995 (folios 110 y 111); e) Juan Diego Solano Henry, con cédula de identidad 1-484-019 (folios 112 al 215); f) Telefónica Costa Rica TC, S.A., (folios 220 al 236); g) Claro CR Telecomunicaciones S.A. (Folios 266 al 280); h) Daniel Fernández Sánchez, con cédula de identidad 1-926-826, en condición de Consejero del Usuario de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. (Folios 281 al 284 del expediente administrativo).
- VI. Que en el expediente administrativo consta el Acta 21-2012 de la audiencia pública efectuada a las 17:15 horas del 1 de marzo de 2012, oficio 0410-DGPU-2012/85236, así como el informe de oposiciones y coadyuvancias recibidas en la citada audiencia, oficio 0411- DGPU-2012/85130, ambos de fecha 8 de marzo de 2012. (Véanse los folios 289 a 302)
- VII. Que en el expediente administrativo se incluyeron tanto la grabación del audio de la audiencia pública en la que se conoció el proyecto de simplificación del pliego tarifario, como también la grabación de la videoconferencia de la audiencia realizada el 1 de marzo de 2012. (Véanse los folios 286 y 288)
- VIII. Que mediante oficio 1222-SUTEL-DGM-2012 del 29 de marzo de 2012, la DGM rindió un informe técnico-jurídico sobre las oposiciones a la revisión y simplificación del pliego de tarifario, dirigido al Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones. Dicho informe fue conocido por el Consejo en la sesión extraordinaria N° 021-2012 del 30 de abril de 2012. (Véanse los folios 305 a 381 del expediente administrativo).

- IX. Que de conformidad con lo dispuesto en el acuerdo 003-021-2012, adoptado en la sesión ordinaria N° 21-2012 del 30 de marzo del presente año, se emitió la resolución RCS-121-2012 de las 15:00 horas del 30 de marzo de 2012, mediante la cual fueron conocidas y resueltas las oposiciones recibidas en la audiencia pública convocada para la revisión y simplificación del pliego tarifario y se definió la lista de servicios de telecomunicaciones sujetos a regulación tarifaria, en los términos y condiciones descritos en dicha resolución. (Véanse los folios 382 a 440 del expediente administrativo).
- X. Dicha resolución, fue notificada a las partes que presentaron las respectivas oposiciones en fecha 13 de abril de 2012. (Véanse los folios 448 a 459 del expediente administrativo).
- XI. Que en fecha 18 de abril de 2012, dentro del plazo legalmente establecido, tanto el señor Juan Diego Solano Henry como el Instituto Costarricense de Electricidad interpusieron sendos recursos de revocatoria con apelación en subsidio contra la resolución RCS-121-2012 “Revisión y simplificación de la estructura del pliego tarifario vigente para los servicios de telecomunicaciones”. (Véanse los folios 441 a 446 y 460 a 468 del expediente administrativo).
- XII. La resolución RCS-121-2012, fue publicada en La Gaceta No. 77 del 20 de abril de 2012. (Véanse los folios 469 a 492 del expediente administrativo)
- XIII. Que mediante oficio N° 1555-SUTEL-DGM-2012 del 26 de abril de 2012, la Dirección General de Mercados rindió su informe técnico-jurídico respecto a los recursos interpuestos contra la citada resolución RCS-121-2012. (Véanse los folios 495 a 518 del expediente administrativo)
- XIV. Que en la sesión ordinaria N° 27 del 2 de mayo de 2012, así como en la sesión ordinaria N° 033 del 23 de mayo de 2012, el Consejo de la SUTEL conoció los recursos incoados contra la resolución RCS-121-2012, así como el informe de la Dirección General de Mercados rendido mediante oficio N° 1555-SUTEL-DGM-2012 y resolvió adoptar la presente resolución.
- XV. Que en los procedimientos se han observado las prescripciones de ley.

CONSIDERANDO

- I. Que de conformidad con lo que establece el artículo 73 inciso h) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593, es función del Consejo de la SUTEL, “*Convocar a audiencia, conforme al procedimiento ordenado en el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, N.º 7593, de 9 de agosto de 1996, en los casos de fijaciones tarifarias, formulación y revisión de reglamentos técnicos, de estándares de calidad y la aprobación o modificación de cánones, tasas y contribuciones.*” Asimismo, en atención a lo que dispone el inciso s) del mismo numeral, es también una función de este citado Consejo, fijar las tarifas de telecomunicaciones, de conformidad con lo que dicte la ley.

- II. Que el artículo 81 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593 establece, en lo que interesa: *“Audiencias. Para los asuntos indicados en este artículo, la Sutel convocará a una audiencia, en la que podrán participar quienes tengan interés legítimo para manifestarse sobre lo siguiente: a) Las fijaciones tarifarias que deban realizarse de conformidad con la Ley general de telecomunicaciones (...) El procedimiento de convocatoria para las audiencias se realizará conforme al artículo 36 de esta Ley, sin perjuicio de lo establecido en el artículo 361.2 de la Ley general de la Administración Pública respecto de las instituciones descentralizadas.”*
- III. Por su parte, el artículo 36 de la citada Ley No. 7593 dispone que serán sometidos a audiencia pública, entre otros, las solicitudes para la fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos (inciso a). Asimismo la norma dispone que para los asuntos indicados en este artículo, se convocará a audiencia, en la que podrán participar las personas que tengan interés legítimo para manifestarse. Con ese fin, la Autoridad Reguladora ordenará publicar en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional. Indica la norma que *“Para estos casos, todo aquel que tenga interés legítimo podrá presentar su oposición o coadyuvancia, por escrito o en forma oral, el día de la audiencia, momento en el cual deberá consignar el lugar exacto o el número de fax, para efectos de notificación por parte de la Aresep. En dicha audiencia, el interesado deberá exponer las razones de hecho y de derecho que considere pertinentes. La audiencia se convocará una vez admitida la petición y si se han cumplido los requisitos formales que establece el ordenamiento jurídico. Para este efecto, se publicará un extracto en el diario oficial La Gaceta y en dos periódicos de circulación nacional, con veinte (20) días naturales de anticipación a la celebración de la audiencia (...) Para los efectos de legitimación por interés colectivo, las personas jurídicas organizadas bajo la forma asociativa y cuyo objeto sea la defensa de los derechos de los consumidores o de los usuarios, podrán registrarse ante la Autoridad Reguladora para actuar en defensa de ellos, como parte opositora, siempre y cuando el trámite de la petición tarifaria tenga relación con su objeto. Asimismo, estarán legitimadas las asociaciones de desarrollo comunal u otras organizaciones sociales que tengan por objeto la defensa de los derechos e intereses legítimos de sus asociados...”*
- IV. Asimismo, el artículo 1 de la Ley 8660, sostiene: *“Créase, por medio de la presente Ley, el Sector Telecomunicaciones y se desarrollan las competencias y atribuciones que corresponden al ministro rector del Sector del Ministerio de Ambiente y Energía, en adelante denominado Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones (Minaet). Además se modernizan y fortalecen el instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y sus empresas: también se modifica la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. N° 7593, de 9 de agosto de 1996, para crear la Superintendencia de Telecomunicaciones, en adelante denominada Sutel, que será el órgano encargado de regular, aplicar, vigilar y controlar el ordenamiento jurídico de las telecomunicaciones.”* En la misma línea, el artículo 59 de la Ley No. 7593 señala, *“Corresponde a la Superintendencia de Telecomunicaciones (Sutel) regular, aplicar, vigilar y controlar el ordenamiento jurídico de las telecomunicaciones; para ello, se regirá por lo dispuesto en esta Ley y en las demás disposiciones legales y reglamentarias que resulten aplicables.”*

- V. Que de conformidad con lo que establece el artículo 50 de la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642, *“Las tarifas de los servicios de telecomunicaciones disponibles al público serán establecidas inicialmente por la Sutel, conforme a la metodología de topes de precio o cualquier otra que incentive la competencia y la eficiencia en el uso de los recursos, de acuerdo con las bases, los procedimientos y la periodicidad que se defina reglamentariamente. Cuando la Sutel determine, mediante resolución motivada, que existen las condiciones suficientes para asegurar una competencia efectiva, los precios serán determinados por los proveedores de los servicios de telecomunicaciones. En caso de que la Sutel determine, mediante resolución motivada, que las condiciones de competencia efectiva en el mercado dejan de darse, deberá intervenir procediendo a fijar la tarifa, de acuerdo con lo estipulado en el primer párrafo de este artículo.”*
- VI. Que la misma Ley N°8642, establece y define los siguientes conceptos importantes de considerar para los efectos de interés en el presente acuerdo:
- Artículo 2.- Objetivos de esta Ley, inciso e) *“Promover la competencia efectiva en el mercado de las telecomunicaciones, como mecanismo para aumentar la disponibilidad de servicios, mejorar su calidad y asegurar precios asequibles”*.
- Artículo 3.- Principios rectores, inciso f) *“Competencia efectiva: establecimiento de mecanismos adecuados para que todos los operadores y proveedores del mercado compitan en condiciones de igualdad, a fin de procurar el mayor beneficio de los habitantes y el libre ejercicio del Derecho constitucional y la libertad de elección”*.
- Artículo 52.- Régimen sectorial de competencia, inciso a) *“Promover los principios de competencia en el mercado nacional de telecomunicaciones”*. Por tanto es responsabilidad de ésta Superintendencia promover la competencia.
- VII. Que los servicios de telecomunicaciones han sido definidos en la citada Ley No. 8642 en su artículo 6 inciso 23, como aquellos *“servicios que consisten, en su totalidad o principalmente, en el transporte de señales a través de redes de telecomunicaciones. Incluyen los servicios de telecomunicaciones que se prestan por las redes utilizadas para la radiodifusión sonora o televisiva”*.
- VIII. Por su parte, la misma Ley indica que las redes de telecomunicaciones son *“sistemas de transmisión y demás recursos que permiten la transmisión de señales entre puntos de terminación definidos mediante cables, ondas hertzianas, medios ópticos u otros medios radioeléctricos, con inclusión de las redes satelitales, redes terrestres fijas (de conmutación de circuitos o de paquetes, incluida Internet) y móviles, sistemas de tendido eléctrico, utilizadas para la transmisión de señales, redes utilizadas para la radiodifusión sonora y televisiva y redes de televisión por cable, con independencia del tipo de información transportada”* (inciso 19 correspondiente del artículo 6).

- IX. Que la Ley N° 8642 define al servicio de información como aquel “*servicio que permite generar, adquirir, almacenar, recuperar, transformar, procesar, utilizar, diseminar o hacer disponible información, incluso la publicidad electrónica, a través de las telecomunicaciones. No incluye la operación de redes de telecomunicaciones o la prestación de un servicio de telecomunicaciones propiamente dicha*” (inciso 25, artículo 6).
- X. Que respecto a los servicios de información antes definidos, el artículo 51 de la Ley General de Telecomunicaciones, establece que “*...La Sutel podrá imponer a los proveedores de servicios de información las obligaciones a que se refiere el primer párrafo de este artículo, cuando determine que esto se requiere para corregir una práctica monopólica, promover la competencia o resguardar los derechos de los usuarios.*”
- XI. Que las tarifas vigentes a la fecha y las condiciones de prestación de los servicios de telecomunicaciones, se encuentran establecidas en las siguientes resoluciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP):
- RRG-1832-2001 del 20 de febrero de 2001, publicada en la Gaceta N° 51 del 13 de marzo del 2001.
 - RRG-2835-2002 del 31 de octubre de 2002, publicada en La Gaceta N° 218 del 12 de noviembre del 2002.
 - RRG-3202-2003 del 14 de agosto de 2003, publicada en La Gaceta N° 161 del 22 de agosto del 2003.
 - RRG-5680-2006 del 5 de julio de 2006, publicada en La Gaceta N° 139 del 19 de julio de 2006.
 - RRG-5907-2006 del 16 de agosto de 2006, publicada en La Gaceta N° 172 del 07 de setiembre del 2006.
 - RRG-5957-2006 del 31 de agosto de 2006, publicada en el Alcance N°52 a La Gaceta N° 183 del 25 de setiembre del 2006.
 - RRG-5986-2006 del 21 de setiembre de 2006, publicada en La Gaceta N° 190 del 04 de octubre del 2006.
 - RRG-6206-2006 del 23 de noviembre de 2006, publicada en La Gaceta N° 243 del 19 de diciembre de 2006.
 - RRG-6351-2007 del 19 de febrero de 2007, publicada en la Gaceta N° 54 del 16 de marzo del 2007.
 - RRG-7210-2007 del 21 de setiembre de 2007, publicada en la Gaceta N° 198 del 16 de octubre de 2007.
 - RRG-7575-2007 del 22 de noviembre de 2007, publicada en La Gaceta N° 237 del 10 de diciembre de 2007.
 - RRG-8147-2008 del 31 de marzo de 2008, publicada en La Gaceta N° 71 del 11 de abril del 2008. RRG-5671-2006 del 28 de junio de 2006, publicada en La Gaceta N° 137 del 17 de julio del 2006.
- XII. Que las tarifas mencionadas en el punto anterior han sido publicadas y reunidas en el denominado “pliego tarifario”.

- XIII. Que el pliego tarifario representa un instrumento muy importante para el usuario final de las telecomunicaciones ya que facilita el conocimiento de las tarifas de los servicios disponibles que se encuentran ahí regulados, donde se procura también cumplir con el principio de transparencia, además que le facilita el evitar confusiones al contratar este tipo de servicios.
- XIV. Que el pliego tarifario vigente además de incluir las tarifas de todos los servicios de disponibles al público ofrecidos por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), incluye también tarifas de otros servicios como por ejemplo servicios de información, servicios mayoristas y tarifas asociadas a cargos administrativos, de trámite, de construcción, etc.
- XV. Que mediante resolución RCS-615-2009 del Consejo de la SUTEL del 18 de diciembre del 2009, se estableció que las tarifas fijadas en el pliego tarifario vigente corresponden a “tarifas máximas”, y que rigen para todos los operadores y proveedores de servicios disponibles al público.
- XVI. Que el fin del presente procedimiento ha sido el de revisar y simplificar el pliego tarifario vigente con el propósito de establecer una nueva lista de servicios sujetos a regulación tarifaria, ajustada a su vez al ordenamiento jurídico vigente a partir de la apertura del sector de las telecomunicaciones. El objetivo no es realizar una fijación tarifaria, como tampoco establecer si existen condiciones de competencia en mercados o servicios específicos, sino más bien revisar y actualizar el contenido y estructura del pliego tarifario que hasta ahora ha estado vigente y las demás resoluciones relacionadas con esta materia. Esto con la finalidad de asegurar la participación de la SUTEL en la fijación de tarifas con respecto a los servicios cuya regulación le compete por ley o en consonancia con el interés de velar por la tutela de los derechos de los usuarios, como también para garantizar que el pliego recoja principios y derechos establecidos por la normativa que ha entrado en vigencia. Por eso, tal y como se indicó en la audiencia pública, el propósito de la propuesta de simplificación del pliego tarifario involucra tanto la distinción de los servicios de telecomunicaciones sujetos a regulación tarifaria, en contraposición de los servicios de información cuya tasación queda –en principio- a decisión de los operadores y/o proveedores, pero también incluye la incorporación que aquellos cambios que obedecen al ajuste del pliego con respecto a los reglamentos y las leyes vigentes luego de la apertura (véase el folio 292 del expediente administrativo).
- XVII. A partir de lo anterior, la simplificación del pliego tarifario trae consigo no solo cambios en su estructura y contenidos, en el tanto se delimitan los servicios de telecomunicaciones que permanecen regulados con tarifas definidas por la SUTEL, sino también involucra la incorporación de cambios en tarifas que obedecen a una imposición legal, a partir de normas que determinan condiciones de gratuidad de ciertos servicios que para el legislador corresponden a derechos de los usuarios que deben garantizarse y proveerse sin costo alguno.
- XVIII. Que es preciso reiterar que con el fin de cumplir con lo anterior, el Consejo de la SUTEL y la Dirección General de Mercados, analizaron la permanencia o no de cada uno de los servicios incluidos en el pliego tarifario vigente considerando lo siguiente:

- a. El cargo o servicio en estudio está asociado a la tecnología que se mantiene en monopolio bajo la legislación vigente con el fin de mantener una adecuada tutela de los derechos de los usuarios finales.
 - b. La clasificación de los servicios y cargos en el pliego tarifario vigente, en las categorías de servicios de telecomunicaciones, servicios de información y, otros cargos los cuales corresponden a cargos administrativos o similares.
 - c. De acuerdo a la legislación vigente, las tarifas de los servicios de telecomunicaciones para los cuales no exista declaratoria de competencia, deben ser fijadas por la SUTEL, por lo que para estos servicios, se está manteniendo la fijación establecida en el pliego tarifario. Por otra parte, de conformidad con el artículo 51 de la Ley No. 8642, las tarifas de los servicios de información no deben ser establecidas por la SUTEL. Sin embargo, la Superintendencia mantiene la competencia de imponer a los operadores de este tipo de servicios, obligaciones en el caso de que ello se requiera para corregir una práctica monopólica, promover la competencia o resguardar los derechos de los usuarios.
 - d. Que no siendo servicios de telecomunicaciones, los precios asociados a cargos por servicios administrativos u otros similares, se excluyen de la lista, sin perjuicio de las competencias regulatorias ex post que conserva la SUTEL.
- XIX. Que luego de conocer las oposiciones presentadas en el proceso de audiencia pública, que consta en el expediente administrativo No. SUTEL-ET-001-2012, mediante la resolución RCS-121-2012 de las 15:00 horas del 30 de marzo de 2012, este Consejo adoptó la revisión y simplificación de la estructura del pliego tarifario vigente para los servicios de telecomunicaciones en los términos establecidos en dicha resolución. (Véanse los folios 382 a 440 del expediente administrativo).
- XX. Que vistos los recursos de reposición mediante los cuales, dos de los participantes que interpusieron oposiciones durante la audiencia pública de este procedimiento, impugnaron la resolución RCS-121-2012 de este Consejo, procede referirse a dichas gestiones recursivas, tomando en consideración el criterio emitido por la Dirección General de Mercados en el oficio N° 1555-SUTEL-DGM-2012. Dicho informe ha sido analizado por este Consejo, y ha sido acogido parcialmente según se detalla de seguido.
- XXI. **Sobre las formalidades de los recursos interpuestos:** Tal y como lo ha hecho constar la Dirección General de Mercados en su oficio N° 1555-SUTEL-DGM-2012, en el apartado “A. Análisis formal de los recursos interpuestos”, se tiene que:

“Naturaleza de los recursos interpuestos por el ICE y Juan Diego Solano Henry.

Tanto el señor Juan Diego Solano Henry como el ICE impugnan la resolución RCS-121-2012, mediante la cual el Consejo de la SUTEL dispuso la revisión y simplificación de la estructura del pliego tarifario vigente para los servicios de telecomunicaciones, a través del recurso ordinario de reposición o reconsideración, al que se refiere el artículo 73 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593 y al que le resultan aplicables los artículos 342 a 352 de la Ley General de la Administración Pública (LGAP), por ser el capítulo relativo a los recursos ordinarios.

Asimismo, ambos recurrentes interponen sendos recursos de apelación en subsidio, los que según lo que establece el artículo 53 inciso o) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593, deben ser trasladados para su resolución por parte de la Junta Directiva de la ARESEP.

Legitimación.

Los recurrentes Juan Diego Solano Henry y el Instituto Costarricense de Electricidad presentaron oposiciones durante el proceso de audiencia pública, según lo que establece el artículo 36 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593 y el artículo 50 de su Reglamento. Dichas oposiciones fueron resueltas por el Consejo de la SUTEL mediante la resolución RCS-121-2012 de las 15:00 horas del 30 de marzo de 2012, por ello ambas partes cuentan con legitimación suficiente para impugnar la resolución citada.

Representación.

La impugnación del ICE es interpuesta por medio de su apoderada generalísima sin límite de suma, según consta al folio 468 del expediente administrativo. Juan Diego Solano Henry, firma directamente su recurso.

Temporalidad de los recursos.

El acuerdo 003-021-2012 que aprueba la resolución RCS-121-2012 del 30 de marzo de 2012, le fue notificada a ambos recurrentes en fecha 13 de abril de 2012 (véase el folio 451 del expediente administrativo).

Por su parte, tanto el recurso de Juan Diego Solano Henry como el del ICE fueron recibidos en esta Superintendencia el día 18 de abril del año en curso. (Véanse los folios 441 y 460 del expediente administrativo)

Del análisis comparativo entre la fecha de notificación del acto y la de interposición del recurso, con respecto al plazo de tres días para recurrir otorgado en el artículo 346 de la LGAP, y lo estipulado en la Ley de Notificaciones Judiciales 8687, se concluye que las impugnaciones se presentaron dentro del plazo legal establecido.”

- XXII. A partir de lo anterior, se entienden cumplidos los requisitos para admitir por la forma los recursos, siendo necesario proceder con el análisis de los aspectos de fondo desarrollados en cada uno de ellos.

Sobre el recurso de revocatoria interpuesto por el Instituto Costarricense de Electricidad: 1) Otros servicios de la telefonía básica tradicional: El ICE reitera la solicitud planteada en la oposición entregada durante la audiencia pública, para que se excluyan del pliego tarifario los servicios asociados a la "Telefonía Básica Tradicional" correspondientes a: "Cargo por reconexión ante retiro temporal, "Cargo por reconexión del servicio por falta de pago ", "Reinstalación del servicio por liquidación contable, cuando las vías primarias y secundarias fueron retiradas "; "Reinstalación del servicio por liquidación contable, cuando las vías primarias y secundarias no fueron retiradas ", "retiro temporal", "traslado exterior (línea alámbrica, con existencia de raja o acometida permanente, inalámbrica, traslado, instalación, retiro de puentes de conexión de canales arrendados dentro de instalaciones ICE, cuota de instalación residencial o comercial, PBX y Servicio Temporal)" "comisión por facturación ", "distribución y cobranza", por cuanto no son servicios de telecomunicaciones. Alega que, por su naturaleza, se trata de trámites administrativos cuyos cargos deberían ser fijados por el operador- proveedor como parte de su estrategia empresarial. Para el ICE la condición especial que genera un monopolio real, le fue otorgada exclusivamente a una tecnología específica (conmutación de circuitos) apta, al igual que otras, para prestar los servicios de voz y datos, pero esa condición no le fue otorgada a los servicios propiamente de voz y datos. Prueba de lo anterior, en el Reglamento de Prestación y Calidad de los Servicios vigente se homologan las condiciones de calidad y prestación de los servicios de voz brindados a través de la tecnología de conmutación de circuitos con los brindados a través de la tecnología de IP (Ver artículos 100, 101, 102, 103 y 104). De igual forma, en la resolución RCS-307-2009 de Mercados Relevantes, la SUTEL incluyó todas las tecnologías existentes en la declaración de los mercados relacionados con servicios fijos (Mercado 1 de Acceso a la red pública de telecomunicaciones desde una ubicación fija para clientes residenciales, Mercado 2 de Servicios de comunicaciones de voz con origen en una ubicación fija y destino nacional y Mercado 3 de Servicio de comunicaciones de voz con origen en ubicación fija y destino internacional), con lo cual resulta evidente que las dos tecnologías de conmutación de circuitos y de IP forman parte de un mismo mercado relevante que se refiere a los servicios fijos. De ahí, que tomando como base el mismo criterio de la SUTEL respecto a que el fin perseguido con la reestructuración del pliego tarifario es, - además de la simplificación -, el logro de una regulación efectiva y transparente por servicio y no por tecnología, consideran que, en atención a lo dispuesto en la resolución RCS-615-SUTEL (sic), estos rubros se aplican por igual a los servicios de voz (red conmutada de circuitos), que a los servicios de voz (red de paquetes conmutados), por lo que deben ser excluidos del pliego. **Criterio de la DGM:** En su informe, la Dirección General de Mercados sostuvo que los cargos incluidos en las casillas 21 a la 34 de la RCS-121-2012 relacionados con el servicio de telefonía básica tradicional deben mantenerse dentro de la lista de servicios de telecomunicaciones, en la medida en estos son servicios específicos relacionados con un servicio de telecomunicaciones que se mantiene en monopolio (según el artículo 7 de la Ley No.8660), a saber la telefonía básica tradicional. se mantiene en monopolio el servicio telefónico básico tradicional, que como es sabido se da mediante la conmutación de circuitos. Ahora bien, los cargos aquí mencionados, son propios de esta red y es únicamente el operador de una red de este tipo quien puede aplicarlos. En vista de que ya se mencionó que esta red, por disposición expresa, solo puede ser explotada en Costa Rica por el ICE, es nuestro

criterio que para “el servicio de voz, datos, en una red predominantemente alámbrica, con acceso generalizado a la población” prestado mediante centrales de conmutación de circuitos, no puede eliminarse la regulación en materia tarifaria, a riesgo de que potencialmente pueda generarse un perjuicio a los usuarios finales de este servicio. Es por esto, que dichos servicios deben mantenerse dentro de la lista al ser complementos necesarios para dar el servicio de telefonía básica tradicional y por corresponder a servicios asociados a la red de telefonía básica tradicional. Afirmó la Dirección que, si bien se han homologado las condiciones de prestación de los servicios y las condiciones tarifarias para los servicios de telefonía por conmutación de paquetes, esto no quiere decir que lo señalado por el artículo 7 de la Ley 8660 no se mantenga vigente, no siendo posible para ningún otro operador ofrecer el servicio telefónico básico tradicional salvo con una concesión por parte de la Asamblea Legislativa. De esta forma, para la Dirección General de Mercados, la reconexión, reinstalación, retiro, traslado de línea alámbrica, cuota de instalación y depósito de garantía para el servicio de telefonía básica tradicional, con las características específicas sobre las cuales existen tarifas vigentes, y siendo servicios que solamente serán ofrecidos por el ICE, siendo además cargos asociados a un servicio de telecomunicaciones en monopolio, se deberían mantener regulados en el pliego. Finalmente agregan que, con fundamento en el Transitorio I de la Ley N° 8642, la SUTEL no está fijando nuevas tarifas para servicios que salen de su ámbito de acción, sino en cambio está actuando conforme a lo indicado en dicho transitorio. **Criterio del Consejo:** Una vez analizados los argumentos y razonamientos planteados en este extremo, este órgano colegiado decide apartarse del criterio de la Dirección General de Mercados según se explica de seguido. Al analizar el punto cuestionado por el ICE, considera este Consejo que lleva razón el recurrente, en el sentido de que – a partir de lo que disponen el artículo 7 de la Ley No. 8660 y el numeral 28 de la Ley No. 8642- debe tenerse claro que es la tecnología la que está en monopolio y no propiamente la red la que ostenta dicha condición. Como lo hace ver el ICE en su recurso, la condición especial que genera un monopolio real “*fue otorgada exclusivamente a una tecnología específica*”, a saber la de conmutación de circuitos, y no propiamente a los servicios de voz y datos. Bajo este escenario, se tiene que para el bucle de abonado, es decir, el par de cobre que llega a las premisas del usuario final comúnmente llamado la “última milla”, los cargos relacionados con: "Cargo por reconexión ante retiro temporal", "Cargo por reconexión del servicio por falta de pago", "Reinstalación del servicio por liquidación contable, cuando las vías primarias y secundarias fueron retiradas"; "Reinstalación del servicio por liquidación contable, cuando las vías primarias y secundarias no fueron retiradas", "retiro temporal" y "traslado exterior (línea alámbrica, con existencia de raja o acometida permanente, inalámbrica, traslado, instalación, retiro de puentes de conexión de canales arrendados dentro de instalaciones ICE, cuota de instalación residencial o comercial, PBX y Servicio Temporal)" están actualmente fijados en el pliego, cargos que están asociados al mantenimiento y servicios administrativos de esta última milla. Sin embargo, este bucle de abonado puede perfectamente ser desagregado, de conformidad con lo que establece el artículo 27 del Reglamento de Acceso e Interconexión de Redes de Telecomunicaciones, por lo que otros prestadores, a través de la desagregación de bucle de abonado compartido y completo, pueden prestar servicios a sus usuarios finales haciendo uso del par de cobre. Así, hay que ser claros en que, los cargos cuya permanencia en el pliego aquí se cuestiona, aplican también para una red de cable

coaxial o una red de fibra, siendo que para esos operadores que compiten con un servicio sustituto del servicio de telefónico básico tradicional –que es la voz IP- no se están regulando dichos rubros pese a que implican costos, como mínimo, similares a los que asume el operador de la telefonía básica tradicional. De aquí que, si el planteamiento es mantener la regulación únicamente para la tecnología del par de cobre simplemente porque por ley esa red fue declarada en monopolio, se dejaría de lado que en realidad es la tecnología la que ha sido establecida en dicha condición monopólica y no el servicio de voz fija. A partir de lo anterior, al identificar que en efecto el recurrente plantea un razonamiento totalmente válido, se estima necesario excluir del pliego los cargos relativos a: "Cargo por reconexión ante retiro temporal, "Cargo por reconexión del servicio por falta de pago", "Reinstalación del servicio por liquidación contable, cuando las vías primarias y secundarias fueron retiradas"; "Reinstalación del servicio por liquidación contable, cuando las vías primarias y secundarias no fueron retiradas", "retiro temporal", "traslado exterior (línea alámbrica, con existencia de raja o acometida permanente, inalámbrica, traslado, instalación, retiro de puentes de conexión de canales arrendados dentro de instalaciones ICE, cuota de instalación residencial o comercial, PBX y Servicio Temporal)" ", a efecto de no generar un trato discriminatorio en perjuicio del Instituto Costarricense de Electricidad, que violentaría la normativa vigente, siendo que los restantes operadores que ofrecen servicios sustitutos, no tienen ninguna regulación respecto a dichos cargos y con ello tienen la libertad de fijar los precios a sus usuarios finales por estos mismos conceptos. Así, en el análisis de este punto, necesariamente debe considerarse el hecho de que existen otras tecnologías que no están en monopolio, pero que tienen procesos similares de conexión y desconexión y que no tienen una tarifa fijada por el órgano regulador para dichos supuestos, lo que les permite a los operadores cobrar o no los rubros, según su propio criterio de negocio. Véase que la SUTEL, con esta decisión que ahora adopta, de ningún modo pierde o renuncia a sus potestades regulatorias, siendo que en el caso en el que se advierta alguna posible práctica o cobro abusivo en perjuicio de los usuarios finales, la Superintendencia puede intervenir de manera ex post según sus competencias y potestades legales y reglamentarias. Asimismo, es criterio de este Consejo que el análisis aquí adoptado, debe ser congruente y uniforme con otras decisiones regulatorias en las cuales se ha tomado en cuenta que, si bien es cierto el servicio de voz que se presta mediante la tecnología de conmutación de circuitos a través del par de cobre, se encuentra en monopolio, dicho servicio tiene un nivel de sustituibilidad con respecto al servicio de voz sobre IP y con respecto al servicio que se presta a través de la red móvil. Siendo consistentes con esto y partiendo de que en otras redes el acceso a los hogares se da en condiciones similares a las que se dan con la telefonía básica tradicional, se concluye que el tratamiento –a nivel tarifario- debe ser el mismo y por lo tanto, se estima que lleva razón el ICE en este punto. Por lo tanto, es necesario excluir estos cargos del pliego tarifario vigente. Lo anterior sin perjuicio de establecer que es obligación permanente del ICE comunicar a la SUTEL los montos y los cambios en dichos precios que aplique a los usuarios finales por concepto de estos rubros, obligación que también mantiene con estos usuarios a través de las publicaciones, estipulaciones contractuales e informaciones que debe cumplir de manera precisa, clara y transparente, según lo que establece la normativa vigente (artículo 75 inciso a) punto ii) de la Ley No. 7593 y artículo 14 del Reglamento sobre el régimen de protección al usuario final de los servicios de telecomunicaciones). Cabe señalar también que, la

exclusión del pliego que a partir de este momento se adopta con respecto a estos cargos, de ningún modo le impide a la SUTEL ejercer sus competencias regulatorias de manera ex post, según se estime necesario en apego al ordenamiento jurídico aplicable. De esta forma, en atención a lo dicho, el Consejo declara con lugar el recurso de revocatoria interpuesto por el ICE en este extremo, lo que implica que deben eliminarse del pliego los cargos por "Cargo por reconexión ante retiro temporal, "Cargo por reconexión del servicio por falta de pago ", "Reinstalación del servicio por liquidación contable, cuando las vías primarias y secundarias fueron retiradas "; "Reinstalación del servicio por liquidación contable, cuando las vías primarias y secundarias no fueron retiradas ", "retiro temporal", "traslado exterior (línea alámbrica, con existencia de raja o acometida permanente, inalámbrica, traslado, instalación, retiro de puentes de conexión de canales arrendados dentro de instalaciones ICE, cuota de instalación residencial o comercial, PBX y Servicio Temporal)" Cabe señalar que, el ICE menciona en su impugnación, los rubros correspondientes a "comisión por facturación" y "distribución y cobranza", cargos que como puede verse en la resolución RRG-5957--2006, nunca estuvieron incluidos para el servicio de telefonía básica tradicional dentro del pliego. Por esta razón, se excluyen del pliego tarifario vigente todos los cargos ya citados, con excepción de los cargos de "Comisión por facturación" y "distribución y cobranza" no habiendo justificación alguna del recurso con respecto a dicho rubro. Se le advierte al ICE que aun con la exclusión de dichos cargos del pliego tarifario, es su obligación no solo dejar claramente definidos dichos cargos y cualquier modificación a estos, para que sean de conocimiento de los usuarios, sino que deberá informar inmediatamente a la Superintendencia de Telecomunicaciones de la fijación que haga sobre estos rubros, así como cualquier modificación, según las obligaciones que establece la normativa aplicable. Se declara parcialmente con lugar el recurso en este extremo. **2) Depósito de Garantía para la Telefonía Básica Tradicional.** El ICE indica que la SUTEL decidió excluir los montos de los depósitos de garantía del pliego tarifario, a partir de lo dispuesto en el artículo 50 del Reglamento sobre el Régimen de Protección al Usuario Final de los Servicios de Telecomunicaciones que únicamente le otorga potestad para aprobar los "medios de garantía" y no los montos. A partir del mismo argumento, solicitan en su recurso que se eliminen los depósitos de garantías regulados en las casillas 31 y 34 (Depósito de garantía (residencial, comercial, troncal PBX y telefonía virtual) y Depósito de garantía del Número de Acceso Universal (UAN) del pliego tarifario de la RCS-121-2012, esto porque según lo establecido en el artículo 28 de la Ley 8642, la telefonía básica tradicional debe sujetarse a las disposiciones de esa Ley, incluidos los reglamentos que la desarrollan. Criterio de la DGM: Considera esta Dirección que dicha petitoria debería ser rechazada en el tanto, como se analizó para el punto anterior, dichos depósitos están asociados al servicio de telefonía básica tradicional que se encuentra en monopolio según las disposiciones legales vigentes. Dicha condición hace que los cargos asociados a cada uno de los rubros relacionados con el servicio, deben mantenerse regulados con el fin de evitar la comisión de prácticas indebidas por parte del operador involucrado y con ello resguardar los derechos de los usuarios de dicho servicio. Criterio del Consejo: Siendo congruentes con el análisis desarrollado en el punto anterior, este Consejo no puede coincidir con la posición planteada por la Dirección General de Mercados en este punto. Al igual que se analizó para el caso anterior, la mera condición del monopolio en el que se encuentra la tecnología mediante la cual se presta el servicio de telefonía básica tradicional no

justifica que los depósitos de garantía (residencial, comercial, troncal PBX y telefonía virtual) y depósito de garantía del Número de Acceso Universal (UAN) deban permanecer en el pliego cuando se llegó a determinar que cargos similares para otras redes, no corresponden a servicios de telecomunicaciones cuya regulación amerite mantenerlos en el pliego tarifario vigente. Así, en aplicación del artículo 50 del Reglamento sobre el Régimen de Protección al Usuario Final de los Servicios de Telecomunicaciones y a efecto de no generar un trato discriminatorio que no tiene justificación alguna y que vendría a perjudicar al operador, se declara con lugar el recurso en este extremo. De igual forma se le advierte al ICE que la información con respecto a este depósito debe cumplir con los parámetros y requisitos que impone la normativa vigente a efecto de salvaguardar los derechos de los usuarios finales de sus servicios, así como con las restantes disposiciones que haya emitido la SUTEL relacionadas con este tema. Asimismo, deberá informar a la SUTEL sobre la fijación que haga de estos rubros de manera inmediata, así cualquier modificación en estos precios. Cabe señalar también que, la exclusión del pliego que a partir de este momento se adopta con respecto a este cargo, de ningún modo le impide a la SUTEL ejercer sus competencias regulatorias de manera ex post, según se estime necesario en apego al ordenamiento jurídico aplicable. **3) Servicio de identificación o no identificación de llamadas:** El ICE cuestiona la resolución RCS-121-2012, en el tanto viene a disponer que los servicios de "Identificación del numero llamante Caller ID" y "No identificación de numero llamante No caller ID" para la telefonía móvil celular y telefonía básica tradicional deben ser gratuitos de conformidad con los incisos 26 y 27 del artículo 45 de la Ley 8642. Se argumenta en el recurso que la gratuidad de los servicios de cita resulta improcedente de acuerdo al objetivo pretendido en la audiencia pública otorgada y que lo reitera ese mismo órgano regulador en varios de los considerandos de la citada resolución, en la cual se indica que el objetivo del procedimiento es simplificar el pliego tarifario a través de la revisión de la estructura del pliego que estaba vigente, para determinar cuáles servicios son regulados y cuáles no, sin que fuera posible pretender una modificación de las tarifas ni estructuras y criterios de fijación tarifarias vigentes, para lo cual, según lo dice la misma SUTEL, resulta necesario hacer otro procedimiento independiente con esos fines específicos. En virtud de lo anterior, solicitan que se aclare que en el tanto ese otro procedimiento "adicional y separado" no se inicie y concluya, los servicios de referencia deben mantener las tarifas vigentes a la fecha, por lo que devendría improcedente desde el punto de vista legal interpretar que a partir de la entrada en vigor de la RCS-121-2012 tales tarifas se entienden modificadas a cero. Criterio de la DGM: La Dirección General de Mercados considera improcedente el argumento del ICE, en el tanto es la Ley No.8642 la que declara estos servicios como gratuitos porque corresponden a un derecho del usuario. La vigencia de estas tarifas data del año 2006 (RRG-5957-2006), por lo que en ese momento no existía la Ley No. 8642 y que en cambio entró en vigencia en el 2008. Por lo tanto, tales disposiciones, deben modificarse de acuerdo a lo que establece la Ley No.8642. Se afirma que aquí no se está por ante una nueva tarifa, sino que se está haciendo cumplir lo que la ley establece al aplicar este criterio, aspecto que además constituir una obligación para la SUTEL, fue abordado con claridad en esos términos durante la audiencia pública celebrada en este procedimiento, al señalarse que para aquellos servicios que la ley señala que deben ser provistos de forma gratuita, se modificaría de conformidad para cumplir con estas disposiciones. No

estima la Dirección General, que sea procedente mantener estas tarifas como vigentes hasta que no se inicie y concluya un procedimiento que compruebe los costos de la funcionalidad del servicio, porque es la Ley la que señala que estos servicios deben ser gratuitos. **Criterio del Consejo:** Analizada la argumentación del ICE, coincide este órgano colegiado con el criterio planteado por la Dirección General de Mercados, según lo que de seguido se explica. Efectivamente, el Consejo ha sido amplio y claro en señalar que el fin de la audiencia pública celebrada obedece al propósito de simplificar el pliego vigente sin modificar las tarifas ni las condiciones de los servicios que se mantienen regulados. Esto a efecto de delimitar cuáles servicios deben permanecer regulados tarifariamente en la medida en que correspondan a servicios de telecomunicaciones. Sin embargo, al analizar detenidamente este punto, es criterio de este Consejo que en el presente asunto, en virtud de la gratuidad impuesta por ley de ciertos servicios de telecomunicaciones, la simplificación del pliego tarifario, por obvias razones debe ajustar las tarifas correspondientes, sin que ello signifique en esencia una fijación tarifaria, dado que no obedece a una variación de costos, sino a la gratuidad impuesta por ley. Véase que al folio 19 del expediente administrativo –casilla 16-, acuerdo en el que se solicitó a la Dirección General de Mercados tramitar la apertura del expediente administrativo así como la coordinación para llevar a cabo el procedimiento de audiencia pública con la propuesta de revisión del pliego, consta que la presente modificación fue analizada por este Consejo en ese acuerdo 022-089-2011. De ahí que, en el asunto en particular no aplica el razonamiento orientado a establecer que cualquier modificación tarifaria debe tramitarse en un procedimiento separado, dado que dicha afirmación se cumple para aquellos casos en los que sea necesario poner a disposición de las partes los estudios de costos y las justificaciones técnicas que serían el fundamento de cambios tarifarios sometidos a audiencia pública y que son documentos que no forman parte de este expediente administrativo. No obstante, en la especie no se considera necesario llevar a cabo un proceso separado e independiente para establecer que los servicios de identificación o no identificación de llamadas, son servicios gratuitos y en consecuencia que se deben cobrar cero colones por ellos, dado que para llegar a esa conclusión no hace falta discutir costos ni ningún otro elemento técnico, en el tanto esa determinación de precio cero, proviene directamente de la aplicación de los incisos 26 y 27 del artículo 45 de la Ley No. 8642, que los establecen como servicios gratuitos. Cabe anotar que el fundamento de dicha variación, ha estado en discusión desde el inicio del procedimiento como lo demuestra la misma oposición presentada por el ICE, en el punto 9 de su escrito (visible al folio 100 del expediente administrativo). En dicha oposición el ICE cuestionó los alcances de la interpretación dada por esta Superintendencia al artículo 45 inciso 26 de la Ley No. 8642, argumentando también que se le deben reconocer los respectivos costos por dichos servicios. Sin embargo, en la resolución RCS-121-2012, ese tema de fondo -que encierra la discusión sobre la gratuidad o no de estos servicios- fue debidamente abordado por este Consejo en el punto M) del Considerando XVII, en el cual se rechazó la interpretación del ICE respecto a que dichos servicios no son gratuitos. Todo lo anterior demuestra que en este punto en concreto, la posibilidad de discutir este punto del pliego tarifario ha estado abierta desde que se convocó a la audiencia pública del proceso que nos ocupa, con lo cual no hay discusión alguna que sea necesario dilucidar en un procedimiento de fijación tarifaria posterior porque la justificación del cambio de precio para estos servicios en concreto, se hizo pública y evidente desde el

inicio del presente procedimiento, además de que no obedece a ningún estudio de costos sino más bien a la aplicación de una imposición legal. En realidad el ICE, con la sola presentación de su oposición, admitió y entendió correctamente que la revisión del pliego sometida a audiencia pública en este proceso, reconocía la obligación de ajustar el pliego a la imposición de la ley en cuanto a la gratuidad de algunos servicios, con lo cual el argumento desarrollado en su recurso no tiene ningún asidero que amerite la modificación de un punto que en la resolución RCS-121-2012 ya le fue rechazado. En esa línea, dado que el recurrente no cuestionó la conveniencia de este proceso de audiencia para establecer la gratuidad de estos servicios en las oposiciones, dando por bueno el proceso llevado a cabo para la aplicación de dicha normativa, y en el tanto el único argumento que ahora desarrolla el operador en contra de la decisión del Consejo, carece de fundamento según lo que hemos dicho, se debe rechazar el recurso en este extremo. Lo anterior significa que los servicios de identificación o no identificación de llamadas deben ser prestados de forma gratuita, según los términos de la resolución RCS-121-2012. **4) Números cortos:** El ICE reitera su solicitud para que se eliminen los servicios denominados 1110, 1112, 1190, 1193, 1197, 1199, 1124, 800 y 900 del pliego tarifario, argumentando que el servicio de operadora que en todos ellos se utiliza, es un servicio de información y las llamadas que se realizan para acceder a estos servicios son servicios de telecomunicaciones regulados a los cuales les corresponde la tarifa móvil o tarifa básica tradicional según sea el caso. Consideran que lo resuelto por la SUTEL con respecto a la gratuidad de los servicios de cita, resulta improcedente de acuerdo al objetivo pretendido en la audiencia pública otorgada, tal y como se expuso en la misma resolución RCS-121-2012, cual es, el simplificar el pliego tarifario a través de la revisión de la estructura del pliego que estaba vigente, para determinar cuáles servicios son regulados y cuáles no, sin que fuera posible pretender una modificación de las tarifas ni estructuras y criterios de fijación tarifarias vigentes, para lo cual, según lo dice la misma SUTEL, resulta necesario hacer otro procedimiento independiente con esos fines específicos. **Criterio de la DGM:** La Dirección General de Mercados, entiende que a pesar de que el procedimiento realizado por esta Superintendencia tuvo como fin simplificar el pliego tarifario vigente, el propósito incluía también la revisión de las tarifas vigentes que deben apegarse a lo establecido en la legislación vigente, tal y como se aclaró en la audiencia pública. Una de las disposiciones contenidas en dicha Ley, establece que los servicios de tele-gestión deben mantenerse gratuitos (artículo 13 del Reglamento sobre el régimen de protección al usuario final de los servicios de telecomunicaciones). Como se mencionó en el punto anterior, el propósito de la audiencia quedó claramente establecido y éste se cumple al establecer que los servicios prestados a través de los números 1193 y demás números con la misma funcionalidad. Asimismo, en relación con los servicios prestados a través de los números cortos 1197 y 1199, debe indicarse que el acceso a las plataformas para utilizar este servicio es gratuito o libre de tasación, de acuerdo a lo establecido en la resolución RRG-5957-2006, en el apartado Servicios Especiales del Sistema Nacional de Telecomunicaciones-Tarifas de Acceso y por lo tanto no se está cambiando esta tarifa. En cuanto a la tarifa por minuto, se mantiene vigente la establecida en la resolución RRG-5957-2006 en el apartado "Tasación Sistema Tarjetas prepago". Por lo tanto en este punto no se está declarando ningún servicio como gratuito que no lo haya estado antes. Lo anterior fue reiterado en el resuelve X, de la resolución RCS-121-2012. Lo anterior ocurre también en el servicio de cobro revertido número 800, sobre el cual se

estableció en la resolución RRG-5957-2006, en el apartado Servicios Especiales del Sistema Nacional de Telecomunicaciones-Tarifas de Acceso, que el acceso a estos números es libre de tasación y por ende no hay ningún cambio en esta tarifa. En cuanto a la tarifa por minuto se encuentran vigentes las tarifas móvil o fija según sea el caso. Asimismo, en relación con los servicios prestados a través de los demás números cortos mencionados por el ICE la resolución RCS-121-2012 es clara al indicar lo siguiente: "Respecto a la exclusión que el ICE solicita de los números cortos aquí citados, debe aclararse que éstos fueron incluidos en la lista de servicios regulados sometida a audiencia pública, debido a que se entiende que la parte correspondiente a la llamada para acceder a estos servicios sí se encuentra regulada. Por esta razón, se ha optado por mantener esos servicios en el nuevo pliego a efecto de que el usuario pueda identificar cuáles son los cargos que debe asumir en un determinado servicio." **Criterio del Consejo:** A partir de la explicación que hace la Dirección General de Mercados, así como analizando la resolución RRG-5957-2006, este Consejo concluye que la impugnación que el ICE plantea en este extremo no resulta de recibo, toda vez que aquí tampoco estamos ante una modificación tarifaria, toda vez que las tarifas de los números cortos ya estaban fijadas justamente en la resolución RRG-5957-2006. En el caso del servicio 1193 (telegestión), que efectivamente fue fijado como un servicio gratuito por disposición del artículo 13 del Reglamento sobre el régimen de protección al usuario final de los servicios de telecomunicaciones, en realidad se reitera una disposición que ya contenía el pliego definido en la resolución RRG-5957-2006. Asimismo, en relación con los servicios prestados a través de los números cortos 1197 y 1199, debe indicarse que el acceso a las plataformas para utilizar estos servicios es gratuito o libre de tasación, de acuerdo a lo establecido en la resolución RRG-5957-2006, en el apartado Servicios Especiales del Sistema Nacional de Telecomunicaciones-Tarifas de Acceso, y por lo tanto, no se está cambiando esta tarifa. De conformidad con lo establecido en la resolución RCS-121-2011, en cuanto al número 1110, a través del cual se permite establecer una llamada de cobro revertido, no se deja de regular la llamada en sí que se realiza, la cual estará sujeta a la fijación tarifaria vigente. Sin embargo, el servicio del operador o contestadora que brinda las indicaciones al usuario para establecer la llamada, corresponde a un servicio de información. En cuanto a los números 800, es importante apuntar que estos son números de cobro revertido para los cuales rigen las tarifas vigentes y por lo tanto no se puede aplicar ningún cargo adicional al servicio prestado a través de estos números. En los restantes servicios, a saber 1112, 1124 y servicios 900, también se mantiene la tarifa que se encuentra fijada en esa misma resolución, que corresponde a la llamada de acceso que como tal se mantiene regulada según las tarifas móvil o fija que le resulte aplicable. Esto no significa que los servicios de información asociados a estos números, no puedan ser cobrados de manera independiente al acceso. Por lo tanto, los números 1110, 1112, 1190, 1193, 1197 1199, 1124, 800 y 900 se mantienen en la lista. De esta forma, se declara sin lugar el recurso en este extremo, según lo dicho. **5) Servicios internacionales: El ICE** solicitó la eliminación del pliego tarifario de los servicios de "SMS internacional", "Comunicaciones internacionales", "Mensajería de texto (SMS) Roaming internacional", "Roaming Datos internacional" y Servicio INMARSAT, por tratarse de servicios regulados a nivel internacional. Sostiene que no lleva razón la Superintendencia al afirmar que "mantiene competencia regulatoria" sobre dichos servicios, pues desde su existencia, el precio de tales servicios es fijado por los

operadores con base en los acuerdos comerciales que se suscriben a nivel internacional. Alegan que conforme a las disposiciones contenidas en el pliego tarifario RRG-5957-2006, para el servicio de roaming no ha existido hasta la fecha injerencia del Regulador en la fijación de los precios de este servicio. También puede verse en la nota d. de ese pliego que los precios de las llamadas locales o internacionales se determinarían a partir de las condiciones de tasación y las tarifas que aplique la respectiva empresa celular "portadora", no debiendo ser fijadas por el ente regulador del país. Conforme a lo anterior, sostienen que es evidente que de acuerdo a las mejores prácticas internacionales, la determinación de los precios de este tipo de servicios nunca ha estado sujeta a la competencia de los reguladores nacionales, sino que están definidos por las negociaciones y acuerdos comerciales que hacen los distintos operadores a nivel internacional. Afirman también que, si lo anterior es aplicable a los servicios de voz de Roaming internacional, con mayor razón resulta válido para los demás servicios de comunicaciones internacionales, SMS Internacional y Roaming Datos, cuyos precios son determinados de igual forma por las condiciones acordadas entre los operadores a nivel internacional. Estos servicios cumplen con el mismo principio de los servicios no regulados por la SUTEL como son Roaming Voz, debido a que los clientes del ICE utilizan la infraestructura de los operadores (redes) en los países que visitan. Dichos servicios ya sean voz, SMS, datos (ingreso a internet), envío o recepción de imágenes (MMS), entre otros, son soportados por los operadores internacionales con su infraestructura, por ende, se debe trasladar ese costo al usuario final. En virtud de lo expuesto, solicitan se revoque el criterio externado por la SUTEL respecto a que mantiene competencia regulatoria para fijar los precios de los servicios de referencia y se eliminen del pliego tarifario aprobado en primera instancia. **Criterio de la DGM:** Para la Dirección General de Mercados la competencia dada a la SUTEL para regular los servicios de telecomunicaciones deriva entre otras normas de lo que establece el artículo 1° de la Ley General de Telecomunicaciones, Ley N° 8642, el cual indica que: *“El objeto de esta Ley es establecer el ámbito y los mecanismos de regulación de las telecomunicaciones, que comprende el uso y la explotación de las redes y la prestación de los servicios de telecomunicaciones. Están sometidas a la presente Ley y a la jurisdicción costarricense, las personas, físicas o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, que operen redes o presten servicios de telecomunicaciones que se originen, terminen o transiten por el territorio nacional.”* Por lo tanto, resulta claro que la SUTEL cuenta con la competencia para regular el mercado de las telecomunicaciones en Costa Rica, incluidas las comunicaciones internacionales. En cuanto a la argumentación del ICE sobre los servicios de Roaming, para los cuales existe una fijación tarifaria en la resolución RRG-5957-2006 es importante recalcar que no es la intención de esta Superintendencia fijar nuevas tarifas para el servicio de Roaming internacional, sino mantener aquello que se indica para este servicio en el pliego RRG-5957-2009 y que resulta vinculante para todos los operadores y proveedores de este servicio. En el caso de las “Comunicaciones internacionales” y el “Servicio INMARSAT” es importante señalar que la SUTEL no busca mediante esta simplificación del pliego tarifario, establecer nuevas tarifas para estos servicios, para los cuales, se mantendrá la fijación establecida en la resolución RRG-5957-2006. Al respecto, resulta importante nuevamente recordar que de acuerdo al transitorio I de la Ley General de Telecomunicaciones, Ley N° 8642, el cual establece que “se mantendrán en vigencia las disposiciones reglamentarias y administrativas”, las

resoluciones emitidas por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en las que se establecen las tarifas que se encuentran vigentes. En este sentido, la SUTEL busca mantener las fijaciones tarifarias pertinentes, que se encuentran incluidas en la resolución RRG-5957-2006. En cuanto a los servicios de “SMS internacional”, “Mensajería de texto (SMS) Roaming internacional” y “Roaming Datos Internacional”, al tratarse de nuevos servicios que previamente no se encontraban incluidos en el pliego tarifario, la SUTEL no pretende fijar una nueva tarifa para estos servicios en este procedimiento, pero sí busca establecer reglamentariamente la existencia de dicho servicio como un servicio de telecomunicaciones sujeto al control de la SUTEL, para dejar patente que ante defectos del mercado, esta Superintendencia podría establecer una fijación tarifaria cuando sea necesario y en cumplimiento de sus atribuciones. Resulta importante señalar que, como servicios de telecomunicaciones, corresponden a servicios regulados a nivel tarifario por esta Superintendencia, aunque no se establezca para ellos a la fecha una tarifa específica. Así, para la Dirección General deben mantenerse en la lista de los servicios de Roaming de voz, Roaming datos y SMS, a pesar de que la SUTEL no determine las tarifas que se deben aplicar. Lo anterior debido a que los precios para estos servicios, como estableció el ICE, corresponden a contratos entre operadores y por ende no podrá existir injerencia de la SUTEL en los mismos. Aun así, esta Superintendencia debe mantener regulación sobre estos servicios, asegurándose que no exista ningún abuso de los operadores y realizando –si fuera necesario- inclusive una regulación conjunta con los demás reguladores de la región en apego a las regulaciones internacionales aplicables. **Criterio del Consejo:** Coincide este Consejo plenamente con el criterio de la Dirección General de Mercados en el sentido de que en estos casos, la SUTEL efectivamente a partir de lo que disponen el artículo 1° de la Ley N° 8660, Ley de Fortalecimiento y Modernización de las entidades públicas del sector Telecomunicaciones y el numeral 59 de Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593, es competente para regular este tipo de servicios de telecomunicaciones, aun cuando se traten de comunicaciones internacionales. Se aclara que no hay aquí ninguna fijación ni modificación tarifaria, en el tanto los operadores pueden seguir cobrando en los términos definidos en la resolución RRG-5957-2006. Esto en específico para los casos de los servicios de Roaming, “Comunicaciones internacionales” y el “Servicio INMARSAT”. Para los supuestos de los “servicios SMS internacional”, “Mensajería de texto (SMS) Roaming internacional” y “Roaming Datos Internacional, efectivamente estamos ante nuevos servicios de telecomunicaciones que previamente no se encontraban incluidos en el pliego tarifario y donde la SUTEL no plantea la fijación de una nueva tarifa –lo que estaría fuera del propósito de este procedimiento- sino que busca delimitar que dichos servicios, siendo servicios de telecomunicaciones, sí están sujetos al control de la SUTEL (según lo que establecen los artículo 1° de la Ley No. 8660 y 59 de la Ley No. 7593) para dejar patente que ante defectos del mercado, esta Superintendencia podría establecer una fijación tarifaria cuando sea necesario y en cumplimiento de sus atribuciones. Así dado que no hay justificación alguna de fondo para variar lo dispuesto en la RCS-121-2012 sobre estos servicios, se declara sin lugar el recurso en este extremo. **6) Servicios con número privado residencial y comercial:** **El ICE** había solicitado en su oposición que se aclarara que si bien los servicios “Numero con categoría privado residencial y comercial” no se deben incluir en el pliego tarifario, estos tampoco deben ser gratuitos en razón que no existe normativa alguna en la

legislación aplicable que establezca que dichos servicios deban ser prestados en forma gratuita. Sostiene que la SUTEL en el punto Y) del Considerando XVI I de la RCS - 121- 2012 rechazó su oposición, argumentando que el ICE hizo una errónea interpretación de los incisos 26 y 27 del artículo 45 de la Ley 8642. En su recurso, el ICE manifiesta que concuerdan con la SUTEL respecto a eliminar estos servicios del pliego tarifario, pero insisten en que se debe aclarar que estos no deben ser gratuitos, ya que no existe normativa alguna en la legislación aplicable que establezca que dichos servicios deban ser prestados en forma gratuita, siendo que los incisos 26 y 27 del artículo 45 citados por la SUTEL como fundamento, se refieren a otro tipo de servicio.

Criterio de la DGM: Considera esta Dirección que es importante aclarar que los servicios de “Categoría privado residencial” y “Categoría privado comercial”, incluyen el servicio de NO CALLER ID, y es este servicio, de conformidad con lo que dispone el artículo 45 de la Ley N° 8642, que debe ser ofrecido de forma gratuita. En este sentido, resulta importante citar la nota (1) en el pliego Tarifario, que se refiere a estos dos servicios: “Este servicio permite que el número telefónico con categoría privado, no se incluya en la guía telefónica, no sea brindado en el servicio de información 113, y además que cuente automáticamente con el servicio NO CALLER ID, sin cargos adicionales”. Por lo tanto, resulta importante aclarar que es únicamente el componente de NO CALLER ID dentro de los servicios de “Categoría privado residencial” y “Categoría privado comercial” el que debe ser ofrecido de forma gratuita. Los demás componentes de este servicio, es decir: que no se incluya en la guía telefónica y que no sea brindado en el servicio de información 113, no tienen fijación tarifaria por parte de esta Superintendencia.

Criterio del Consejo: En este punto el Consejo, concluye que se da la misma situación descrita y analizada en el punto 3 de este mismo Considerando XXIV. Tal y como se indicó en dicho apartado, ciertamente el Consejo ha sido amplio y claro en señalar que el fin de la audiencia pública celebrada obedece al propósito de simplificar el pliego vigente sin modificar las tarifas ni las condiciones de los servicios que se mantienen regulados. Esto a efecto de delimitar cuáles servicios deben permanecer regulados tarifariamente en la medida en que correspondan a servicios de telecomunicaciones. Sin embargo, en este extremo del recurso, el Consejo concluye que si bien la tarifa se ve modificada porque se lleva a cero por la aplicación de una disposición de ley que los determina como servicios gratuitos, dicha condición quedó incluida dentro de los aspectos que forman parte de la revisión del pliego tarifario, sometida a audiencia pública. Véase que al folio 23 del expediente administrativo – casillas 52 y 53-, acuerdo en el que se solicitó a la Dirección General de Mercados tramitar la apertura del expediente administrativo así como la coordinación para llevar a cabo el procedimiento de audiencia pública con la propuesta de revisión del pliego, consta que la presente modificación fue analizada por este Consejo en ese acuerdo 022-089-2011. De ahí que, aquí tampoco aplica el razonamiento orientado a establecer que cualquier modificación tarifaria debe tramitarse en un procedimiento separado, dado que dicha afirmación se cumple para aquellos casos en los sea necesario poner a disposición de las partes los estudios de costos y las justificaciones técnicas que serían el fundamento de cambios tarifarios sometidos a audiencia pública y que son documentos que no forman parte de este expediente administrativo. No obstante, para los casos de los denominados “Número telefónico con categoría privado residencial” y “Número telefónico con categoría privado comercial” no se considera necesario llevar a cabo un proceso separado e independiente para establecer que los servicios de

identificación o no identificación de llamadas, son servicios gratuitos y en consecuencia que se deben cobrar cero colones por ellos, dado que para llegar a esa conclusión no hace falta discutir costos ni ningún otro elemento técnico, en el tanto esa determinación de precio cero, proviene directamente de la aplicación de los inciso 26 del artículo 45 de la Ley No. 8642, que los establecen como servicios gratuitos. Cabe anotar que el fundamento de dicha variación, ha estado en discusión desde el inicio del procedimiento como lo demuestra la misma oposición presentada por el ICE, en el punto 22 de su escrito (visible al folio 106 del expediente administrativo). En dicha oposición el ICE cuestionó los alcances de la interpretación dada por esta Superintendencia al artículo 45 inciso 26 de la Ley No. 8642. Sin embargo, en la resolución RCS-121-2012, ese tema de fondo -que encierra la discusión sobre la gratuidad o no de estos servicios- fue debidamente abordado por este Consejo en el punto Y) del Considerando XVII, en el cual se rechazó la interpretación del ICE respecto a que dichos servicios no son gratuitos. Todo lo anterior demuestra que en este punto en concreto, la posibilidad de discutir este punto del pliego tarifario ha estado abierta desde que se convocó a la audiencia pública del proceso que nos ocupa, con lo cual no hay discusión alguna que sea necesario dilucidar en un procedimiento de fijación tarifaria posterior porque la justificación del cambio de precio para estos servicios en concreto, se hizo pública y evidente desde el inicio del presente procedimiento. En realidad el ICE, con la sola presentación de su oposición, admitió y entendió correctamente que la revisión del pliego sometida a audiencia pública en este proceso, incluía cambios de precio en estos servicios por tratarse de servicios gratuitos, con lo cual el argumento desarrollado en su recurso no tiene ningún asidero que amerite la modificación de un punto que en la resolución RCS-121-2012 ya le fue rechazado. En esa línea, dado que el recurrente no cuestionó la conveniencia de este proceso de audiencia para establecer la gratuidad de estos servicios en las oposiciones, dando por bueno el proceso llevado a cabo para la aplicación de dicha normativa, y en el tanto el único argumento que ahora desarrolla el operador en contra de la decisión del Consejo, carece de fundamento según lo que hemos dicho, se debe rechazar el recurso en este extremo. Lo anterior significa que los servicios “Número telefónico con categoría privado residencial” y “Número telefónico con categoría privado comercial” deben ser prestados de forma gratuita, según los términos de la resolución RCS-121-2012. En consecuencia, se rechaza el recurso en este extremo.

XXIV Sobre el recurso de revocatoria interpuesto por Juan Diego Solano Henry: 1) Los servicios de telecomunicaciones abiertos a la competencia: El recurrente alega que servicios de telecomunicaciones abiertos a la competencia son únicamente los servicios de redes privadas, Internet y los servicios de telefonía celular (servicios inalámbricos móviles), según lo establece la ley 8622 y la ley 8642. Cualquier otro servicio de telecomunicaciones que no sea alguno de los anteriores citados, se encuentra en condición de monopolio y por tanto debe estar sujeto a la regulación y fijación de tarifas de la SUTEL, con excepción de algún servicio nuevo que surja en virtud de los adelantos tecnológicos y a partir de la vigencia de la ley 8642. Por esto, la SUTEL no puede excluir del pliego tarifario o cambiar a la categoría de servicios de información, a servicios que no sean los abiertos a la competencia que claramente están definidos las leyes 8622 y 8642. La intención aquí es dejar de regular la mayor cantidad de servicios

de telecomunicaciones posibles, incluyendo algunos que claramente son servicios de telecomunicaciones como por ejemplo los MMS (mensajes multimedia) y las video-llamadas. Para eso, se trata de utilizar el "portillo" del artículo 51, que deja prácticamente sin regulación los servicios de telecomunicaciones que se declaren como servicios de información, todo en perjuicio del usuario de las telecomunicaciones. El dejar en manos de los operadores la fijación de tarifas podría favorecer la aplicación de cargos del tipo "cramming" o la comisión de abusos por prácticas monopolísticas abusivas. Estima que la SUTEL no responde su oposición, sino únicamente reafirma que la telefonía básica tradicional (dentro de la que deben incluirse por supuesto todos los complementos necesarios para la prestación del servicio, como pueden ser cargos adicionales necesarios, como por ejemplo: reconexión y otros similares) deben seguir estando sujetos a la fijación de tarifas por la SUTEL, en virtud de tratarse servicios de telecomunicaciones y de estar en condición de monopolio. **Criterio de la DGM:** Se rechaza la manifestación que hace el recurrente en el sentido de atribuir a la Superintendencia una intención de excluir servicios de su regulación para perjudicar a los usuarios finales a través de supuestos "subterfugios". La disconformidad del recurrente se basa en su propia interpretación de la normativa vigente, cuando es indispensable tener presente que es la propia Ley General de Telecomunicaciones No. 8642 es la que viene a distinguir y a delimitar tanto el objeto regulado en materia de telecomunicaciones, como también lo que constituyen los servicios de telecomunicaciones y los servicios de información. Así, el artículo 1 de la Ley N° 8642, indica que: *"El objeto de esta Ley es establecer el ámbito y los mecanismos de regulación de las telecomunicaciones, que comprende el uso y la explotación de las redes y la prestación de los servicios de telecomunicaciones. Están sometidas a la presente Ley y a la jurisdicción costarricense, las personas, físicas o jurídicas, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, que operen redes o presten servicios de telecomunicaciones que se originen, terminen o transiten por el territorio nacional."* De igual forma, el artículo 6, inciso 23) define a los "servicios de telecomunicaciones" como *"servicios que consisten, en su totalidad o principalmente, en el transporte de señales a través de redes de telecomunicaciones. Incluyen los servicios de telecomunicaciones que se prestan por las redes utilizadas para la radiodifusión sonora o televisiva."* A su vez, en el inciso 24) del mismo numeral define a los "servicios de telecomunicaciones disponibles al público" *"como aquellos servicios que se ofrecen al público en general, a cambio de una contraprestación económica."* La citada norma, señala que son servicios de información, aquellos servicios que permiten generar, adquirir, almacenar, recuperar, transformar, procesar, utilizar, diseminar o hacer disponible información, incluso la publicidad electrónica, a través de las telecomunicaciones. No incluye la operación de redes de telecomunicaciones o la prestación de un servicio de telecomunicaciones propiamente dicha." (véase el inciso 25). Es a partir de estas normas y en función de las competencias que la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642, la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593 y en lo que resulta procedente, otra normativa como la Ley N° 8660, le otorgan a la Superintendencia de Telecomunicaciones, que se ha procedido con el análisis que corresponde en materia tarifaria a fin de cumplir con los principios rectores que la misma normativa dispone,- tales como beneficio al usuario, transparencia, competencia efectiva y no discriminación, entre otros- que son de acatamiento obligatorio para este órgano regulador. De ahí que en función de las prerrogativas

legales y reglamentarias, la Superintendencia en cumplimiento de sus deberes y potestades, abrió a audiencia pública la propuesta de simplificación del pliego tarifario vigente a la fecha en materia de telecomunicaciones, a efecto justamente de hacerlo congruente con el marco normativo actualmente vigente. Teniendo claro lo anterior, es preciso señalar que la Ley No. 8660, en su artículo 7, establece que "*Exclúyese el otorgamiento de concesiones o autorizaciones relacionadas con la prestación del servicio telefónico básico tradicional, salvo concesión otorgada por ley. No obstante, dichas redes y el servicio telefónico básico tradicional estarán sometidos a la competencia de la SUTEL para efectos de su regulación.*" Adicionalmente, y según lo explicado respecto a las disposiciones legales vigentes y vinculantes de la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642, debe tenerse muy claro que el único servicio que se mantiene en monopolio es el servicio de Telefonía Básica. Siendo entonces, que La Ley General de Telecomunicaciones no restringe el tipo de servicios de telecomunicaciones que pueden explotarse en el país, a excepción de la Telefonía básica tradicional, no lleva razón alguna el recurrente en este punto y lo que procedería es el rechazo de su recurso en este extremo. **Criterio del Consejo:** El Consejo coincide con la Dirección General de Mercados en el sentido de que aquí estamos llevando a cabo un procedimiento que, amparado en la legislación vigente y en las competencias de la SUTEL (artículo 1 de la Ley de Fortalecimiento y Modernización de las Entidades Públicas del Sector Telecomunicaciones No. 8660 y el artículo 59 de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593) se busca hacer una clasificación de servicios, efectivamente definiendo aquellos que corresponden a servicios de telecomunicaciones y que por ello deben permanecer en el pliego, y los servicios de información o cargos que no deben estar incluidos, según lo que definen los artículos 50 y 51 de la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642, y las consideraciones técnicas que para cada caso aplican. Estamos aquí ante una clasificación de servicios de telecomunicaciones que los distingue de los servicios de información (regulados en el artículo 51 de la Ley No. 8642), en estricto apego a la normativa vigente y la fundamentación técnica que en cada caso se ha desarrollado. Por eso no comparte este Consejo, la apreciación del recurrente en el sentido de que la SUTEL no tiene competencia para determinar los servicios de telecomunicaciones que requieren fijación tarifaria, y por ende, calificar servicios como servicios de información que no son objeto de fijación tarifaria. Por el contrario, es esta una competencia y una obligación de la Superintendencia fundamentada en lo que establece la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593, la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642 y la Ley N° 8660. La Ley General de Telecomunicaciones tiene por objeto los servicios de telecomunicaciones y la misma ley diferencia éstos respecto de los servicios de información o de cualquier otro servicio no comprendido en la definición de los servicios de telecomunicaciones, según el artículo 6 de la Ley General de Telecomunicaciones. Tampoco se comparte la aseveración de que la SUTEL pretende dejar sin regulación ciertos servicios en perjuicio de los usuarios. No puede olvidarse que esta Superintendencia está obligada a acatar el ordenamiento jurídico que rige las telecomunicaciones en Costa Rica, marco en el cual la Ley General de Telecomunicaciones define ciertos principios rectores que vinculan al órgano regulador, entre ellos el principio de "*Beneficio del usuario*" cuyo alcance obliga al establecimiento de garantías y derechos a favor de los usuarios finales de los servicios de telecomunicaciones, de manera que puedan **acceder y disfrutar,**

oportunamente, de servicios de calidad, a un precio asequible, recibir información detallada y veraz, ejercer su derecho a la libertad de elección y a un trato equitativo y no discriminatorio (artículo 6 inciso c) Ley No. 8642); el principio de “*Transparencia*” que nos obliga al establecimiento de condiciones adecuadas para que los operadores, proveedores y demás interesados cuenten –entre otros- con información general sobre precios y tarifas (artículo 6 inciso d) punto v), y vi); el principio de “*Competencia efectiva*” que necesariamente conlleva al establecimiento de mecanismos adecuados para que todos los operadores y proveedores del mercado compitan en condiciones de igualdad, a fin de procurar el mayor beneficio de los habitantes y el libre ejercicio del Derecho constitucional y la libertad de elección y el principio de “*No discriminación*” que le impone a la Superintendencia la obligación de asegurar un trato equitativo a los operadores y proveedores de servicios de telecomunicaciones o como lo señala expresamente la Ley No. 8642, “*no menos favorable al otorgado a cualquier otro operador, proveedor o usuario, público o privado, de un servicio de telecomunicaciones similar o igual.*” (Véase el artículo 6 inciso g). De esta forma, a lo largo de este procedimiento, tanto al someter la propuesta de revisión y simplificación del pliego tarifario, como al conocer las oposiciones y ahora los recursos contra la resolución RCS-121-2012, la Superintendencia ha actuado en apego a dichos principios rectores y en general a toda la normativa que nos vincula. En el análisis de los puntos cuestionados, se han hecho las ponderaciones necesarias, las revisiones normativas procedentes y las interpretaciones que se estima son acordes con las normas legales y reglamentarias vigentes, con lo cual, a partir de nuestras competencias respecto a los servicios de telecomunicaciones que permanecen bajo nuestra regulación, se procedió a delimitar el alcance del pliego y a revisar su contenido, con el único propósito de hacer cumplir los principios citados. En consecuencia, dado que el recurrente no demuestra que haya una incorrecta interpretación de la normativa o un vicio en nuestras actuaciones, se declara sin lugar el recurso en este extremo. **2) Resolución motivada:** **El recurrente** señala que la SUTEL no cumple con el enunciado de "resolución motivada", tal y como lo señalan el artículo 50 y el artículo 132 de la Ley General de la Administración Pública. Indica que el criterio del Consejo de la SUTEL expresado en la resolución RCS-121-2012, al responder a los argumentos de su oposición, es ambiguo y sigue careciendo de la calidad de resolución motivada, por lo que sus argumentos siguen vigentes. Indica que coincide con el argumento de que la fijación de tarifas es para los servicios de telecomunicaciones, como también en que aquí no se están modificando tarifas vigentes, ni se están declarando mercados o servicios en competencia. Sin embargo, al declarar algunos servicios de telecomunicaciones como servicios de información sin que en el expediente SUTEL-ET-001-2012, conste un documento o estudio técnico que de fundamento al acuerdo 022-089-2011, se está abriendo esa posibilidad. Con este proceder, se está abriendo la posibilidad de cambios en la tarifas, ya que los operadores podrán imponer los precios que deseen, por cuanto no estarán obligados a sujetarse a precios o tarifas establecidas por la SUTEL, tal y como lo señala el artículo 51, que si bien prevé la posibilidad de intervención de la SUTEL bajo ciertas condiciones, es poco probable que se de, dada la intencionalidad manifiesta de liberar o declarar como servicio de información una gran cantidad de servicios de telecomunicaciones con el objeto de dejar en manos de los operadores los precios de muchos de los servicios de telecomunicaciones. **Criterio de la DGM:** Nuevamente se debe rechazar que exista una intención de perjudicar a los usuarios en

la decisión adoptada por la SUTEL, como también que exista una falta de motivación de las actuaciones desplegadas en el proceso en revisión y simplificación del pliego tarifario, el cual se ha regido por los principios de transparencia y publicidad como corresponde. Se reitera que el acuerdo 022-089-2011 recoge ampliamente las razones a partir de las cuales el Consejo de la SUTEL -órgano competente para iniciar el proceso de revisión del pliego- justificó su propuesta de simplificación y revisión del pliego tarifario como lo hace también la resolución impugnada. Asimismo se reitera que el fin máximo de la revisión y simplificación del pliego tarifario vigente fue adecuar la lista de los servicios que deben ser reguladas por la SUTEL a lo que establece la legislación vigente, en tanto el Pliego Tarifario se encuentra vigente desde el año 2006 y el panorama del mercado de las telecomunicaciones en Costa Rica ha cambiado mucho, siendo el cambio más destacable la existencia de un mayor nivel de competencia en especial a raíz del ingreso de nuevos operadores. Debido a los cambios presentados, se volvió necesario realizar una revisión de la lista de servicios asociados a tarifas que se encuentran reguladas, con el fin de que se adapten a las nuevas realidades del mercado costarricense y a lo establecido en el artículo 50 de la Ley General de Telecomunicaciones, Ley N°8642. Como es sabido, el artículo 50 de la Ley General de Telecomunicaciones, Ley N°8642, establece que las tarifas de los servicios de telecomunicaciones disponibles al público será establecidas por la SUTEL. La nueva dinámica del mercado, de la mano de lo indicado en el anterior párrafo, plantea la necesidad de realizar una revisión de la estructura actual del pliego tarifario vigente, en el cual no solo prevalecen tarifas reguladas de servicios de telecomunicaciones, sino también tarifas de servicios de información y otros servicios como por ejemplo cargos técnicos, administrativos, mayoristas, entre otros, que no corresponden, según la legislación vigente, al ámbito de regulación tarifaria. Uno de los fines, es incentivar la competencia y evitar regular tarifas de servicios que no son de telecomunicaciones o que están en competencia, y por ende no le competen a esta Superintendencia. Asimismo, el fin de revisar el pliego tarifario vigente nació del hecho de que el mismo representa un instrumento muy importante para el usuario final de las telecomunicaciones ya que facilita el conocimiento de las tarifas de los servicios disponibles de telecomunicaciones que se encuentran regulados, donde se procura también transparencia y no confusión. El objetivo nunca ha sido realizar una fijación tarifaria, como tampoco establecer si existen condiciones de competencia en mercados o servicios específicos, sino más bien revisar y actualizar el contenido y estructura del pliego tarifario que hasta ahora ha estado vigente y las demás resoluciones relacionadas con esta materia. Esto con la finalidad de asegurar la participación de la SUTEL en la fijación de tarifas con respecto a los servicios cuya regulación le compete por ley o en consonancia con el interés de velar por la tutela de los derechos de los usuarios.

Criterio del Consejo: El Consejo comparte el análisis de la Dirección General de Mercados sobre este punto, entendiendo así que la resolución RCS-121-2012 motiva en cada aspecto, las razones a partir de las cuales se hace la distinción entre los servicios de telecomunicaciones que permanecen en la lista de servicios con regulación tarifaria y aquellos servicios de información y los cargos que se excluyen, a partir del análisis de los artículos 50 y 51 de la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642 o de aquellas otras normas –como el caso del artículo 28 de la Ley No. 8642 y el numeral 7 de la Ley No. 8660, relacionadas con el servicio telefónico básico tradicional-. Igualmente están fundamentados en el expediente de este procedimiento todas las actuaciones a partir de

las cuales se sacó a audiencia pública la propuesta relacionada con este tema. En definitiva, se declara sin lugar el recurso en este extremo. **3) Servicios complementarios:** **El recurrente** indica que en su oposición no argumentó las razones por las que consideró que los cargos adicionales son un "complemento necesario para la prestación del servicio de telecomunicaciones", ni tampoco argumentó el hecho el por qué cumple con las especificaciones de las definiciones de "servicios de telecomunicaciones" y de "servicios de telecomunicaciones disponibles al público", dado que eso resulta innecesario al tratarse de conceptos que no requieren de explicaciones por razones obvias y que se explican por sí solos. Sin embargo, en aras de ahondar en el tema, y como un forma de atender la falta de argumentación que señala el Consejo de la SUTEL y de la Dirección General de Mercados, sostiene que para fundamentar su posición se apoya en el significado de cada uno de los términos utilizados según la vigésima segunda edición del diccionario de la Real Academia Española (www.rae.es), que en su primera acepción de la palabra "complemento", indica que es una "cosa, cualidad o circunstancia que se añade a otra para hacerla íntegra o perfecto"; y en la cuarta acepción de la palabra "necesario", indica como significado: "que es menester indispensablemente, o hace falta para un fin". En este sentido al utilizar la frase "complemento necesario para la prestación del servicio de telecomunicaciones", se pretendía argumentar que los cargos adicionales como por ejemplos los cargos por reconexión en la telefonía básica tradicional son: *"...cosa, cualidad o circunstancia que se añade a otra (en este caso concreto el servicio de telecomunicaciones) para hacerla íntegra o perfecta y que es menester indispensablemente, o hace falta para un fin (en este caso el fin es el servicio de telecomunicaciones)".* Con la explicación anterior se argumentan las razones, tal y como lo solicita el Consejo de la SUTEL y la Dirección General de Mercados, por la que se considera que los cargos adicionales son un complemento necesario para la prestación del servicio de telecomunicaciones. En cuanto a la segunda parte que solicita el Consejo de la SUTEL y la Dirección General de Mercados, sobre las definiciones de "servicios de telecomunicaciones" y de "servicios de telecomunicaciones disponibles al público", no es necesario explicarlas por cuanto estas son definiciones señaladas por la ley 8642 con una amplia descripción que se puede leer y entender fácilmente. No obstante, y con el fin de abundar más en el tema, los cargos adicionales como los señalados anteriormente, cumplen con la definición de ser servicios de telecomunicaciones disponibles al público, por cuanto son servicios que se ofrecen al público en general a cambio de una contraprestación económica, por lo que cualquier cargo de esta naturaleza que este bajo la condición de un servicio en monopolio, como son todos aquellos servicios de telecomunicaciones, con excepción de los servicios de telecomunicaciones de redes privadas, Internet y servicios inalámbricos móviles, así como todos los nuevos servicios que surjan en virtud de los adelantos tecnológicos y a partir de la entrada en vigencia de la ley 8642 tal y como lo señala el transitorio II de la ley 8642, deben ser sujetos de fijación de tarifas por parte de la SUTEL. Cualquier decisión en contrario a lo señalado por el transitorio II, podría interpretarse como contrario a la ley, y podría conllevar responsabilidades de tipo penal según nuestra legislación (artículo 350 del Código Penal). **Criterio de la DGM:** El argumento base del recurrente no puede ser compartido por la Dirección General en el tanto no es cierto que estén en monopolio todos aquellos servicios de telecomunicaciones, con excepción de los servicios de telecomunicaciones de redes privadas, Internet y servicios

inalámbricos móviles, así como todos los nuevos servicios que surjan en virtud de los adelantos tecnológicos. Tal y como se ha dicho, esa es una interpretación propia del recurrente que no tiene asidero en las disposiciones de la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642. De ahí que tampoco puede compartirse la argumentación que se hace sobre servicios complementarios o cargos adicionales que parten del mismo razonamiento. La justificación de los argumentos del recurrente en el punto objetado por el recurrente y al cual hace mención en este argumento, se refiere al considerando XIX, inciso E), de la resolución RCS-121-SUTEL-2012 donde se estableció que el recurrente no argumentó las razones por las que considera que el cargo adicional es un complemento necesario para la prestación del servicio de telecomunicaciones. Al respecto, para tener como válida su argumentación no basta con inferir que los conceptos o las definiciones son obvias o que se entienden por sí solas, porque al tener los opositores y los recurrentes sobre sí la carga de la prueba de sus alegatos, están llamados a establecer de dónde derivan y dónde se fundamenta el cuestionamiento planteado. Pero tampoco resulta válido aquí, por razones de fondo, remitirse a los conceptos que nos da el Diccionario de la Real Academia Española de la Lengua, respecto a lo que debe entenderse por "complementos". Es cierto que los servicios complementarios son necesarios para ofrecer los servicios de telecomunicaciones, pero específicamente en materia tarifaria, la Ley establece una regulación para los servicios de telecomunicaciones, por ello el análisis de los servicios complementarios no es ajeno a dicha disposición. Específicamente indica el artículo 50 de la citada ley 8642, que: *"Las tarifas de los servicios de telecomunicaciones disponibles al público serán establecidas inicialmente por la SUTEL, conforme a la metodología de topes de precio o cualquier otra que incentive la competencia y la eficiencia en el uso de los recursos, de acuerdo con las bases, los procedimientos y la periodicidad que se defina reglamentariamente."* Siendo congruentes con lo anterior, los complementos del servicio de telefonía básica tradicional -que sí se encuentra en monopolio- se mantienen regulados y por ende no existe razón en la posición del recurrente que se incluyan dichas tarifas, si las mismas ya están dentro de la lista de servicios regulados. Lo anterior a excepción de los servicios 1110 y 900, en los que solamente se regula la tarifa por el servicio de telecomunicaciones, pero no así el cobro por el servicio de información. Por otro lado, en cuanto a lo señalado por el recurrente, que argumenta que los cargos adicionales cumplen con la definición de servicio de telecomunicaciones disponibles al público, es necesario indicar que de acuerdo al artículo 6 de la Ley 8642, los servicios de telecomunicaciones son aquellos servicios que consisten, *"en su totalidad o principalmente, en el transporte de señales a través de redes de telecomunicaciones"*. Asimismo, los servicios de telecomunicaciones disponibles al público se definen como aquellos servicios de telecomunicaciones que se ofrecen al público en general, a cambio de una contraprestación económica. Queda muy claro, basándose en estas definiciones, que las mismas no abarcan los servicios administrativos, técnicos, de información u otros cargos complementarios. Por lo tanto, no lleva razón el recurrente. **Criterio del Consejo:** Para este Consejo resulta improcedente el punto de partida de la posición del recurrente en el tanto no es cierto que estén en monopolio todos aquellos servicios de telecomunicaciones, con excepción de los servicios de telecomunicaciones de redes privadas, Internet y servicios inalámbricos móviles, así como todos los nuevos servicios que surjan en virtud de los adelantos tecnológicos. La interpretación de la SUTEL, sustentada en el bloque de

legalidad que la vincula, se aparta de ese razonamiento y por ello tampoco pueden compartirse las conclusiones a las que llega el recurrente. Tampoco puede compartirse la argumentación que se hace sobre servicios complementarios o cargos adicionales que parten del mismo razonamiento. El Consejo ha venido delimitando, a partir del análisis de aspectos técnicos según cada servicio o cargo en cuestión, así como a partir de lo que indican los artículos 6, 50 y 51 de la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642, entre otras normas, cuáles son servicios de telecomunicaciones que deben permanecer en el lista de servicios de telecomunicaciones regulados tarifariamente. De hecho, producto de los elementos de análisis que justamente se han abordado como parte de la discusión que se logró abrir con este procedimiento de revisión del pliego tarifario vigente, el Consejo ha decidido excluir del pliego, los cargos administrativos asociados inclusive al servicio de telefonía básica tradicional, entendiendo que en este caso, es solo la tecnología –conmutación de circuitos- y no los servicios ni la red la que se encuentra en monopolio. Así, a efecto de no generar ninguna discriminación entre operadores en situaciones similares, los cargos definidos en el Considerando XV, punto 1 de la presente resolución, relacionados con la telefonía básica tradicional, quedan fuera del pliego, decisión que se toma en apego a la normativa vigente. En definitiva, la intención de la SUTEL se aleja totalmente de un ánimo de perjudicar a los usuarios finales ni mucho menos de declinar nuestra competencia regulatoria. Por el contrario, ejercemos dicha competencia según los preceptos y principios rectores que establecen las leyes vigentes y las normas que nos resultan aplicables. **4. Nuevos servicios: El recurrente** señala, en cuanto a la declaración de servicios de telecomunicaciones como servicios nuevos, como por ejemplo el caso del servicio número 116 (video-llamadas) del cuadro No. 1 de su oposición, que el transitorio II de la Ley General de Telecomunicaciones señala claramente que para declarar como servicio nuevo a un servicio de telecomunicaciones debe cumplir con la condición de ser un servicio que surja en virtud de los adelantos tecnológicos a partir de la entrada en vigencia de la ley 8642. Para el caso de las video-llamadas, es evidente y hay prueba suficiente-que fue aportada en su oposición, que el servicio de video-llamadas no es un servicio que ha surgido posterior a la entrada en vigencia de la Ley 8642 y en virtud de los adelantos tecnológicos. Por esto lo que el criterio del Consejo de la SUTEL y de la Dirección General de Mercados de declarar como servicios nuevos a los que simplemente no estaban incluidos en el pliego tarifario vigente y dictar una resolución en tal sentido, es contrario a lo señalado por el transitorio II de la Ley 8642, lo que podría conllevar a responsabilidades de tipo penal para los responsables de tal acto o los que posteriormente los validen o confirmen, según lo establece la legislación costarricense (artículo 350 del Código Penal). Por otra parte, sostiene que no es correcto afirmar que mediante su oposición, no refuta los argumentos del acuerdo 018-083-2011 mediante el cual el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones respecto a la fundamentación técnica de la clasificación del servicio de video-llamada como un servicio de información. Afirma que en su oposición señaló que el servicio de video-llamadas ya se presta en el país, según se comprueba por medio de la noticia publicada en el enlace <http://www.nacion.com/2011-08-29/ElPais/ice-lanza-servicio-de-videollamada.aspx>, por lo que claramente no se ajusta a la condición del transitorio II de la ley 8642 para la declaración como servicio nuevo. Además, el servicio de video-llamada cumple con las definiciones 23 y 24 del artículo 6 de la ley 8642, a saber: a. Servicios de telecomunicaciones: servicios que consisten, en su totalidad o

principalmente, en el transporte de señales a través de redes de telecomunicaciones. Incluyen los servicios de telecomunicaciones que se prestan por las redes utilizadas para la radiodifusión sonora o televisa. El servicio de video-llamadas cumple con esta definición. b. Servicios de telecomunicaciones disponibles al público: servicios que se ofrecen al público en general, a cambio de una contraprestación económica. El servicio de video-llamadas cumple con esta definición. Lo expuesto confirma que el servicio de video-llamada debe clasificarse como un servicio de telecomunicaciones, ya que se ajusta al contenido de las dos definiciones anteriores. En el caso de la narrativa expuesta en el acuerdo 018-083-2011, y que fue utilizada para declarar el servicio de video-llamadas como servicio de información, únicamente indica que el Consejo de la SUTEL considera que es conforme con la definición del inciso 25 del artículo 6, tomando como fundamento la explicación de como funciona una video-llamada en sistemas de telefonía celular, lo cual no puede considerarse una fundamentación técnica para la declaración del servicio como un servicio de información. El diccionario de la Real Academia Española, en su acepción número 5, define a la información como: "comunicación o adquisición de conocimientos que permiten ampliar o precisar los que se poseen sobre una materia determinada"; lo cual claramente se asocia con la definición de servicios de telecomunicaciones de la ley 8642, que en su sentido más estricto vincula los servicios de información con las acciones de generar, adquirir, almacenar, recuperar, transformar, procesar, utilizar, diseminar o hacer disponible información, y nunca con la forma, estándares y protocolos utilizados para transmitir voz, datos y video. Por las razones anteriores estima que las video-llamadas no son servicios de información. **Criterio de la DGM:** Si bien la Dirección General, inicialmente entendió al servicio de video llamadas como un servicio de telecomunicaciones, el Consejo de la SUTEL, tal y como lo desarrolló en el acuerdo 018-083-2011, lo consideró como un servicio de información. Asimismo, es importante señalar que se entendió este servicio como un nuevo servicio, no porque no se estuviera prestando en el país, sino porque hasta el momento, nunca se había incluido en el pliego tarifario. Únicamente la SUTEL ordenó que la tarifa de este servicio fuera homologada a la tarifa del minuto de llamada telefónica móvil celular. El Consejo de la SUTEL, mediante acuerdo 018-083-2011 fundamentó técnicamente la clasificación del servicio de Video llamada como un servicio de información, señalando que: "*Servicio de Videollamada: En los sistemas de telefonía celular, las llamadas de video, o videollamadas, hacen uso de la infraestructura desarrollada para el servicio de comunicaciones de voz, para cursar video. Para esto, se aplica el estándar 3G-324M, desarrollado por el 3GPP, el cual está basado en la recomendación de la UIT-T H.324, que define la forma en que se transmite voz, datos y video de forma simultánea sobre un par telefónico convencional. El estándar del 3GPP, establece los protocolos de control, multiplexación, y los codecs permitidos para la compresión de la voz y video, que permiten el establecimiento de llamadas de video sobre la red de telefonía móvil. En este sentido, y de conformidad con la definición establecida en el inciso 25 del artículo 6 de la Ley General de Telecomunicaciones, Ley N° 8642, este Consejo considera que la videollamada es un servicio de información, el cual, mediante un adecuado procesamiento y compresión de la información de video, permite hacer uso de una red de telecomunicaciones móvil, para el establecimiento de una videollamada.*" El recurrente al ampliar sus argumentos indica que aquí estamos ante un servicio de telecomunicaciones haciendo mención a las definiciones de servicios de

telecomunicaciones y servicio de telecomunicaciones disponibles al público del artículo 6 de la Ley 8642 e indica que la videollamada debe clasificarse como tal. Pero la definición que utiliza el recurrente sobre servicio de información es genérica y no aplica a los servicios de información establecidos en la Ley 8642. Por lo tanto, considera esta Superintendencia que la justificación dada por el recurrente no es una justificación técnica que refute la justificación del Consejo en este sentido. **Criterio del Consejo:** Tal y como la apunta la Dirección General de Mercados, los elementos expuestos por el recurrente, desde el punto de vista técnico no corresponden a un fundamento suficiente para modificar la posición de este Consejo en el sentido señalado en el acuerdo 018-083-2011 en el cual se concluye que el servicio de Video llamada es un servicio de información, que por lo tanto se excluye de la lista de servicios de telecomunicaciones. El recurrente aporta en su recurso como prueba, la copia de una noticia denominada “*ICE lanza servicio de videollamada*” (visible al folio 446 del expediente administrativo), la cual de ningún modo ofrece elementos técnicos para desacreditar que el servicio de video llamada pueda clasificarse válidamente –desde el punto de vista técnico- como un servicio de información. La noticia únicamente alude al servicio de videollamada como una opción para los usuarios de telefonía móvil en el país ofrecido por el ICE y esto, técnicamente no aporta ningún elemento que abone en uno u otro sentido a la discusión de fondo aquí planteada. Por otro lado, el recurrente se apoya en la definición que da la Real Academia Española de la Lengua –órgano que aquí no representa una autoridad válida para referirse a un tema de telecomunicaciones- con respecto a lo que entiende su diccionario por “información”, citando una acepción totalmente genérica que indica “*comunicación o adquisición de conocimientos que permiten ampliar o precisar los que se poseen sobre una materia determinada*” (véase la cita a folio 443 del expediente administrativo). Esa definición, por su propia generalidad tampoco da elementos para desacreditar el razonamiento del Consejo en este punto. Como es sabido, la fundamentación técnica del Consejo sostiene que: “*Servicio de Videollamada: En los sistemas de telefonía celular, las llamadas de video, o videollamadas, hacen uso de la infraestructura desarrollada para el servicio de comunicaciones de voz, para cursar video. Para esto, se aplica el estándar 3G-324M, desarrollado por el 3GPP, el cual está basado en la recomendación de la UIT-T H.324, que define la forma en que se transmite voz, datos y video de forma simultánea sobre un par telefónico convencional. El estándar del 3GPP, establece los protocolos de control, multiplexación, y los codecs permitidos para la compresión de la voz y video, que permiten el establecimiento de llamadas de video sobre la red de telefonía móvil. En este sentido, y de conformidad con la definición establecida en el inciso 25 del artículo 6 de la Ley General de Telecomunicaciones, Ley N° 8642, este Consejo considera que la videollamada es un servicio de información, el cual, mediante un adecuado procesamiento y compresión de la información de video, permite hacer uso de una red de telecomunicaciones móvil, para el establecimiento de una videollamada.*” Como puede verse, el Consejo se apoya en características técnicas de esta funcionalidad y se apoya también en la propia definición de la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642, sobre lo que en la materia de telecomunicaciones se entiende como un servicio de información, a saber un “*servicio que permite generar, adquirir, almacenar, recuperar, transformar, procesar, utilizar, diseminar o hacer disponible información, incluso la publicidad electrónica, a través de las telecomunicaciones. No incluye la operación de redes de*

telecomunicaciones o la prestación de un servicio de telecomunicaciones propiamente dicha". Esto en contraposición con la definición del servicio de telecomunicaciones como tal que la Ley, en inciso 23 del mismo artículo deslinda como *"servicios que consisten, en su totalidad o principalmente, en el transporte de señales a través de redes de telecomunicaciones. Incluyen los servicios de telecomunicaciones que se prestan por las redes utilizadas para la radiodifusión sonora o televisiva."* Amparados en los elementos técnicos y jurídicos expuestos, el Consejo mantiene su posición en cuanto a considerar a la videollamada como un servicio de información. Desde nuestra perspectiva, la disposición del transitorio II de la Ley No. 8642, tampoco puede verse como un límite o una prohibición a la interpretación que el Consejo hace en el sentido dicho, dado que este servicio se toma como un nuevo servicio, no porque no se estuviera prestando en el país, sino porque hasta el momento, nunca se había incluido en el pliego tarifario. Aquí hay que precisar que, aun cuando el citado Transitorio II, señala en su párrafo segundo que *"A partir de la entrada en vigencia de esta Ley, los operadores y proveedores podrán competir efectivamente para suministrar directamente al cliente los servicios de telecomunicaciones de redes privadas, Internet y servicios inalámbricos móviles, así como todos los nuevos servicios que surjan en virtud de los adelantos tecnológicos"*, esto no debe llevar a interpretar que el Consejo solo puede referirse como servicios nuevos a aquellos en esa única condición en específico –los surgidos por adelantos tecnológicos–, puesto que admitir esa postura sería impedir que se regulen servicios que se prestan en la práctica pero que no estaban regulados a nivel tarifario. A partir de todo lo señalado, se declara sin lugar el recurso en este extremo.

5. Mensajería Multimedia: El recurrente afirma que la declaración de los servicios de mensajería multimedia (MMS) como servicio nuevo, no es correcto en el tanto que se considera de esta naturaleza porque nunca se había incluido en el pliego tarifario. El transitorio II de la Ley General de Telecomunicaciones (ley 8642), señala claramente que para declarar como servicio nuevo a un servicio de telecomunicaciones, este debe cumplir con la condición de ser un servicio que surja en virtud de los adelantos tecnológicos a partir de la entrada en vigencia de la ley 8642, y para el caso de los servicios de mensajería multimedia (MMS), es evidente y hay prueba suficiente de que el servicio de MMS no es un servicio que ha surgido posteriormente a la entrada en vigencia de la ley 8642 y en virtud de los adelantos tecnológicos. En razón de lo anterior, el criterio del Consejo de la SUTEL y de la Dirección General de Mercados, de declarar como servicios nuevos a la mensajería MMS, simplemente porque no estaba incluido en el pliego tarifario vigente y dictar una resolución en tal sentido, es contrario a lo señalado por el transitorio II de la ley 8642, lo que podría conllevar a responsabilidades de tipo penal para los responsables de tal acto o los que posteriormente los validen o confirmen, según lo establece la legislación costarricense (artículo 350 del Código Penal). Toda la prueba aportada en la resolución más la argumentación presente, son motivo suficiente para que el Consejo de la SUTEL declare a los servicios de mensajería MMS como un servicio de telecomunicaciones y no como servicio de información.

Criterio de la DGM: Al igual que en el punto anterior, si bien la Dirección General, inicialmente entendió al servicio de mensajería multimedia como un servicio de telecomunicaciones, en cambio para el Consejo de la SUTEL, tal y como lo desarrolló en el acuerdo 018-083-2011, dicho servicio se considera como un servicio de información. Superintendencia de Telecomunicaciones a partir de la justificación técnica que dio en el acuerdo 018-

083-2011 de la siguiente manera: *"Servicio de Mensajes Multimedia MMS: El diseño del Servicio de Mensajería Multimedia (MMS-Multimedia Messaging System), definido mediante la especificación del 3GPP TS 23.140 busca ofrecer al usuario las ventajas de los servicios de mensajería SMS, adicionando la posibilidad de incluir elementos multimedia, como pueden ser imágenes fijas, animaciones, audio o vídeo. Sin embargo, se diferencia en que el intercambio de mensajes de este tipo se puede dar no sólo entre terminales móviles, sino también con sistemas de correo electrónico, permitiendo el envío de mensajes MMS a una dirección de correo electrónico y la recepción de contenidos desde cuentas de correo electrónico. Los contenidos no requieren de estar formato específico, aunque el estándar recomienda una serie de formatos como JPEG, GIF, texto, voz AMR, vídeo H263, etc. Los mensajes enviados por un terminal móvil son almacenados en el servidor MMSC (Multimedia Messaging Service Center). El MMSC se encarga de enviar al receptor un mensaje de notificación. Para efectos de interconexión entre redes móviles de distintos operadores, el estándar definido para los servicios MMS contempla que la comunicación entre MMSC se dé mediante el uso del protocolo SMTP (Simple Mail Transfer Protocol), el cual es un protocolo para el intercambio de correos electrónicos, definido por la IETF mediante el RFC 821. El servicio de correo electrónico es un servicio de información, de conformidad con lo establecido en el inciso 25 del artículo 6 de la Ley General de Telecomunicaciones, Ley N° 8642. Por lo tanto, se concluye que un mensaje MMS se asemeja más a un correo electrónico, que a un mensaje SMS, el cual es un servicio de información. Por lo tanto, corresponde clasificar este tipo de servicio como un servicio de información y no como un servicio de telecomunicaciones."* Asimismo, es importante señalar que se este servicio como un nuevo servicio, no porque no se estuviera prestando en el país, sino porque hasta el momento, nunca se había incluido en el pliego tarifario. Ahora bien, con respecto a la impugnación que se conoce, ninguno de los argumentos del recurrente justifican clasificar dicho servicio como servicio de telecomunicaciones. El hecho de que el MMS sea un estándar no implica que deba ser clasificado como servicio de telecomunicaciones. Existen estándares para muchos tipos de soluciones (codificación de imágenes (JPG, TIFF), correo electrónico (POP, SMTP) y video (MPEG) entre muchos otros) lo cual no implica que todo lo que define un estándar constituya un servicio de telecomunicaciones. El recurrente sigue sin refutar los argumentos del Consejo, por lo que se considera que no justifica reclasificar dicho servicio como servicio de telecomunicaciones.

Criterio del Consejo: Tal y como se indicó en el acuerdo 018-083-2011, dicho servicio se considera como un servicio de información, en los siguientes términos: *"Servicio de Mensajes Multimedia MMS: El diseño del Servicio de Mensajería Multimedia (MMS-Multimedia Messaging System), definido mediante la especificación del 3GPP TS 23.140 busca ofrecer al usuario las ventajas de los servicios de mensajería SMS, adicionando la posibilidad de incluir elementos multimedia, como pueden ser imágenes fijas, animaciones, audio o vídeo. Sin embargo, se diferencia en que el intercambio de mensajes de este tipo se puede dar no sólo entre terminales móviles, sino también con sistemas de correo electrónico, permitiendo el envío de mensajes MMS a una dirección de correo electrónico y la recepción de contenidos desde cuentas de correo electrónico. Los*

contenidos no requieren de estar formato específico, aunque el estándar recomienda una serie de formatos como JPEG, GIF, texto, voz AMR, vídeo H263, etc. Los mensajes enviados por un terminal móvil son almacenados en el servidor MMSC (Multimedia Messaging Service Center). El MMSC se encarga de enviar al receptor un mensaje de notificación. Para efectos de interconexión entre redes móviles de distintos operadores, el estándar definido para los servicios MMS contempla que la comunicación entre MMSC se dé mediante el uso del protocolo SMTP (Simple Mail Transfer Protocol), el cual es un protocolo para el intercambio de correos electrónicos, definido por la IETF mediante el RFC 821. El servicio de correo electrónico es un servicio de información, de conformidad con lo establecido en el inciso 25 del artículo 6 de la Ley General de Telecomunicaciones, Ley N° 8642. Por lo tanto, se concluye que un mensaje MMS se asemeja más a un correo electrónico, que a un mensaje SMS, el cual es un servicio de información. Por lo tanto, corresponde clasificar este tipo de servicio como un servicio de información y no como un servicio de telecomunicaciones."

Frente a este razonamiento, el recurrente no aporta ningún elemento técnico que desacredite el criterio del Consejo. Asimismo, es importante señalar que este servicio se clasifica como un nuevo servicio, no porque no se estuviera prestando en el país, sino porque hasta el momento, nunca se había incluido en el pliego tarifario. Como indicamos en el punto anterior, el Transitorio II *ibídem*, ciertamente determina que a partir de la entrada en vigencia de esta Ley, los operadores y proveedores podrán competir efectivamente para suministrar directamente al cliente los servicios de telecomunicaciones de redes privadas, Internet y servicios inalámbricos móviles, *"así como todos los nuevos servicios que surjan en virtud de los adelantos tecnológicos"*, pero aunque el servicio no se derive a la fecha de un adelanto tecnológico, esto no obsta para que la SUTEL pueda clasificarlo como servicio de información según la justificación técnica apuntada. Llegar a una conclusión como la que sostiene el recurrente, implicaría renunciar a las posibilidades y competencias que la SUTEL está llamada a ejercer. Efectivamente el Transitorio II refiere a las posibilidades de los operadores pero no debe interpretarse como un límite a las competencias de este órgano regulador. En consecuencia, se declara sin lugar el recurso en este extremo.

6. Supuesta falta de justificación técnica: El recurrente cuestiona la supuesta ausencia dentro del expediente de un documento o estudio técnico claro y preciso, que abarque todas las cuestiones de hecho y derecho surgidas del motivo del acto, tal y como lo señala la Ley General de la Administración. Señala que en reiteradas oportunidades, la Sala Constitucional ha señalado el derecho de participación de los ciudadanos en la toma de decisiones públicas está previsto en el artículo 9 de la Constitución Política. De conformidad con ese estatuto, los ciudadanos tienen derecho al acceso de la información de que se dispone y a la divulgación de ella, para que la toma de decisiones no se circunscriba a un limitado grupo de intereses. Así también, la Sala Constitucional ha manifestado que las audiencias públicas no deben verse como un mero trámite, por lo que la conformación de un expediente para reunir todos (incluyendo el estudio técnico que fundamentó la convocatoria de audiencia) los documentos sujetos del proceso de audiencia, no debe obviarse, ni debe dejarse de lado por parte del Consejo de la SUTEL, por lo que el Consejo de la SUTEL debe ajustarse a los principios que rigen para el trámite de la

audiencia, tal y como lo establece el artículo 44 del Reglamento a la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, dentro del que se destaca el ajustarse al principio del "debido proceso". Con esto el proceder de la SUTEL de no incluir dentro del expediente SUTEL-ET-001-2012, el informe 2426-SUTEL-DGM-2011, habría violentado su derecho a la participación ciudadana. El artículo 81 de la Ley 8642, señala que el procedimiento de convocatoria para las audiencias realizadas por la SUTEL, se realizará conforme el artículo 36 de la ley 7593. El artículo 47 del Reglamento a la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, señala el contenido mínimo de la convocatoria, en cual en su punto 4, menciona que se debe indicar en la convocatoria la dependencia en la cual podrá examinarse o fotocopiarse la información pertinente sobre el asunto. En el aviso de convocatoria publicado en el diario La Gaceta el día 2 de febrero del 2012, se indica textualmente: "Los interesados pueden consultar y fotocopiar el expediente que consta en las instalaciones de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos". Del texto anterior se desprende, que debe conformarse un único expediente, al cual se le asigna una numeración única, con el fin de que las partes sepan donde consultar toda la documentación del asunto que se está sometiendo a convocatoria, por lo que no resulta válido el argumento del Consejo de la SUTEL, la justificación de que el informe 2426-SUTEL-DGM-2011 se encuentra disponible en los archivos de la institución. La legislación, la práctica y la costumbre han establecido la conformación del expediente, por lo que no es correcto el argumento utilizado por el Consejo de la SUTEL para rechazar la oposición en la que se solicita rechazar toda la propuesta de revisión y modificación del pliego tarifario, ante la falta del informe técnico. Por esto reitera que la ausencia del documento 2426-SUTEL-DGM-2011 dentro del expediente, limitó el acceso a la información y por consiguiente violentó el derecho a la participación en la toma de decisiones públicas, que señala el artículo 9 de la Constitución Política de Costa Rica. Reitero en todos los extremos los motivos por los cuales presenté mi oposición al asunto convocado a audiencia media. **Criterio de la DGM:** Nuevamente se debe rechazar que exista una intención de perjudicar a los usuarios en la decisión adoptada por la SUTEL, como también de violentar las reglas del debido proceso o de obstaculizar el derecho a la participación ciudadana. Mucho menos compartimos el que se diga que la decisión adoptada por la SUTEL en este proceso carezca de la justificación técnica debida, únicamente por el hecho de que el oficio correspondiente al informe 2426-SUTEL-DGM-2011 no esté formalmente incluido en el expediente N° SUTEL-ET-001-2012. Reiteramos que el acuerdo del Consejo recoge ampliamente las razones a partir de las cuales el Consejo de la SUTEL -órgano competente para iniciar el proceso de revisión del pliego- justificó su propuesta. De igual forma lo hace la resolución impugnada. Reiteramos que el fin máximo de la revisión y simplificación del pliego tarifario vigente fue adecuar las tarifas de los servicios que deben ser reguladas por la SUTEL de acuerdo a lo que establece la legislación vigente. Así, de ningún modo el recurrente logra demostrar una afectación de su ejercicio efectivo de participación en este acto, ya que todo lo necesario para realizar el análisis de la propuesta sometida a audiencia se encuentra en el expediente N° SUTEL-ET-001-2012. A su vez, desde el inicio del procedimiento se puso en conocimiento el objeto y la justificación de la propuesta, como también los

fundamentos detrás del análisis de cada oposición. El documento cuya incorporación al expediente se extraña, no forma parte de la motivación del acto, el cual en sí mismo se motiva en los fundamentos de hecho y de derecho del acuerdo que sí consta en el expediente administrativo. Tal y como se indicó en la resolución RCS-121-2012, para el ejercicio efectivo de su participación ciudadana lo que consta en el expediente cumple cabalmente con su finalidad. **Criterio del Consejo:** Tal y como lo indica la Dirección General de Mercados, los argumentos del recurrente deben ser rechazados porque en este procedimiento, no solo ha sido conformado el expediente administrativo respectivo, a saber el expediente No. SUTEL-ET-001-2012, a efecto de cumplir con todas las disposiciones y requisitos en la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593 y en su Reglamento, sino que además, aquí se han cumplidos los pasos y requisitos propios de un proceso de esta naturaleza, tales como el contenido mínimo de la convocatoria a la audiencia pública, las publicaciones de avisos y convocatorias, la definición de los lugares donde fue celebrada la audiencia pública según la necesidad y conveniencia de los intereses públicos que se han tratado, la oportunidad de recibir oposiciones y presentar recursos contra lo actuado por este Consejo. Así, según consta en los autos en este procedimiento se ha cumplido con todos los principios de la audiencia pública establecidos en el artículo 44 del Reglamento a la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, habiéndose respetado las garantías del debido proceso, la publicidad, la oralidad, la congruencia, la participación, la imparcialidad, entre otros. En esa línea, debemos precisar que el documento cuya incorporación al expediente administrativo, el recurrente reclama, en realidad no define ni determina la motivación de las actuaciones iniciadas, como sí lo hace el acuerdo 022-089-2011 de este Consejo. Este acuerdo desarrolla todos los elementos y justificaciones de la propuesta de revisión y simplificación del pliego tarifario, que se llevó a la audiencia pública y cuyos alcances son los que han sido ampliamente debatidos – como producto del respeto y la garantía a la participación ciudadana- en este procedimiento, tanto en la etapa de oposiciones como ahora en la fase recursiva. Véase entonces que en realidad no hay ningún elemento esencial, adicional a lo establecido en el acuerdo, que haya sido omitido en el acuerdo y que en cambio esté en el oficio previo emitido por la Dirección General de Mercados. Con esto, no se entiende en dónde estaría la lesión al derecho a la participación ciudadana e incluso a la transparencia de las actuaciones, dado que todas las justificaciones y actos relacionados con el proceso constan en el expediente administrativo, que es documentación de acceso público. En consecuencia, se declara sin lugar el recurso en este extremo.

POR TANTO

Con fundamento en las competencias otorgadas en la Ley General de Telecomunicaciones, ley 8642, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, ley No. 7593, la Ley General de Administración Pública, ley No. 6227, y vistos los citados antecedentes y fundamentos jurídicos,

**EL CONSEJO DE LA
SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES,
RESUELVE:**

- I.** Declarar parcialmente con lugar el recurso de revocatoria interpuesto por el ICE en contra de la resolución RCS-121-2012, en los siguientes términos:
- i. Se excluyen de la lista de servicios de telecomunicaciones regulados tarifariamente los cargos administrativos de la telefonía básica tradicional correspondientes a "Cargo por reconexión ante retiro temporal, "Cargo por reconexión del servicio por falta de pago ", "Reinstalación del servicio por liquidación contable, cuando las vías primarias y secundarias fueron retiradas "; "Reinstalación del servicio por liquidación contable, cuando las vías primarias y secundarias no fueron retiradas ", "retiro temporal", "traslado exterior (línea alámbrica, con existencia de raja o acometida permanente, inalámbrica, traslado, instalación, retiro de puentes de conexión de canales arrendados dentro de instalaciones ICE, cuota de instalación residencial o comercial, PBX y Servicio Temporal". En consecuencia se deja a libre fijación por parte del ICE el monto de estos cargos. Lo anterior con excepción de los cargos por “comisión por facturación” y “distribución y cobranza” para la telefonía básica tradicional, los cuales nunca han estado incluidos en la nueva lista de servicios que se llevó a la audiencia pública de este procedimiento.
 - ii. Se excluyen de la lista de servicios de telecomunicaciones regulados tarifariamente los cargos de la telefonía básica tradicional correspondientes a depósitos de garantía (residencial, comercial, troncal PBX y telefonía virtual) y depósito de garantía del Número de Acceso Universal (UAN) en la telefonía básica tradicional. En consecuencia se deja a libre fijación por parte del ICE el monto de estos cargos.
 - iii. En los demás extremos, se declara sin lugar el recurso de revocatoria interpuesto por el ICE y se confirma la resolución RCS-121-2012.
 - iv. En consonancia con lo anterior, se aclara y reitera que para los servicios denominados como “Servicio de identificación o no identificación de llamadas” así como los “Servicios con número privado residencial” y “Número privado comercial”, en aplicación del artículo 45 de la Ley General de Telecomunicaciones No. 8642 incisos 26 y 27, dichos servicios son gratuitos para los usuarios finales.
- II.** Declarar sin lugar en todos sus extremos el recurso de revocatoria interpuesto por Juan Diego Solano Henry.
- III.** Trasladar el expediente administrativo a la Junta Directiva de la ARESEP, para el conocimiento y resolución de los recursos de apelación en subsidio interpuestos por Juan Diego Solano Henry, así como por el ICE, en lo que respecta a los puntos tercero “Identificación del número llamante Caller ID” y “No identificación de número llamante No caller ID”, cuarto “Números cortos”, quinto “Servicios Internacionales” y sexto “Servicios con número privado residencial y comercial”, de conformidad con lo que establece el artículo 53 inciso o) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos No. 7593.

IV. Publicar en el diario oficial La Gaceta la presente resolución.

V. Remitir una copia del presente acuerdo al expediente administrativo SUTEL-ET-001-2012.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 345 de la Ley General de la Administración Pública, se indica que contra lo resuelto en el punto I incisos i) y ii) de esta resolución cabe el recurso ordinario de revocatoria o reposición ante el Consejo de la Superintendencia de Telecomunicaciones como también el recurso de apelación en subsidio ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. Deberán interponerse en el plazo de tres días hábiles, contados a partir del día siguiente de la notificación de la presente resolución.

NOTIFIQUESE Y PUBLIQUESE.

El presente acto de comunicación adicionalmente *certifica* que la anterior resolución, se encuentra aprobada mediante acuerdo firme, y se expide al amparo de lo previsto en el artículo 65, párrafo 2° de la Ley General de la Administración Pública, y el inciso 9) del citado artículo 22 del Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados, con posterioridad a la aprobación del Acta de la sesión correspondiente.

Atentamente,

CONSEJO DE LA SUPERINTENDENCIA DE TELECOMUNICACIONES

Luis Alberto Cascante Alvarado
Secretario del Consejo

1 vez.—O. C. N° 0097-2012.—Solicitud N° 40909.—C-2044520.—(IN2012058203).