

ACTA DE LA SESIÓN ORDINARIA

71-2011

23 de noviembre del 2011

San José, Costa Rica

SESIÓN ORDINARIA 71-2011

Acta de la sesión ordinaria número setenta y uno dos mil once, celebrada por la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos en la ciudad de San José, a partir de las catorce horas del veintitrés de noviembre del dos mil once, con la asistencia de sus miembros: Dennis Meléndez Howell, Presidente; Emilio Arias Rodríguez; María Lourdes Echandi Gurdían; Edgar Gutiérrez López y Sylvia Saborío Alvarado, así como con la de los señores: Luis Fernando Sequeira Solís, Auditor Interno, Carol Solano Durán, Directora Jurídica a.i. de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, Alfredo Cordero Chinchilla, Secretario de la Junta Directiva y Juan Miguel Torres Mora, Asistente de la Gerencia General.

ARTÍCULO 1. *Aprobación del Orden del día.*

El señor **Regulador General** procedió a dar lectura del orden del día de esta sesión, dentro de lo cual la directora **María Lourdes Echandi Gurdían** señaló que, conjuntamente con el directivo Arias Rodríguez, presentaron una moción el lunes relacionado con el tema de las actas, por lo cual quisiera que exista la posibilidad hoy o en una sesión extraordinaria conocer dicho asunto.

La Junta Directiva resolvió, por unanimidad,

ACUERDO 01-71-2011

Aprobar el Orden del Día de esta sesión, en el sentido de adicionarle, de conformidad con lo establecido en el artículo 54, numeral 4), de la Ley General de la Administración Pública, con la moción de los directores María Lourdes Echandi Gurdían y Emilio Arias Rodríguez: Declaratoria de un régimen de urgencia y procedimiento para cumplir con la firma de las actas pendientes de las sesiones de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos antes del fin del año 2011. El Orden del Día aprobado, en esta oportunidad, se copia a continuación:

1. Aprobación del Acta.

Proyecto del acta de la sesión 69-2011, celebrada el 16 de noviembre de 2011.

3. Asuntos resolutivos.

3.1 Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas. Oficios 789-RG-2011 del 18 de noviembre de 2011, 185-CDR-2011 del 17 de noviembre de 2011 y 676-DGJR-2011 del 21 de noviembre de 2011.

3.2 Consultoría Arquitectónica para determinar los requerimientos de infraestructura física de órganos de desconcentración máxima para albergar los negocios de misión crítica del Banco Central de Costa Rica para determinar las recomendaciones para solucionarlo. Oficio 265-DGEE-2011 del 18 de noviembre del 2011.

3.3 Propuesta de Reglamento de Sesiones de Junta Directiva.

3.4 Recursos:

3.4.1 Recurso de apelación en subsidio presentado por la empresa Alfaro Limitada, contra la resolución RRG-016-2010. Oficio 622-DGJR-2011 del 28 de octubre de 2011. OT-257-2008.

3.4.2 Recursos de apelación e incidente de nulidad absoluta interpuestos por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución 520-RCR-2011 y 521-RCR-2011 del 14 de junio de 2011, dictadas por el Comité de Regulación. Oficios 616-DGJR-2011 y 617-DGJR-2011 del 28 de octubre de 2011. OT-020-2011 y OT-50-2011.

3.4.3 Recurso de apelación interpuesto por la Empresa Discar S.A. en contra de la resolución 565-RCR-2011 de 22 de julio de 2011. ET-076-2011. Oficio 632-DGJR-2011.

3.5 Ajuste a manuales de cargos y clases. Oficios 605-GG-2011 del 7 de noviembre de 2011 y 657-DERH-2011 del 28 de octubre de 2011.

4. Asuntos de los miembros de Junta Directiva.

Moción de los directores María Lourdes Echandi Gurdán y Emilio Arias Rodríguez: Declaratoria de un régimen de urgencia y procedimiento para cumplir con la firma de las actas pendientes de las sesiones de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos antes del fin del año 2011.

5. Asuntos de carácter informativo.

5.1 Consulta por parte de la Asamblea Legislativa, sobre el Proyecto de Ley del mercado de gas licuado de petróleo, expediente 18.198. Oficio 774-RG-2011 del 15 de noviembre de 2011.

5.2 Cierre de las disposiciones del informe de la Contraloría General de la República DFOE-ED-IF-4-2010, relativo a un estudio efectuado en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

5.3 Recurso de apelación presentado por Juan Diego Henry contra resolución RCS-061-2011.

ARTÍCULO 2. Aprobación del acta de la sesión 69-2011.

La Junta Directiva procedió a analizar el punto relativo a la aprobación del acta de la sesión 69-2011, celebrada el 16 de noviembre del 2011.

Luego de que los señores miembros de Junta expresaron sus principales observaciones a la referida acta, la Junta Directiva, resolvió, por unanimidad:

ACUERDO 02-71-2011

Aprobar el acta de la sesión 69-2011, celebrada el 16 de noviembre del 2011, cuyo proyecto se distribuyó con anterioridad copias entre los señores miembros de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 3. *Modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas.*

Los señores Guillermo Monge Guevara, Director General del Centro de Desarrollo para la Regulación (CDR), Alvaro Barrantes Chaves, Director de Servicios de Energía, Carlos Herrera, Asesor de CDR, los señores Karla Montero y José Carlos Rojas Vargas, de la Dirección General de la Asesoría Jurídica y Regulatoria

Se conocieron los oficios 789-RG-2011, 185-CDR-2011, 676-DGJR-2011 del 18, 17 y 21 de noviembre del 2011, respectivamente, por cuyo medio el Regulador General, el Centro de Desarrollo de la Regulación y la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, se refieren a la propuesta del modelo para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas.

Seguidamente **Carol Solano Durán** hace un breve resumen sobre el antecedente que dio origen al el dictamen 676-DGJR-2011. Por su parte, **José Carlos Rojas Vargas**, funcionario de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, se refiere a la resolución de la Sala Primera 005777-F-2007, dentro de lo cual señala:

□No obstante, esa particularidad no quiere decir en absoluto, que la decisión final que debe adoptar la ARESEP sea absolutamente discrecional. Si bien es cierto, esa Autoridad cuenta con una potestad discrecional técnica, para establecer los modelos de cálculo, conforme al trámite previsto por ley no sucede lo mismo en la fijación de las tarifas. Como parte del principio de legalidad, las tarifas deben establecerse a tono con los mecanismos debidamente establecidos, para el efecto mediante el procedimiento que contiene la Ley 7593 (audiencia pública). Así una vez fijado el modelo de revisión tarifaria (que debe publicarse en el Diario Oficial), en tesis de inicio es la herramienta de cálculo que debe utilizarse y por ende el instrumento que determina si existe o no distorsión financiera que deba enmendarse, lo que otorga certeza jurídica y construye un parámetro de la actividad regulatoria de precios. □

La Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, hace un análisis y determina que esa resolución se refería a fijaciones tarifarias para servicio de buses, específicamente, al modelo ideado por el Ministerio de Obras Públicas y Transportes (MOPT), mal denominado econométrico, que todos lo conocen y que fue diseñado para aplicarse empresa por empresa, que esa es una diferencia importante con respecto a lo que se está pretendiendo con esta metodología eólica, que es fijar tarifas a nivel de industria, de conformidad con el artículo 31 de la Ley 7593.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, tiene discrecionalidad técnica para definir los modelos de cálculos y que la reducción de esa discrecionalidad, debe darse a su aplicación. La metodología es más que una formulación matemática, en el entendido de que lo que está en la metodología propuesta es más que un modelo propiamente. No se remite o se reduce únicamente al modelo matemático, es más que una simple fórmula, detrás de todo eso está un manejo de información que al hacer los cálculos deberán hacerse valoraciones técnicas y científicas, de manera que haya algún filtro antes del resultado que va a dar la mera fórmula matemática.

Se debe hacer la salvedad de que, en ese tanto, no podrá eliminarse la discrecionalidad en su totalidad. Se resumió de forma breve la estructura de la metodología en cada uno de los puntos y se emitió un criterio con respecto a de ellos, para llegar a la parte específica de esos componentes. En el apartado 6.3, se introduce la fórmula de cálculo del modelo y el análisis viene dado en los componentes de la fórmula.

El primero es, las expectativas de venta, que se determinan mediante el factor de planta; el Departamento de planta es el que las determina, por tanto, no es discrecionalidad, en el entendido que ese factor de planta sale de una base de datos que existe en la Dirección de Servicios de Energía de la ARESEP y que está claro, cómo se calcula a partir de las horas que tiene el año y no hay margen para que haya algún gasto.

Respecto de los ingresos requeridos, es una fórmula general, pasamos los costos de explotación y se tiene una observación, no se define el tamaño de la muestra de datos o proyectos que se van a incorporar para determinar ese valor; su delimitación geográfica y además deja abierta la posibilidad de transformar la información para hacerla comparable. Esto significa que si hay una diferencia específica con algún proyecto en algún tema particular, podrá transformarse de manera que sea comparable con el resto de proyectos que están incluidos, por lo que se considera que hay un grado de discrecionalidad alto para determinar esos costos.

Doña Sylvia Saborío Alvarado indicó que una metodología es un enfoque para llegar a ciertas conclusiones. La metodología debe ser válida, no es algo que se cambia todos los años, sin embargo, conforme hayan más plantas en el tiempo, tiene sentido que se incorporen a la muestra.

El hecho de que no se conozcan hoy esos valores porque no están en la muestra no necesariamente implica un alto grado de discrecionalidad, si lo que se está acordando es que la muestra va a incluir las observaciones que existan en ese momento. En ese caso, el que la muestra hoy sea diferente a lo que va a ser mañana o pasado mañana, no refleja un grado de discrecionalidad, aunque la base sea distinta.

Las variables han evolucionado en forma distinta, pero la metodología puede ser la misma y comparable, solo que la realidad es distinta y por tanto, hay que tomar en cuenta esa variable realidad. Yo no llamaría a eso discrecionalidad.

Don **José Carlos Rojas** agregó que, se tiene claro que, entre más grande la muestra, será mejor para el análisis. El asunto es que, no se establece ningún tamaño mínimo de muestra, como sí se hace para determinar el monto de inversión unitaria, por ejemplo.

No hay una delimitación geográfica tampoco, además de eso, se deja la posibilidad de transformar la información, ahí puede haber cualquier cosa, la muestra puede ser dos datos, entonces, ahí es donde se considera puede haber discrecionalidad.

Doña **Carol Solano** aclaró que, al referirse a este tipo de discrecionalidad, es en el momento en que el técnico que está aplicando el modelo, tenga que definir esa muestra. Si dentro de la metodología no se dan los parámetros específicos, puede ser que un técnico hoy decida hacerlo de una manera, mañana de otra, se le llama discrecionalidad, que hayan varias alternativas posibles, porque al no definir claramente cuáles serían los parámetros, entonces la persona puede usar unos u otros.

Don **Dennis Meléndez** comparte la misma duda de doña Sylvia Saborío. En primer lugar, se debería establecer si esto va a ser un procedimiento estadístico, en donde se seleccione una muestra, que obviamente la muestra no puede ser única, sino que va cambiando, conforme varía la población. Si se tiene una población que va creciendo, lo lógico es que no se pueda definir ni el tamaño de la muestra, porque ahí lo que se podría decir es que, se va a considerar el 100% de las plantas que están en operación, por ejemplo, que ya dejaría de ser una muestra.

Si se va a considerar el 100% de las plantas que estén en ese momento, entonces, se deja trabajar con el concepto de muestra y por otra parte, la delimitación geográfica dependerá, de dónde estén ubicadas las plantas, eso evidentemente quita toda discrecionalidad. Depende de cuáles sean las plantas que estén en cada momento funcionando y dónde estén ubicadas. Eso debería ser lo correcto en este caso.

Don *Emilio Arias Rodríguez* comentó que, comparte la exposición del área jurídica y precisamente, por eso se le solicitó desde esa óptica, incluso, más bien lo que ustedes están diciendo, lo abriría aún más a la discrecionalidad.

Don *José Carlos Rojas Vargas* continuó refiriéndose a los costos fijos del capital, que es la línea 6.7 del oficio del CDR y específicamente, respecto de la determinación de la rentabilidad para determinar algunas variables como la tasa libre de riesgo, prima de riesgo, riesgo país y el factor beta desapalancado. Todas esas variables están ligadas a una fuente, a un sitio web. En caso que dejara de existir esa fuente, se deja abierta la posibilidad de utilizar cualquier fuente pública y confiable, eso abre un poco la discrecionalidad, si es que esa fuente dejara de existir, que de repente es algo que hay que valorar.

En cuanto al monto de inversión unitaria, el documento plantea dos opciones de calcular, la primera mediante una muestra de proyectos y la otra mediante referencias bibliográficas. En la opción 1, que es la que se establece a partir de la muestra de proyectos, hay discrecionalidad, en el sentido de que no es clara en cuanto al número de proyectos a incluir en la muestra cuando sean más de 20, esto porque se estableció un mínimo de 20 proyectos en la muestra, pero no se estableció, qué hacer si hay más de 20, cuáles son los criterios para inclusión o sustitución de datos dentro de la muestra.

Se deja abierta la posibilidad de que, el técnico indexe o no la información para buscarla, aquí esto es si se toma información de un año base diferente al que se está tomando todos los proyectos y se dejaba abierta la posible salida, o sea, no es clara creo que decía como que puede indexar, no es clara, si se indexa o no, queda a criterio del técnico.

No se especifica la forma de ajuste de información, cuando los proyectos que se incluyan sean mayores a 20 mega voltios, eso porque había la posibilidad de que, si la muestra era pequeña o menor de 20 se incluyeran proyectos que pudieran ser mayor de 20, pero se hacía una transformación de datos para que fueran comparables.

En cuanto a la definición de la franja tarifaria, la discrecionalidad va a estar totalmente relacionada, con la forma en que se determina el monto de inversión, porque este es el único determinante. Sobre la estructura estacional, los valores proceden de documentos del ICE, por lo que para efectos internos de la ARESEP, no habría espacio para modificarlos.

Con respecto a los ajustes de precios, que es el punto 6 y 12, todas las operaciones anteriores aplican, porque el ajuste de precios es una revisión de todo el proceso o todo el cálculo y en cuanto al apartado de otras consideraciones, no tenemos comentario respecto a la discrecionalidad. Se concluye en que la metodología deja cierta discreción a la hora de manejar información, pero incluye todas las fórmulas de cálculo necesarias para determinar la banda tarifaria.

Don *Guillermo Monge Guevara* manifestó que, en primer lugar, es importante mencionar que el fallo de la Sala Primera que origina el análisis, en realidad no hace diferencia al tema de la discrecionalidad dentro de una metodología tarifaria establecida. La discusión que da origen a ese fallo, es si la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, podría fijar tarifas sin tener una metodología tarifaria para establecerlas y lo que ahí se dice, es que, para fijar tarifas tiene que haber sustento en una metodología o en un modelo tarifario.

A ese tipo de discrecionalidad es al que se hace referencia. De manera que, si se quiere asumir como sustento del análisis posterior a este fallo, pareciera que hay un salto lógico que no concuerda con el contenido del cuadro, con el análisis posterior. En el CDR, por supuesto, que coinciden con que la orientación de reducir en términos razonables la discrecionalidad a la hora de diseñar las metodologías, pero nos parece que esto es más un asunto de política institucional, en cuanto al diseño de las metodologías y que no haría falta basarse en este fallo de la Sala Primera.

En todo caso, no sabe si habrá otros fallos u otra jurisprudencia, a la cual se pueda recurrir para tomarlas como orientación, sobre el tema de la discrecionalidad dentro de una metodología, sin embargo, le parece que hay un descuadre en el argumento.

Entrando al tema de la discrecionalidad, algo importante a tomar en cuenta, es cuál es la orientación con respecto al grado de discrecionalidad que debe haber, si la orientación es que no debe haber ninguna, si esta es la inspiración o si se considera que con frecuencia, es conveniente y necesario que, las dependencias que fijan las tarifas tengan un grado razonable de discrecionalidad. Eso se debe en muchos casos, a la disponibilidad de información o al grado de desconocimiento con respecto a fuentes de información o a que todavía no se tiene la suficiente comprensión de la dinámica de la industria, como para definir criterios más específicos.

En el CDR, lo que propondría como criterio, es que haya un margen razonable de discrecionalidad o dicho de otro modo, que se restrinja la discrecionalidad en la medida en que se pueda justificar. Es decir, no hay que tener temor a que haya ciertos grados de discrecionalidad, esto es inevitable para cualquier Regulador.

En referencia al análisis que se hace, surgen varios comentarios, con respecto a los costos de explotación, coincide con el análisis de la Dirección Jurídica, la definición de costos de explotación que quedó es muy amplia, no se pudo modificar, porque en la audiencia no hubo oposiciones que hicieran referencias críticas al costo de explotación.

Si el CDR, hubiera propuesto una definición más detallada, se habría generado un riesgo importante de recurrir la metodología si hubiera sido aprobada, porque no se estuviera cumpliendo con el principio que les permite a los ciudadanos opinar sobre estas metodologías. Entonces, no se tuvo más opción que dejar tal como está la definición de costo de explotación que se fue a audiencia.

Con respecto al costo fijo por capital, si no se coincide con la valoración de que el grado de discrecionalidad es alto, en realidad les parece que el grado es muy restringido, por supuesto, siempre hay una limitación en cuanto a que si una fuente desaparece, habrá que buscar otra y que a veces no se tiene certeza, de cuál sea la fuente que se puede usar en segunda opción. La fuente que se está usando tiene muchos años de estar disponible en Internet, se publica periódicamente y es adecuada para esto y en la medida en que exista el grado de discrecionalidad, es prácticamente inexistente.

En cuanto al cálculo de la inversión unitaria, lo que se tendría que decir es que, el procedimiento que se propone es muy detallado, si se pudiera valorar de 1 a 10 el grado de discrecionalidad, se podría decir que es de 5%, entonces, cualquier discusión que haya, se podría precisar mejor la definición de la inversión unitaria, está en los límites de ese 5% y por supuesto, puede ser válido revisar los criterios uno por uno.

En general, le parece que se presenta una definición que, por un lado, es detallada y por otro, le da un margen en este caso a la Dirección de Servicios de Energía, para establecer la muestra con la cual se iría definiendo el costo de inversión en la opción 1.

Hay incertidumbres importantes que no se pueden resolver en este momento, sobre la disponibilidad de información, sobre proyectos de los cuales se pueda obtener el dato de costo de inversión, para incluirlo en la muestra y por esa razón, es que no se puede cerrar demasiado esa definición. Más allá de eso, habría que destacar que el análisis de la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, muestra que en los otros componentes, prácticamente, no hay grados de discrecionalidad en lo que quede de la aplicación del modelo.

Doña Sylvia Saborío Alvarado manifestó que lo perfecto no debe ser enemigo de lo bueno y si se ha trabajado con modelos, se debe tomar en cuenta que nunca se puede, ni predecir todo, ni eliminar decisiones que se tengan que tomar en su momento. No considera que la aspiración de esta Junta deba ser llegar a cero discrecionalidad; debe minimizarse, y debe tener justificaciones técnicas.

Ya esta Junta Directiva tomó una decisión de total transparencia y de que los regulados tengan acceso a las hojas de cálculo y a todo lo que en efecto se utilizó y con base en eso, puedan hacer sus argumentos.

Se da por satisfecha de que esto es una metodología razonable, que al menos cumple el estándar, aunque no este exenta de discrecionalidad; pero eso, junto con el hecho de que se va a hacer en forma transparente y que los regulados van a saber exactamente qué fue lo que se usó y tienen la oportunidad de rebatirlo con razones, considera que son dos elementos que garantizan la seguridad del regulado ante posibles arbitrariedades de la ARESEP, lo cual, a fin de cuentas, es lo que se persigue.

Don ***Dennis Meléndez Howell*** manifiesto que, todavía tiene su duda, con relación a si se está entendiendo adecuadamente, el concepto de discrecionalidad, cuando se refieren a una metodología, en el sentido de que al final de cuentas, la discrecionalidad no necesariamente está en la metodología.

La discrecionalidad está en el momento que se aplica la metodología, en el tanto en que no exista un procedimiento para aplicarla, un procedimiento específico y que se deje nada más al técnico de turno.

En ese momento, por ejemplo, se le está dando a ese funcionario discrecionalidad. No obstante, una vez aprobada una metodología, se van definiendo claramente, cuáles son los protocolos con base en los que se va a hacer el análisis tarifario. Como dice doña Sylvia, se le da la debida publicidad a la hora en que se hacen los cálculos.

Le da la impresión que, ahí la discrecionalidad para el funcionario desaparece, obviamente hay una discrecionalidad para ARESEP, hay una discrecionalidad para el grupo, la dirección o la Superintendencia, que toma esas decisiones, en el sentido de que si hoy desaparece una de las empresas o aparece una más o un elemento distinto, se pueden ir incorporando. Cerrar absolutamente ese tipo de elementos, en su criterio, no sería que se les está dando discrecionalidad a los funcionarios para aplicar eso. No sabe si está equivocado, pero le parece que eso es así.

Don ***Edgar Gutiérrez López*** agregó que, debe recordar que el tema de la discrecionalidad, surge a raíz de una observación, cuando se estaba a punto de aprobar la metodología de parte de doña María Lourdes Ehandi, diciendo que la Sala Primera, ya había emitido criterios en relación a este tema. Era importante analizarlo a la luz de la metodología, para no caer en la eventualidad.

Es cierto que la jurisprudencia surge de un caso determinado, que no necesariamente, es igual en todos momentos. No es una norma de ley, pero si era importante considerarla. Le parece que el análisis se ha hecho, es evidente, no puede eliminarse la parte de discrecionalidad, pero si se quiere determinar una actuación o reglas totalmente señaladas.

Considera que no se puede generar ninguna metodología, en todo siempre existe la discrecionalidad, no ve y concuerda con don Dennis Meléndez, de que aquí se esté generando un cuadro o unas reglas con una discrecionalidad hacia el funcionario, para determinar arbitrariamente una situación. Si se lee la ley, el mismo artículo 31, de fijación de tarifas, todo el texto lleva a que hay una serie de discrecionalidades.

Le parece que no tendría ningún temor que, aunque no se pueda evitar, no se podría dar un remedio total, en el sentido de que esta metodología no puede ser atacada por algún interesado en un momento determinado, alegando de que considera que se le dio mucha discrecionalidad. Eso no se va a evitar y de acuerdo con el estudio que ha hecho jurídico, no se estaría ante un elemento a analizar para efectos de reestructurar la metodología.

Un hecho importante, ya señalado, es que en toda la audiencia y en todas las observaciones, nadie se quejó de que sintieron que, la balanza se estaba inclinando más hacia las facultades del Estado.

Ante una consulta de don *Dennis Meléndez Howell*, la señora *Carol Solano* explicó que, la filmina muestra un extracto de la resolución de la Sala Primera, que reconoce las facultades exclusivas y excluyentes de la ARESEP en fijación de tarifas, establecimiento de las metodologías y lo que ataca en aquel momento, es la facultad del Regulador, de aplicar unas herramientas complementarias, que no estaban establecidas en ese modelo econométrico, que era heredado del MOPT.

Ni siquiera pasó por el procedimiento de Audiencia Pública de la Ley 7593, entonces, lo que dice es que la discrecionalidad la tiene la ARESEP para emitir las metodologías con base en los principios de la ley y se agregaría, las reglas de la ciencia y la técnica que establece el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública, pero que a la hora de aplicar esa metodología, no puede la persona salirse de lo que ahí se estableció.

¿Qué relación tiene esto con el caso que se está analizando?, Que en la medida en que la Junta, deje abiertos portillos o deje espacios para que el técnico pueda aplicar una u otra cosa, eventualmente, ahí gozaría de esa discrecionalidad. Esa es la relación entre la sentencia y este caso.

La directora *Sylvia Saborío Alvarado* señaló que, le parece que en los primeros meses que estuvieron aquí, vieron muchos recursos en que la gente cuestionaba el tema de las herramientas complementarias, pero según entiende, era una especie de caja negra, de donde podía salir cualquier cosa. Es más, se usaban justamente, cuando los resultados del modelo parecían desafinados, entonces se usaba algo para ajustar esos resultados, hasta que diera algo que al técnico de turno le parecía más razonable. Eso es bastante diferente de lo que se está hablando aquí.

La señora *Carol Solano* indicó que, la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, inició el dictamen poniendo este concepto, aparte que como decía don José Carlos, en transportes es un modelo, una ecuación matemática y como usted señala, cuando ellos ven que hay una asimetría en la información, aplican esas herramientas. Es una metodología que es mucho más amplia, tiene una serie de parámetros y su ecuación financiera.

La señora *Sylvia Saborío* comentó que, otra cosa es que, entiende que no era la práctica antes mostrar tampoco las hojas de trabajo, que mostraba paso a paso, cómo se pasaba de "a" al punto "b", y esa decisión la tomó esta Junta, hace bastantes meses, en el sentido de que cada vez que sale una fijación, todas las personas tengan acceso a las hojas de cálculo que hay detrás. Si el interesado o cualquiera cree que hay alguna arbitrariedad o algo no justificado, tiene todos los elementos de juicio para poder ver cómo se llegó al cálculo, eso le parece que son dos garantías importantes.

El *Regulador General* señaló que, le da la impresión que la Sala Primera dice: "no obstante esa particularidad no quiere decir en lo absoluto que la decisión final que debe adoptar la ARESEP sea absolutamente discrecional". En eso se está de acuerdo, pero entonces, se están yendo al otro extremo, a interpretar que se debe ser absolutamente no discrecionales, es decir, se debe eliminar todo elemento de discrecionalidad al extremo.

En un caso como estos, donde precisamente se tiene un sector que está en crecimiento, si pretendiéramos llevar esto hasta ese nivel de no ser absolutamente discrecional, se tendría que hacer la muestra con uno o dos operadores, pero ya entonces, les queda fijado a ese nivel, más bien ahí les empieza a meter una cantidad de distorsiones.

Lo ideal es que, esas muestras vayan creciendo, o sea, ahí si hay cierta discrecionalidad para ir aumentando el tamaño de la muestra, eso no quiere decir que esta va a ser una información confidencial, que no se le va a enseñar a nadie, que no se va a estar haciendo referencia de cuál fue el sistema que se utilizó para el cálculo.

Le parece que eso no deja esa discrecionalidad al funcionario, intuye en esto de la discrecionalidad, un punto en el cual pueda venir algún operador y pagar una determinada suma a un funcionario, para que le haga un favor y le tergiverse la metodología, para que pueda dar un resultado.

En ese sentido considera, que la metodología en esta forma, está quedando libre de ese riesgo, porque se está siendo transparente, se está diciendo posteriormente mire, para la fijación, éste es procedimiento que se tiene

Don **Emilio Arias Rodríguez** indicó que, para que conste en actas, el documento que se está votando, que se tiene en este momento en el folder ¿es exactamente igual al documento que nos fue comunicado y que estudiamos la vez pasada?

Don **Guillermo Monge Guevara** manifestó que, los cambios se mencionan en la nota de remisión, salvo algunos cambios de forma que tiene. La nueva redacción de este texto dice lo siguiente:

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 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 en el corto plazo 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.

Don **Dennis Meléndez Howell** somete a votación la metodología. Los directivos **Saborío Alvarado** y **Gutiérrez López**, así como el **Regulador** indican estar de acuerdo.

Por su parte, doña **María Lourdes Echandi Gurdíán** manifestó que, tanto ella como el directivo Emilio Arias, sustentan su voto negativo mediante el cual, no aprueban la metodología propuesta por la Administración, para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas, en las siguientes consideraciones:

□ Como lo ha establecido de modo reiterado la jurisprudencia de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, la fijación de una metodología tarifaria por parte de esta Autoridad, implica, ni más ni menos, que reducir a cero la discrecionalidad en la fijación de tarifas.

En efecto, la Sala ha establecido de modo reiterado a partir de la Resolución No. 577-2007, que la ARESEP "cuenta con una potestad discrecional técnica para establecer los modelos de cálculo" si bien ese no es el caso de la fijación tarifaria, en el tanto, "una vez fijado el modelo de revisión tarifaria (que debe publicarse en el Diario Oficial), en tesis de inicio, es esta la herramienta de cálculo que debe utilizarse, y por ende, el instrumento que determina si existe o no distorsión financiera que deba

enmendarse, lo que otorga certeza jurídica y constituye un parámetro de control de la actividad regulatoria de precios. □

De este modo, el ejercicio de la potestad de aprobación de las metodologías tarifarias, involucra como su principal efecto jurídico, □ *una reducción a cero de las potestades inicialmente discrecionales, siendo que una vez realizado el cálculo* □ *mediante la metodología tarifaria- es el resultado de esa operación la que determina y precisa el contenido de esa decisión* □ *fijación tarifaria-* □

De este modo, considerando tales consecuencias jurídicas del acto de aprobación de una metodología tarifaria, es claro que debe esta Junta Directiva asegurarse de modo riguroso, que su decisión se ajusta a los parámetros de legalidad a que está sujeto todo ejercicio de la discrecionalidad administrativa.

Específicamente, interesa en especial considerar los parámetros de legalidad que derivan de las reglas unívocas de la ciencia y la técnica, así como los conceptos jurídicos indeterminados señalados por el legislador en materia de servicio público, tales como el de servicio al costo, servicio de calidad a un precio justo, etc.

Resulta indispensable, por ello, que los integrantes del colegio, al momento de adoptar una decisión de este calibre, se hayan asegurado que, en beneficio de la certeza jurídica y de los conceptos jurídicos indeterminados antes aludidos, hayan reducido la discrecionalidad administrativa de modo legítimo y claro.

El rigor de la decisión que se adopte, además, exige el contraste objetivo e independiente de la propuesta y sus justificaciones de parte de asesores técnicos y jurídicos de la Junta Directiva, de modo que tales insumos permitan la formación de un criterio informado y la toma de una decisión responsable y no improvisada.

En contraste, también en este caso concreto, no se nos ha ofrecido a los directores una asesoría independiente y objetiva que confronte la propuesta de la administración y sus justificaciones, con las reglas unívocas de la ciencia y la técnica y demás parámetros de legalidad. Esta situación, que hemos censurado en repetidas ocasiones, sin que se haya atendido, sin duda alguna, no asegura que se tome la mejor decisión, a pesar de las aludidas consecuencias que conlleva la aprobación de una metodología.

A mayor abundamiento, debemos indicar que se nos ha hecho llegar al menos dos versiones diferentes de la metodología sugerida por la Administración. En efecto, de una sesión a otra, se ha realizado diversos ajustes a la propuesta, lo cual causa incertidumbre en torno a su contenido definitivo.

Así las cosas, producto de la lectura que hemos podido realizar en el plazo otorgado y considerando la aludida incertidumbre en cuanto al contenido de la metodología, hemos podido detectar algunas disposiciones que nos parece riñen con el objetivo de las metodologías antes referidas, en tanto dejan a la discrecionalidad del aplicador la toma de ciertas decisiones de evidente influencia en la determinación de la tarifa.

Nos referimos, por ejemplo, a lo señalado en el oficio 676-DGJR-2011 del 21 de noviembre del 2011, titulado *ANÁLISIS SOBRE DISCRECIONALIDAD Y CAMBIOS REALIZADOS A LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TARIFAS DE REFERENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PRIVADA PARA PLANTAS EÓLICAS NUEVAS*, sobre el oficio 185-CDP-2011, en cuyo anexo se hace, el siguiente análisis:

6.6 Costos de Explotación (CE) () ANÁLISIS DE DISCRECIONALIDAD: este apartado determina la forma de calcular los costos de explotación; con respecto a la determinación de la muestra no se define: su tamaño, su delimitación geográfica y se deja abierta la posibilidad de transformar información para hacerla comparable. Por lo tanto existe un grado de discrecionalidad alto para el técnico que aplica la metodología. Página 7.

6.7 Costos fijos por capital (CFC) () ANÁLISIS DE DISCRECIONALIDAD: () En el caso específico para determinar: la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo, el riesgo país y el beta desapalancado, como primera opción para obtener la información de refiere a una página web existente hoy día, pero en caso de que esta página deje de existir, se deja abierta la posibilidad de utilizar cualquier fuente que se pública y confiable, en cuyo caso podría haber un margen de discrecionalidad para los técnicos que apliquen la metodología. Página 9.

6.8 Monto de Inversión Unitaria (M) () ANÁLISIS DE DISCRECIONALIDAD: Este apartado incluye la forma de calcular el costo de la inversión promedio, para luego definir los límites de la banda tarifaria a partir de éste. La discrecionalidad para los técnicos que apliquen la metodología se presenta en la opción 1 de este apartado, en los siguientes aspectos: a) el tamaño de la muestra, la metodología no es clara en cuanto al número de proyectos que incluirán en la muestra, cuando sean más de 20, ni tampoco cuáles son los criterios para eliminar o sustituir proyectos de la misma, b) se deja abierta la posibilidad de que el técnico indexe información para ajustarla al año base del cálculo o no lo haga y c) no se especifica la forma de realizar el ajuste de la información de los datos para incluir en la muestra proyectos mayores a 20MW. En este apartado se introduce la posibilidad de realizar o no varias cosas, por ejemplo: Se podrán incorporar el a muestra con los ajustes correspondientes. Se podrán modificar los valores correspondientes a la segunda opción. Estos ejemplos son imprecisiones que podrían conllevar a discrecionalidad. Páginas 11 y 12.

□6.9 *Definición de la franja tarifarias (□) ANALISIS DE DICREcionalidad: La discrecionalidad en la definición de la franja tarifaria está directamente relacionada con la discrecionalidad con la que se determine el monto de la inversión unitaria, en razón de que éste es el que determina la amplitud de la banda tarifaria.* □Página12.

Existen, además, dos agravantes que refuerzan nuestra tesis de improbar la presente propuesta de metodología.

El primero se refiere al hecho de que la metodología sugiere un método de definición de la tarifa mediante bandas.

Sin que esto signifique que compartimos lo ahí señalado, lo cierto es que la Procuraduría General de la República en su opinión jurídica OJ-66-2009 del 23 de julio del 2009, cuestionó la legalidad de las bandas para definir la tarifa.

Al respecto, no encontramos evidencia alguna que permita determinar el por qué la propuesta, a pesar de los señalamientos que contiene la citada opinión jurídica, opta por la alternativa de las bandas.

Esta circunstancia causa, a nuestro juicio, una incertidumbre insalvable en torno a la regularidad jurídica de la propuesta, ante lo cual, no queda más que votar negativamente la metodología sugerida por la administración.

Finalmente, tanto en el texto inicial como en el que ahora se pone en conocimiento de esta Junta Directiva, se intenta sustentar la propuesta en un documento denominado □*Política y Metodologías Tarifarias del Sector Energía*□, preparado por funcionarios de esta Autoridad (ver Proyecto de Resolución página 8, considerando XI de la versión enviada por correo electrónico el viernes 18 de noviembre del 2011 y en página 9 de la versión impresa entregada en horas de la noche del lunes 21 de noviembre del 2011).

Al respecto, sorprende la alusión que se hace a ese documento, en el tanto, expresamente se señala que se trata de un documento meramente informativo. Incluso este indica que se trata de una □*compilación*□ Pero lo más preocupante, es que se advierte que □*Mucho de su contenido puede considerarse superado, pues permanentemente la Autoridad Reguladora revisa las metodologías tarifarias.*□ Agréguese a esto que se trata de un documento que no fue oportunamente aprobado por esta Junta Directiva y que data de junio del 2002.

De este modo, no encontramos en los antecedentes que preceden la confección de este modelo, sustento suficiente como para asegurarnos, razonablemente, que la actuación de la institución es conforme con las disposiciones jurídicas y técnicas vigentes, por lo que voto negativamente la propuesta de metodología, ordenando enderezar los procedimientos, de modo que se corrija de la propuesta, expresiones como las explicadas que dejan al libre albedrío del aplicador del modelo, la definición de aspectos claves. Por otra parte, deberá excluirse por completo como fuente de referencia, del estudio sobre *Política y Metodologías Tarifarias del Sector Energía*. Adicionalmente, deberá dejarse en suspenso la aprobación de la propuesta, hasta tanto no se acompañe de un criterio técnico y jurídico de carácter independiente, que acredite su conformidad.

Don Emilio Arias Rodríguez indicó que quisiera agregar para efectos de que conste en su voto salvado, ha sido consecuente en su posición respecto al punto específicamente, que señala la Procuraduría General de la República en su oficio J66-2009 del 23 de julio de 2009, incluso en otra oportunidad que salvó el voto, su tesis iba en esa dirección. Sin embargo; teniendo acá el pronunciamiento de la Procuraduría General de la República, quisiera de todo específicamente, que se consigne y va hacer lectura de eso en su voto salvado, lo dicho por doña María Inés Rojas en su informe y dice lo siguiente:

De lo dispuesto en la Ley de Aresep se determina que la tarifa debe ser una suma fija, por lo que está excluido el sistema de bandas, en efecto bajo ese sistema es el proveedor de servicio quien en último término determina la tarifa que percibirá por el servicio que presta, además se desconocería la competencia de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

El sistema de bandas es susceptible, genera inestabilidad y desequilibrios en perjuicio de los usuarios del servicio público, particularmente porque no tendría la certeza necesaria, sobre el cual es la tarifa que debe cubrir por el servicio que recibe, cuando opera un cambio de tarifa. En todo caso, no se precificaría mediante procedimiento legalmente aplicable que conlleva la publicación del acto de fijación tarifaria.

El sistema de bandas permita al proveedor del servicio cuál es su equilibrio, sin que esa determinación pueda participar el usuario concernido, pero es lo cierto, que en estado actual del ordenamiento no se reconoce al proveedor discrecionalidad alguna, para establecer esa tarifa.

La necesidad de que la tarifa consista en un monto fijo están presente en los artículos 38 inciso a) y 41 inciso g) de la Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos que sancionan al proveedor que incumpla en los términos que allí se indica la tarifa establecida por Aresep.

Con respecto al tema a que hizo alusión doña María Lourdes Echandi, en cuanto a la documentación, debe decir y está en su correo electrónico, una información que se les hizo llegar por parte de la Secretaría de Junta, que es absolutamente distinta y no va a entrar a discutir en asuntos de forma o de fondo, pero es evidentemente distinta.

Le parece importante destacar, que el tema de discrecionalidad, incluso, ésta Junta, le pidió un informe a la Dirección General de Asesoría Jurídica de la Institución, el cual está aquí y se discutió y evidencia hallazgos claramente expuestos, a que se está yendo más allá, de lo que efectivamente debería ser la discrecionalidad aplicable en un caso como esos, en la aplicación de la metodología.

Igualmente no existe, frente a esta propuesta o este informe de la Asesoría Jurídica, ningún otro elemento jurídico, que discrepe con esa posición más que las alusiones que se han hecho acá, que no tiene ningún fundamento de carácter jurídico, son opiniones lo que se han dado.

Quisiera que eso quede claro, porque se está desconociendo lo dicho por el informe de la Asesoría Jurídica y se está sometiendo una votación, con un informe efectivamente distinto e incluso, las observaciones que se hicieron son meramente apreciaciones, que no se pueden considerar como un análisis de un voto de la Sala Constitucional y muchísimo menos, a profundidad como se hizo ese análisis.

Precisamente, antes solicitar el análisis, hicieron el estudio de la propuesta y evidenciaron lo mismo y ahora lo evidencia la Dirección General de Asesoría Jurídica. Ahora simplemente se desconoce, tanto una posición que presentamos en un momento y también una información de una asesoría, según lo que entiende de absoluta confianza de ustedes.

Doña **Sylvia Saborío Alvarado** señaló que, en su caso, quería manifestar dos aspectos: en primer lugar, no es desconocimiento, es un tema de apreciación de grado tolerable de discrecionalidad. Cualquiera que haya trabajado con un modelo lo entendería, comprende que los abogados no lo vean, pero ella si lo entiende y con base en su experiencia lo considera un grado de discrecionalidad razonable, no es que está desconociendo el dictamen jurídico.

Don **Dennis Meléndez Howell** manifestó que antes de votar, quisiera preguntarle a don Guillermo Monge, en relación con lo que se acaba de mencionar que el documento que está siendo sometido, es distinto al documento que se tiene en la carpeta, porque está votando de acuerdo con el documento que está en la carpeta.

Don **Guillermo Monge** señaló que, originalmente se remitió una versión del documento, mediante el oficio 178-CDR-2011. Ese fue el que se analizó en la sesión anterior, en la que, la Junta Directiva, solicitó mediante acuerdo, volver a redactar el punto 5.2.5, relativo al factor ambiental. Eso obligaba a modificar esa versión, se aprovechó además para hacer unos arreglos de forma en el documento.

En el oficio 185-CDR-2011 mediante el cual se explica, cuáles fueron esos pequeños cambios de forma. Ningún cambio que no esté mencionado en el oficio de remisión fue hecho y son muy pequeños.

Don **Dennis Meléndez Howell** consultó que, si está en el documento que está en la carpeta, ya esos cambios están acá.

Don **Guillermo Monge** indicó que, en ese sentido, no entendemos por qué se pueda decir que esta versión, que se remitió mediante el oficio 185-CDR-2011 pueda generar inseguridad, porque es la misma remitida mediante el oficio 178-CDR-2011 con el cambio del punto 5.2.5, más otros cambios de forma que se agregaron y que se dicen explícitamente.

En otras palabras, no hay ningún cambio que se no se esté mencionando y no hay ningún cambio sustancial que pueda ameritar una discusión de tipo conceptual y metodológica.

Don **Emilio Arias Rodríguez** señaló que, para efectos de lo que acaba de decir don Guillermo Monge, quisiera aclarar, cuando nosotros recibimos un correo de la Secretaría, entregándonos los documentos de la sesión de hoy, efectivamente ese es el documento. Esos son los documentos que imprime en su oficina y los documentos que estudia, se supone que son los documentos que va a votar.

El hecho que en la carpeta vaya un documento distinto, en su criterio, lo pone en una posición distinta, porque esperaríamos que los documentos que le llegan vía digital, no sean distintos a los que vienen impresos en la carpeta. Se supone que el correo que recibe, es el correo oficial que sale de la Secretaría de Junta Directiva y que el documento que se va a someter a votación, debería ser el mismo que viene en la carpeta.

Doña **María Lourdes Echandi Gurdian** indicó que quería aclarar que el documento en la carpeta tiene cambios con respecto al enviado el viernes y no muestra control de cambios. Se lo entregan lunes en la noche, para conocerlo hoy miércoles y el digital lo recibió el fin de semana y es diferente al entregado en la carpeta. Esta metodología tiene una cantidad voluminosa de hojas que hay que revisar. Si se va a hacer un cambio, se debe advertir y que venga con control de cambios para tener certidumbre.

Con base en lo expuesto por el Centro de Desarrollo de la Regulación en su oficio 185-CDR-2011 del 17 de noviembre del 2011, la Junta Directiva, resolvió, por mayoría de tres votos a favor de los Directores Meléndez, Saborío y Gutiérrez y dos votos en contra de los Directores Rodríguez y Echandi:

ACUERDO 03-71-2011

1. Establecer el siguiente Modelo para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Eólicas Nuevas.

(1)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 183 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)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.

(3) 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:

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

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).
- IR = Ingresos requeridos
- p = Tarifa de venta
- fa = Factor ambiental total
- E = Expectativas de venta (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 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.

(4) 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.

(5) 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

(6) 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.

(7) 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:

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

En donde:

- CFC = Costo fijo por capital
 RI = Recuperación de la inversión
 r = Rentabilidad de 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:

$$FC = \left[\frac{(v-e)}{v \times (1-t)} \right] \times \left[\frac{\rho}{1 - (1+\rho)^{-(v-e)}} \right] \times \left[1 - \psi \times \left[1 - \frac{(1-t)^*i}{\rho} - \left(\frac{1 - (1+\rho)^{-d}}{\rho^*d} \right) \times \left(1 - i^*(1-t)^* \left(\frac{1}{\rho} + \frac{1}{4} \right) \right) \right] \right] \times \left[\frac{t}{(v-e)} \right]$$

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 de la planta (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.

a. 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.

b. 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:

- P = Rentabilidad sobre los aportes de capital propio.
- KL = 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.
- RP = 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 (RP) 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>. 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.
2. 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.
3. 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).

c. 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.

d. 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.

e. 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.

f. Edad de la planta (e)

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

(8) 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 20MW, 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 \square 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.

(9) 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 la ley 7200, mediante una banda tarifaria. Ese precio de venta también servirá para regular 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.

(10) Estructura 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 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.

(11) 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.

(12) Ajuste de precio

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.

(13) 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.

2. Tener como respuesta a los opositores lo señalado en el Considerando IV de la presente resolución y agradecerles por su valiosa participación en este proceso.

Esta resolución rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien le corresponde resolverlos.

3. Díctese la siguiente resolución:

RESULTANDO:

- I. Que mediante el informe 098-DEN-2011 del 11 de febrero del 2011, dirigido al Centro de Desarrollo de la Regulación (CDR), la Dirección de Servicios de Energía (DEN) de la ARESEP planteó una propuesta de "Modelo para la Determinación de Tarifas Tope de Referencia para Plantas Nuevas de Generación Privada Eólicas" y fijación tarifaria para las citadas plantas, para la venta de energía eléctrica al ICE (folios 70 a 72).
- II. Que mediante oficio 015-CDR-2011, del 11 de febrero del 2011, el CDR trasladó entre otras cosas, la propuesta de metodología señalada en el punto anterior (folio 69), esta propuesta al Regulador General.
- III. Que mediante oficio 063-RG-2011, del 11 de febrero de 2011, el Regulador General sometió a conocimiento y aprobación de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, la propuesta para establecer los "Modelos para la determinación de tarifas de referencia para la generación privada con plantas hidroeléctricas y eólicas" (folio 68).
- IV. Que mediante el acuerdo 004-012-2011, de la sesión ordinaria 12-2011, celebrada el 16 de febrero del 2011, la Junta Directiva ordenó someter a audiencia pública los "Modelos para la determinación de tarifas tope de referencia para plantas nuevas de generación privada eólicas e hidroeléctricas" y conformar los respectivos expedientes administrativos. Para efectos de la presente metodología, se conformó el expediente OT-28-2011 (folio 67).
- V. Que la convocatoria a audiencia pública se publicó el 9 de marzo de 2011 en dos diarios de circulación nacional (La República y La Prensa Libre) (Folios 73 al 74) y el 14 de marzo del 2011 en el diario oficial La Gaceta (folios 75 al 76).
- VI. Que el día 6 de abril del 2011 se realizó la audiencia pública en el auditorio de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y en forma simultánea (por medio de videoconferencia) en los Tribunales de Justicia de: Limón Centro, Heredia Centro, Ciudad Quesada, Liberia Centro, Puntarenas Centro, Pérez Zeledón y Cartago Centro (folios 276 a 337).
- VII. Que en la audiencia pública, se presentaron 12 oposiciones y coadyuvancias relativas al "Modelo para determinación de tarifas de referencia de generación eléctrica privada para plantas eólicas nuevas" según el Informe de oposiciones y coadyuvancias por parte de: Asociación Costarricense de Grandes Consumidores de Energía, Stephen Yurika, Jorge Arturo Alfaro Vargas, Rubén Zamora Castro, Asociación Costarricense de Productores de Energía (ACOPE), Esteban Lara Erramouspe, José Daniel Lara Aguilar, Tobías Cossen, Federico Fernández Woodridge, Allan Broide Wohlstein, Claudio Volio Pacheco, y Aeroenergía Sociedad Anónima (folios 329 a 334).
- VIII. Que mediante el oficio 607-GG-2011, del 7 de noviembre del 2011, el Gerente General trasladó a la Junta Directiva para su consideración, el oficio 178-CDR-2011 respecto al "Modelo para determinación de tarifas de referencia de generación eléctrica privada para plantas eólicas nuevas" (folio 553).

- IX. Que mediante oficio 475-SJD-2011, del 17 de noviembre del 2011, la Secretaría de Junta Directiva, comunicó a la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria, el acuerdo 06-68-2011, del acta de la sesión ordinaria 68-2011, celebrada el 9 de noviembre del 2011 y ratificada el 16 de noviembre del 2011, en el que se solicitó a dicha Dirección General para que, en lo sucesivo, siempre que se someta metodologías a conocimiento de la Junta Directiva, lleve a cabo una revisión desde el punto de vista jurídico, en el sentido de que no se tengan problemas de ninguna naturaleza, a la luz de la jurisprudencia de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, mismo que al día de hoy no consta en autos.
- X. El 17 de noviembre de 2011, mediante el oficio 185-CDR-2011, el CDR planteó a la Junta Directiva una modificación al oficio 178-CDR-2011, mismo que al día de hoy no consta en autos.
- XI. Que mediante oficio 676-DGJR-2011, del 21 de noviembre del 2011, la Dirección General de Asesoría Jurídica emitió criterio sobre la propuesta de Modelo para determinación de tarifas de referencia de generación eléctrica privada para plantas eólicas nuevas
- XII. Que con base en el análisis de las oposiciones y coadyuvancias planteadas en la audiencia pública, se generó la propuesta de modelo de fijación tarifaria que se presenta en este informe. Los cambios con respecto a la propuesta remitida a audiencia son los siguientes:
- i. Se estima el costo promedio de inversión a incluir en el cálculo tarifario, mediante un procedimiento detallado, que restringe significativamente el margen de discrecionalidad del Regulador para efectuar ese cálculo y lo hace más transparente.
 - ii. Se sustituye el esquema de una tarifa tope basada en el costo promedio de inversión, por una banda tarifaria, cuyos límites se obtienen de estimar la tarifa correspondiente a dos valores extremos de costo de inversión. Este cambio se sustenta en la observación de que hay un nivel considerable de variabilidad en los costos de inversión que podrían tener los proyectos eólicos amparados en el Capítulo 1 de la Ley 7200, que podrían operar en condiciones de eficiencia aceptables. Además, con este cambio se busca evitar las limitaciones metodológicas asociadas con fijar una tarifa tope basada en una estimación de costos de producción promedio.
 - iii. Se amplía el campo de la revisión de costos, para considerar no solamente el valor de los gastos de explotación sino todas las variables que inciden en el cálculo de la franja tarifaria.
 - iv. Se actualizan algunos valores empleados en la estimación de la rentabilidad sobre aportes al capital, como el valor del parámetro Beta

CONSIDERANDO:

Competencias de la Autoridad Reguladora para establecer metodologías tarifarias

- I. Que el establecimiento de un modelo matemático que permita la fijación de tarifas de generación privada para plantas nuevas de generación eólica, encuentra sustento legal en las leyes, resoluciones y documentos de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos que se citan a continuación.

La Ley 7593 transformó al Servicio Nacional de Electricidad en una institución autónoma denominada Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP), con personalidad jurídica y patrimonio propio, así como autonomía técnica y administrativa, cuyo objetivo primordial es ejercer la regulación de los servicios públicos establecidos en el artículo 5 de dicha Ley.

De esa forma, la ARESEP es el ente competente para fijar las tarifas y precios de conformidad con las metodologías que ella misma determine y velar por el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima de los servicios públicos que enumera el artículo 5 de la Ley 7593.

Dentro de los servicios públicos que regula la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, se encuentra el suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización, (artículo 5 inciso a) de la Ley 7593).

Para fijar tarifas y establecer las metodologías, la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, tiene competencias exclusivas y excluyentes y así ha sido señalado por la Procuraduría General de la República, en el dictamen C-329-2002 y la sentencia 005-2008 de las 9:15 horas del 15 de abril de 2008, del Tribunal Contencioso Administrativo, Sección Sexta.

En ese mismo sentido, también se tiene lo dispuesto por la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, que en lo que interesa ha manifestado:

□/□] V.-Fijaciones tarifarias. Principios regulatorios. En los contratos de concesión de servicio público (dentro de estos el de transporte remunerado de personas), de conformidad con lo estatuido por los artículos 5, 30 y 31 de la Ley no. 7593, corresponde a la ARESEP fijar las tarifas que deben cancelar los usuarios por su prestación. Ese cálculo, ha de realizarse conforme al principio del servicio al costo, en virtud del cual, según lo señalado por el numeral 3 inciso b) de la Ley no. 7593, deben contemplarse únicamente los costos necesarios para prestar el servicio, que permitan una retribución competitiva y garanticen el adecuado desarrollo de la actividad. Para tales efectos, el ordinal 32 ibidem establece una lista enunciativa de costos que no son considerados en la cuantificación económica. A su vez, el numeral 31 de ese mismo cuerpo legal establece pautas que también precisan la fijación, como es el fomento de la pequeña y mediana empresa, ponderación y favorecimiento del usuario, criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, eficiencia económica, entre otros. El párrafo final de esa norma expresa que no se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestatarias, postulado que cumple un doble cometido. Por un lado, se insiste, dotar al operador de un medio de retribución por el servicio prestado que permita la amortización de la inversión realizada para prestar el servicio y obtener la rentabilidad que por contrato le ha sido prefijada. Por otro, asegurar al usuario que la tarifa que paga por el transporte obtenido sea el producto de un cálculo matemático en el cual se consideren los costos necesarios y autorizados, de manera tal que se pague el precio justo por las condiciones en que se brinda el servicio público. Este aspecto lleva a que el proceso tarifario constituya una armonía entre ambas posiciones, al punto que se satisfagan

*los derechos de los usuarios, pero además el derecho que se deriva del contrato de concesión, de la recuperación del capital y una ganancia justa. Por ende, si bien un principio que impregna la fijación tarifaria es el de mayor beneficio al usuario, ello no constituye una regla que permita validar la negación del aumento cuando técnicamente proceda, siendo que en esta dinámica debe imperar un equilibrio justo de intereses, lo que logra con un precio objetivo, razonable y debido. En su correcta dimensión implica un servicio de calidad a un precio justo. Con todo, el incremento tarifario dista de ser un fenómeno automático. Está sujeto a un procedimiento y su viabilidad pende de que luego del análisis técnico, se deduzca una insuficiencia económica. En este sentido, la ARESEP se constituye en la autoridad pública que, mediante sus actuaciones, permite la concreción de esos postulados que impregnan la relación de transporte público. **Sus potestades excluyentes y exclusivas le permiten establecer los parámetros económicos que regularan (sic) el contrato, equilibrando el interés del operador y de los usuarios.** □ (Véase sentencia No. 577 de las 10 horas 20 minutos del 10 de agosto de 2007). (Lo resaltado es nuestro).*

En el ejercicio de esas competencias, debe considerar lo dispuesto en la Ley 7593, específicamente los artículos 1, 3, 4, 5, 9, 24, 25, 31, 32 y 45 y en el artículo 16 de la Ley General de la Administración Pública.

La Ley N° 7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos establece:

Artículo 1. □Transformación□ La Autoridad Reguladora no se sujetará a los lineamientos del Poder Ejecutivo en el cumplimiento de las atribuciones que se le otorgan en esta Ley; no obstante, estará sujeta al Plan nacional de desarrollo, a los planes sectoriales correspondientes y a las políticas sectoriales que dicte el Poder Ejecutivo□.

Artículo 3. □Definiciones. Para efectos de esta ley, se definen los siguientes conceptos: a) Servicio Público. El que por su importancia para el desarrollo sostenible del país sea calificado como tal por la Asamblea Legislativa, con el fin de sujetarlo a las regulaciones de esta ley. b) 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□ □

Artículo 4. □Objetivos: □ e) Coadyuvar con los entes del Estado, competentes en la protección del ambiente, cuando se trate de la prestación de los servicios regulados o del otorgamiento de concesiones□

Artículo 5. □Funciones: En los servicios públicos definidos en este artículo, la Autoridad Reguladora fijará precios y tarifas□ Los servicios públicos antes mencionados son: a) Suministro de energía eléctrica en las etapas de generación□ □

Artículo 9. □Concesión o permiso□ La Autoridad Reguladora continuará ejerciendo la competencia que la Ley No. 7200 y sus reformas, del 28 de setiembre de 1990, le otorgan al Servicio Nacional de Electricidad□

Artículo 24. □A solicitud de la Autoridad Reguladora, las entidades reguladas suministrarán informes, reportes, datos, copias de archivo y cualquier otro medio electrónico o escrito donde se almacene información financiera, contable, económica, estadística y técnica relacionada con la prestación del servicio público que brindan. Para el cumplimiento exclusivo de sus funciones, la Autoridad Reguladora tendrá la potestad de inspeccionar y registrar los libros legales y contables, comprobantes, informes, equipos y las instalaciones de los prestadores.□

Artículo 25. □La Autoridad Reguladora emitirá los reglamentos que especifiquen las condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima con que deberán suministrarse los servicios públicos, conforme los estándares específicos existentes en el país o en el extranjero para cada caso□

Artículo 31. □Fijación de tarifas y precios: Para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos, la Autoridad Reguladora tomará en cuenta las estructuras productivas modelo para cada servicio público, según el desarrollo del conocimiento, la tecnología, las posibilidades del servicio, la actividad de que se trate y el tamaño de las empresas prestadoras. La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios.

Los criterios de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de energía y eficiencia económica definidos en el Plan nacional de desarrollo, deberán ser elementos centrales para fijar las tarifas y los precios de los servicios públicos. No se permitirán fijaciones que atenten contra el equilibrio financiero de las entidades prestadoras del servicio público.

La Autoridad Reguladora deberá aplicar modelos de ajuste anual de tarifas, en función de la modificación de variables externas a la administración de los prestadores de los servicios, tales como inflación, tipos de cambio, tasas de interés, precios de hidrocarburos, fijaciones salariales realizadas por el Poder Ejecutivo y cualquier otra variable que la Autoridad Reguladora considere pertinente. De igual manera, al fijar las tarifas de los servicios públicos, se deberán contemplar los siguientes aspectos y criterios, cuando resulten aplicables:

- a) Garantizar el equilibrio financiero.

- b) *El reconocimiento de los esquemas de costos de los distintos mecanismos de contratación de financiamiento de proyectos, sus formas especiales de pago y sus costos efectivos; entre ellos, pero no limitados a esquemas tipo B: (construya y opere, o construya, opere y transfiera, BOO), así como arrendamientos operativos y/o arrendamientos financieros y cualesquiera otros que sean reglamentados.*
- c) *La protección de los recursos hídricos, costos y servicios ambientales. (Así reformado, todo el artículo, por el artículo 41, inciso g) de la Ley 8660 de 8/8/2008, publicada en el Alcance 31, a La Gaceta 156 del 13/8/2008)□*

Artículo 32. Costos sin considerar

No se aceptarán costos de las empresas reguladas:

- a. *Las multas que les sean impuestas por incumplimiento de las obligaciones que establece esta ley.*
- b. *Las erogaciones innecesarias o ajenas a la prestación del servicio público.*
- c. *Las contribuciones, los gastos, las inversiones y deudas incurridas por actividades ajenas a la administración, la operación o el mantenimiento de la actividad regulada.*
- d. *Los gastos de operación desproporcionados en relación con los gastos normales de actividades equivalentes.*
- e. *Las inversiones rechazadas por la Autoridad Reguladora por considerarlas excesivas para la prestación del servicio público.*
- f. *El valor de las facturaciones no cobradas por las empresas reguladas, con excepción de los porcentajes técnicamente fijados por la Autoridad Reguladora.*

Artículo 45. □Órganos de la Autoridad Reguladora La Autoridad Reguladora tendrá los siguientes órganos:

- a) *Junta Directiva.*
- b) *Un Regulador General y un Regulador General adjunto.*
- c) *Superintendencia de Telecomunicaciones (SUTEL).*
- d) *La Auditoría Interna.*

La Junta Directiva, el regulador general, el regulador general adjunto y los miembros de la SUTEL, ejercerán sus funciones y cumplirán sus deberes en forma tal, que sean concordantes con lo establecido en el Plan nacional de desarrollo, en los planes de desarrollo de cada sector, así como con las políticas sectoriales correspondientes. (□)□

La Ley General de la Administración Pública establece:

Artículo 16. 1. En ningún caso podrán dictarse actos contrarios a reglas unívocas de la ciencia o de la técnica, o a principios elementales de justicia, lógica o conveniencia. 2. El Juez podrá controlar la conformidad con estas reglas no jurídicas de los elementos discrecionales del acto, como si ejerciera contralor de legalidad.

Por su parte, en cuanto a la generación privada de electricidad, es importante considerar lo dispuesto en los artículos 1 a 3 de la Ley No. 7200, Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela establece:

Artículo 1. □Definición. Para los efectos de esta Ley, se define la generación autónoma o paralela como la energía producida por centrales eléctricas de capacidad limitada, pertenecientes a empresas privadas o cooperativas que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional. La energía eléctrica generada a partir del procesamiento de desechos sólidos municipales estará exenta de las disposiciones de la presente Ley y podrá ser adquirida por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) o la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL, SA), conforme a las tarifas aprobadas por el Servicio Nacional de Electricidad (SNE) □ (Así reformado por el artículo 2° de la ley No. 7508 del 9 de mayo de 1995).

Artículo 2. □Son centrales de limitada capacidad, las centrales hidroeléctricas y aquellas no convencionales que no sobrepasen los veinte mil kilovatios (20.000 kW) □

Artículo 3. □Interés público. Se declara de interés público la compra de electricidad, por parte del ICE, a las cooperativas y a las empresas privadas en las cuales, por lo menos el treinta y cinco por ciento (35%) del capital social pertenezca a costarricenses, que establezcan centrales eléctricas de capacidad limitada para explotar el potencial hidráulico en pequeña escala y de fuentes de energía que no sean convencionales. (Así reformado por el artículo 2° de la ley No.7508 del 9 de mayo de 1995 y modificado por Resolución de la Sala Constitucional N° 6556-95 de las 17:24 horas del 28 de noviembre de 1995, que anuló su última frase).

En la Resolución de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos No. RJD-009-2010, publicada en el diario oficial La Gaceta N.109 del lunes 07 de junio del 2010, se estableció lo siguiente:

Punto II. □Que el Plan Nacional de Energía en lo que concierne al sector de energía eléctrica, se establecieron las siguientes políticas: a) Definir un modelo tarifario que promueva e incentive la eficacia, eficiencia y competitividad en la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica por parte de los actores del mercado y que además propicie la introducción eficaz de fuentes renovables de energía. b) Diseñar un sistema de tarifas que considere, como mínimo, las relaciones de las empresas generadoras que venden electricidad a las empresas distribuidoras, empresas generadoras que venden electricidad entre sí y empresas distribuidoras con actividad

de generación eléctrica. c) Diseñar mecanismos nuevos que incentiven el desarrollo y diversificación de fuentes de energía renovables y de actores del sector para la actividad de generación eléctrica. d) Corresponde a la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos fijar las tarifas para el servicio público de suministro de electricidad en la etapa de generación. □

En el documento Política y Metodologías Tarifarias del Sector Energía de la ARESEP se cita: □el principio de □tarifas al costo□, no especifica que este costo debe ser de naturaleza financiero-contable o similar, e incluso en el artículo #31 se indica que deben tomarse en cuenta aspectos de equidad social, sostenibilidad ambiental, conservación de la energía y eficiencia económica; por lo que en la práctica se han utilizado diversas alternativas tarifarias, todas las cuales podrían definirse como basadas en el costo (Ej. contable -financiero, marginal-económico, etc.)□

En cuanto al servicio público de generación de electricidad, el Plan Nacional de Desarrollo 2011-2014 □María Teresa Obregón Zamora□ desarrolla un tercer eje denominado □Ambiente y ordenamiento territorial□ en el que se promueve, entre otras cosas, la carbono neutralidad y el uso de energías limpias. Se establece como una meta nacional, en el capítulo 3 de dicho plan, el consolidar el posicionamiento ambiental del país con una matriz energética sostenible y un desempeño ambiental óptimo, un pilar fundamental para ese objetivo y que representa además un aspecto estratégico para la dinamización productiva en un esquema de sostenibilidad, consiste en la garantía de una matriz energética sustentada en fuentes renovables.

Por otro lado, el Plan Nacional de Energía establece los siguientes objetivos:

- i. Asegurar el aprovechamiento de la energía, con el fin de fortalecer la economía nacional y promover el mayor bienestar del pueblo costarricense.*
- ii. Continuar el desarrollo de la generación basado en recursos renovables.*
- iii. Realizar un manejo ambiental y social de reconocida excelencia que permita el desarrollo sostenible.*

La Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, al tenor de lo establecido en el artículo 6, inciso 2), sub inciso c) del Reglamento Interno de Organización y Funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados se encuentra facultada para dictar las metodologías regulatorias que se aplicarán en los diversos mercados. Dicho reglamento fue publicado en el Alcance 13 a La Gaceta No. 69, del 8 de abril de 2009 y sus reformas.

El procedimiento para tal efecto, es el de la audiencia pública, establecido en el artículo 36 de la Ley 7593, que dispone:

Artículo 36. □Asuntos que se someterán a audiencia pública. Para los asuntos indicados en este artículo, la Autoridad Reguladora 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, los asuntos que se enumeran a continuación:

- a) Las solicitudes para la fijación ordinaria de tarifas y precios de los servicios públicos.*
- b) Las solicitudes de autorización de generación de fuerza eléctrica de acuerdo con la Ley N.º 7200, de 28 de setiembre de 1990, reformada por la Ley N.º 7508, de 9 de mayo de 1995.*
- c) La formulación y revisión de las normas señaladas en el artículo 25.*
- d) La formulación o revisión de los modelos de fijación de precios y tarifas, de conformidad con el artículo 31 de la presente Ley.*

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.

Tratándose de una actuación de oficio de la Autoridad Reguladora, se observará el mismo procedimiento.

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.

Las personas que estén interesadas en interponer una oposición con estudios técnicos y no cuenten con los recursos económicos necesarios para tales efectos, podrán solicitar a la ARESEP, la asignación de un perito técnico o profesional que esté debidamente acreditado ante este ente, para que realice dicha labor. Esto estará a cargo del presupuesto de la Autoridad Reguladora. Asimismo, se faculta a la

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos para que establezca oficinas regionales en otras zonas del país, conforme a sus posibilidades y necesidades.

De conformidad con lo anteriormente expuesto, resulta claro que la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, es la competente para emitir las metodologías tarifarias de los servicios públicos regulados incluyendo la generación de electricidad, para lo cual deberá seguir el procedimiento de audiencia pública en el garantice la participación ciudadana y para la emisión de las mismas deberá observar el principio de servicio al costo, las reglas de la ciencia y la técnica y las disposiciones generales emitidas en el Plan Nacional de Desarrollo, relativas al sector eléctrico.

- De acuerdo con el marco legal, así como los documentos citados anteriormente se encuentra sustento para elaborar una metodología que refleje la estructura de costos, de financiamiento, los rendimientos requeridos de acuerdo con el principio de servicio al costo y aspectos técnicos, de tal forma que se obtengan tarifas de referencia que permitan el desarrollo competitivo de la generación eólica privada.
- *Propuesta sometida a audiencia pública*

II. Que en la elaboración de la propuesta de Modelo para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Eólicas Nuevasque se remitió a audiencia pública por medio del expediente OT-028-2011, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- i. El sector eléctrico nacional requiere urgentemente de la incorporación de la mayor cantidad posible de plantas de generación de electricidad, que utilicen fuentes de energía no convencionales y tengan costos inferiores a los de las plantas térmicas. De esa forma se podrá sustituir la mayor cantidad posible de energía generada por plantas térmicas, con base en las cuales se genera actualmente una cantidad apreciable de la energía eléctrica disponible, a pesar de sus altos costos económicos y ambientales.
- ii. El sector de electricidad debe aumentar su capacidad de generación con energías limpias, ya sea mediante proyectos estatales o con participación de generadores privados, para asegurar el suministro de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.
- iii. Se han realizado estudios técnicos que demuestran la existencia de suficiente potencial no utilizado en las diferentes fuentes energéticas (eólico, biomasa, hidroeléctrico y geotermia), lo que implica que deben realizarse todos los esfuerzos necesarios para incentivar la utilización de estas fuentes.
- iv. Para incentivar la inversión privada en generación con fuentes no tradicionales en el marco de la Ley 7200, es necesario que la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) establezca tarifas de referencia para las transacciones normadas por esa ley.

Los criterios específicos que orientaron la elaboración de la citada propuesta son los siguientes:

- i. Se trata de un modelo que define tarifas de referencia con el objetivo de estimular la inversión, la eficiencia operativa (reducción de costos en la operación y el mantenimiento) así como el uso óptimo del recurso eólico y la eficiencia asignativa (reducción de precios), con lo cual se verán beneficiados los compradores de energía (empresas y ciudadanos) así como la economía nacional en su conjunto.
- ii. Las tarifas resultantes de estos modelos serán las que se utilicen para la compra de energía eléctrica por parte del ICE a todos aquellos generadores privados nuevos que al amparo de la ley 7200 firmen un contrato con el ICE y cuya fuente energética sea eólica. La tarifa resultante también servirá para regular las compraventas de energía eléctrica proveniente de plantas eólicas privadas con condiciones similares a las que se aplica el Capítulo 1 de la Ley 7200, que sean jurídicamente factibles y que deban ser reguladas por ARESEP.
- iii. Para determinar la tarifa de referencia se obtuvo información de plantas eólicas (potencias similares a las establecidas en la Ley 7200) de diversos países, y la rentabilidad se determina con base en la metodología del CAPM, establecida por la ARESEP en modelos similares.

III. Que para efectos de diseñar el "Modelo para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Eólicas Nuevas" se consideraron las siguientes conclusiones, citadas en el oficio 185-CDR /2011 de la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación.

- i. 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 183 MW a generadores privados de electricidad que produzcan con fuentes no convencionales, en el marco de la Ley 7200.
- ii. 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 determina una banda tarifaria que permite al ICE y a otros eventuales compradores de energía autorizados por ley para tal efecto, ofrecer precios de compra de electricidad con los cuales el generador 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.
- iii. Las tarifas por kWh estimadas mediante el modelo propuesto incluyen los costos de operación y mantenimiento, los costos financieros de inversión (que incluyen la depreciación correspondiente al uso de la inversión, y el servicio de la deuda); y también la rentabilidad neta del inversionista.

- iv. El contar con tarifas de referencia para las transacciones de energía antes mencionadas es de gran importancia para el Sistema Eléctrico Nacional y en general, para el desarrollo económico y social del país. El establecimiento de esa tarifa facilita el aprovechamiento del considerable potencial no utilizado que existe en el país, de diferentes fuentes energéticas (eólico, biomasa, hidroeléctrico y geotermia, entre otras).
- v. En particular, el esquema tarifario propuesto permite aprovechar las oportunidades que ofrece la Ley 7200 del 13 de setiembre de 1990, para promover el aporte de los inversionistas privados y aumentar la oferta de generación de electricidad basada en fuentes no convencionales de energía. Mediante esta ley se autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela y se permite al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) comprar electricidad a las cooperativas de electrificación rural y a aquellas empresas privadas que establezcan centrales eléctricas cuya capacidad instalada no sobrepase los veinte mil kilovatios (20 000 kW) y que utilicen fuentes no convencionales de energía. En la misma ley se establece que las compras de energía antes mencionadas no podrán superar el 15% de la potencia del conjunto de centrales eléctricas que conforman el sistema eléctrico nacional.
- vi. Se espera que la metodología tarifaria planteada en este informe contribuya a reducir en el corto y el largo plazo la magnitud de las tarifas de energía eléctrica que paga el consumidor final. Así se verán beneficiados los compradores de energía (empresas y usuarios) y la economía nacional en su conjunto. Se espera también que de esta forma se reduzcan los considerables impactos ambientales negativos que la generación térmica está ocasionando, los cuales podrían incrementarse si la dependencia de esa fuente energética siguiera aumentando.
- vii. Las tarifas resultantes de este modelo serían las que se utilicen para la compra de energía eléctrica por parte del ICE u otros eventuales compradores autorizados por ley, a todos aquellos generadores privados nuevos que al amparo de la Ley 7200 firmen un contrato con el ICE y cuya fuente energética sea eólica. La tarifa resultante también se aplicará a 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.
- viii. La metodología tarifaria permite estimar los valores superior e inferior de una banda tarifaria, expresados en dólares por kWh. Esos límites se definen a partir de la estimación del promedio y la desviación estándar de los datos de costo de inversión disponibles para plantas eólicas latinoamericanas, preferiblemente con capacidades instaladas iguales o menores que 20 MW. El límite superior está dado por la tarifa correspondiente a un costo de inversión igual al promedio más una desviación estándar; y el límite inferior está dado por la tarifa calculada con un costo de inversión igual al promedio menos la desviación estándar. Alternativamente, ante falta de información, esos límites podrán ser definidos a partir de información proveniente de bibliografía especializada sobre estructuras típicas de costos de inversión y rangos de variación de los componentes de costos de inversión, correspondientes a proyectos comparables con los que abarca esta metodología.

- ix. La propuesta metodológica define la tarifa con el algoritmo mediante el cual se suman los ingresos requeridos, que son el costo de explotación (CE), el costo fijo por capital (CFC) y la retribución por beneficios ambientales o factor ambiental (fa); y luego el resultado de esa suma se divide entre el total de energía que se espera vender (E).
- x. El costo de explotación (CE) incluye aquellos que son necesarios para mantener y operar una planta en condiciones normales para Costa Rica. No incluye gastos de depreciación, gastos financieros, ni impuesto sobre las utilidades. El cálculo de este valor se hará mediante la determinación de una muestra de costos de explotación de plantas eléctricas en la medida de lo posible similares a las plantas que se les pretende aplicar tarifas, obtenidos de fuentes nacionales e internacionales confiables.
- xi. El Costo Fijo por Capital (CFC) es el resultado de la multiplicación del monto total de la inversión unitaria (M) por el factor que refleja las condiciones de inversión (FC).
- xii. El monto total de la inversión unitaria (M) representa los costos totales promedio necesarios para construir una planta de generación en condiciones normales para nuestro país. Se estima como una banda que oscila entre dos valores extremos. Se establecen dos opciones para realizar ese cálculo. La primera consiste en construir una muestra de costos de inversión de al menos 20 proyectos eólicos que sean preferiblemente de países latinoamericanos y del Caribe y cuyas capacidades instaladas sean preferiblemente de 20 MW o menores. A partir de esa muestra se estima el promedio de los valores de costo de inversión y la desviación estándar correspondiente a la distribución estadística de esos valores. Los valores extremos de la banda son el promedio más la desviación estándar (límite superior) y el promedio menos la desviación estándar (límite inferior). La segunda opción se aplicaría si no se contara con datos suficientes para conformar la muestra de datos de costos unitarios de inversión. Consiste en estimar la banda de costos de inversión a partir de datos procedentes de la literatura especializada sobre la distribución de los componentes de una estructura típica de costos unitarios, y sobre los rangos de variación de los componentes de la estructura de costos de inversión de proyectos eólicos comparables con los que se consideran en esta metodología. Con esos datos se estiman los valores extremos de costo de inversión que se utilizan para calcular la banda tarifaria.
- xiii. El factor que refleja las condiciones de la inversión (FC) 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. Depende de las condiciones que se establezcan en el financiamiento, a saber: rentabilidad sobre los aportes de capital, apalancamiento (relación de deuda), tasa de interés, edad de la planta, plazo de la deuda, y vida económica de la planta. Además, en la estimación de ese factor se utiliza el dato correspondiente a la tasa de impuesto sobre la renta.
- xiv. La rentabilidad sobre aportes de capital propio (ρ) se determina mediante el método denominado Modelo de Valoración de Activos de Capital, conocido comúnmente como CAPM (en inglés, "Capital Asset Pricing Model"). Ese método se basa en considerar que los cambios en el retorno de un activo están relacionados con el riesgo asociado a éste, el cual 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). La rentabilidad sobre aportes al capital propio se define como la suma de tres componentes: la tasa libre de riesgo (K_L), el riesgo país, y el riesgo específico. Este último se define como la multiplicación del parámetro "beta apalancado" (β_a) y la prima por riesgo (PR). El "beta apalancado" es la covarianza de la rentabilidad de un activo determinado y la rentabilidad del mercado, cuando parte de la inversión se financia con deuda. La prima por riesgo es la diferencia entre la tasa libre de riesgo y la tasa de rendimiento del mercado correspondiente al sector de actividad respectivo.

- xv. La tasa libre de riesgo (K_L), la prima por riesgo (PR) y el riesgo país (RP) se estimarán con 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>.
- xvi. El "beta apalancado" (β_a) se obtiene de una fórmula que relaciona el "beta desapalancado" (β_d), el cual se calcula bajo el supuesto de que todo el capital es propio; la relación entre deuda y capital propio (estimada por medio del parámetro de apalancamiento financiero), y la tasa de impuesto sobre la renta. El "beta desapalancado" también se obtiene de la información publicada por el Dr. Aswath Damodaran, antes citada. El valor de apalancamiento financiero, que se utiliza para estimar la relación entre deuda y capital propio, se calcula como el promedio de la información de financiamiento de proyectos eléctricos disponible en la Autoridad Reguladora.
- xvii. Las demás variables financieras que intervienen en la estimación del factor que refleja las condiciones de la inversión (FC) se definen de la siguiente manera: i) la tasa de impuesto sobre la renta se define con base en la legislación vigente; ii) la tasa de interés es 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; iii) la edad de la planta tiene un valor de cero, porque se trata de plantas nuevas; iv) el plazo de la deuda es de 20 años (lapso igual al del plazo máximo del contrato); v) la vida económica de la planta es de 20 años (se supone que es igual a la vida útil del proyecto).
- xviii. El precio de la energía se diferencia en dos precios estacionales, uno para la temporada alta y otro para la temporada baja. Con la diferenciación de precios por estructura estacional se 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.
- xix. Las tarifas resultantes de la metodología detallada serán expresadas y facturadas en dólares de los Estados Unidos de América (US\$ ó \$). Los respectivos pagos se harán de conformidad con lo que las partes establezcan vía contractual, de conformidad con la normativa aplicable.
- xx. 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.

- xxi. Para mejorar esta metodología en el futuro, los generadores privados eólicos nuevos 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.

IV. Que de los apartados 5.2 y 5.3 del oficio 185-CDR 2011 de la Dirección General Centro de Desarrollo de la Regulación que sirve de sustento a la presente resolución, se extraen los principales argumentos de los opositores y coadyuvantes cuyo resumen y análisis conviene citar así:

(□) 5.2. Principales argumentos expuestos

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

5.2.1. 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.
- 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 considera que para evitar los inconvenientes de la tarifa tope planteados en las oposiciones, la opción más adecuada es el esquema de banda tarifaria. 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.

5.2.2. 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.

5.2.3. El financiamiento

Las condiciones del financiamiento se definieron de la siguiente manera: i) el plazo de amortización se fijó en 20 años para equipararlo 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.

5.2.4. La periodicidad de los contratos y de la tarifa

La propuesta original que se llevó a audiencia pública contenía dos alternativas en cuanto 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.

5.2.5. 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 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 en el corto plazo 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.

5.2.6. 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.

5.2.7. 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.

5.2.8. 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.

5.2.9. 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.

5.2.10. 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.

5.2.11. 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.

5.2.12. 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 en el corto plazo. 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.

5.2.13. 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. □

5.3. Resumen y análisis de oposiciones y coadyuvancias

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.

5.3.1. 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 5.2.1. de esta sección.

En el anexo 1 se presenta con mayor detalle la muestra de proyectos que se propone utilizar para calcular el promedio de inversión y el rango de la banda de tarifas.

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.

5.3.2. Señor Stephen Yurika, 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 5.2.5 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 Nacional y por eso es una condición externa al diseño del modelo tarifario.

5.3.3. Señor 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 5.2.1. de esta sección.

5.3.4. 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 5.2.1., 5.2.5. y 5.2.12. de esta sección.

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 las 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 una 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 5.2.1. 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 5.2.5.

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.

5.3.5. ASOCIACIÓN COSTARRICENSE DE PRODUCTORES DE ENERGÍA (ACOPE).

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 5.2.1. de este informe. En relación con la aplicación de la metodología CAPM, véase el punto 5.2.2. 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 5.2.13. 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 5.2.5 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.

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 5.2.11 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 5.2.10 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 5.2.9 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 5.2.4 de esta sección. Y sobre el tema del financiamiento, véanse los puntos 5.2.2 y 5.2.3.

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 5.2.7 de esta sección.

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 5.2.2 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: $P1 = P_{i-1} * ((0,6 * (IP_{Pi} / IPP_{i-1}) + 0,4 * ((1 + (IPI_i / IPI_{i-1})) / (1 + (TC_i / TC_{i-1}))))$*

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 5.2.6).

5.3.6. 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 5.2.12 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.

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 5.2.10 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 1.2.9 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 5.2.3.

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 5.2.2.

5.3.7. 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 5.2.1. de esta sección.

El valor del parámetro β 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, \square 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 \square 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 5.2.2.

5.3.8. 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 5.2.12.

5.3.9. FEDERICO FERNÁNDEZ WOODRIDGE, 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 5.2.6.

La tasa de rentabilidad justa del 11.43 que la ARESEP está planteando es muy interesante porque el banco financiero 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 5.2.2. de esta sección.

5.3.10. 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 5.2.1. 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 5.2.1. y en el punto 5.2.13 de esta sección.

5.3.11. 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 5.2.3. de esta sección.

5.3.12. AEROENERGÍA SOCIEDAD ANÓNIMA, 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 5.2.1 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 5.2.5 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 5.2.12 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 5.2.11 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 5.2.10 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 5.2.9 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 6.10 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 6.7 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 5.2.6 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 5.2.2 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 puede 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 5.2.6 de este informe. □

V. Que en sesión ordinaria 71 del 23 de noviembre del 2011, cuya acta fue ratificada el 30 de noviembre del 2011; la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora, acordó: 1) Acoger en todos sus extremos, el oficio 185-CDR-2011. 2) Establecer el Modelo para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Eólicas Nuevas □ 3) Tener como respuesta a los opositores lo señalado en el Considerando IV de esta resolución y agradecerles por su valiosa participación en este proceso, tal y como se dispone.

Por tanto:

Con fundamento en las facultades conferidas en la Ley 7593, el Reglamento interno de organización y funciones de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos y sus órganos desconcentrados,

Resolvió, por mayoría:

ACUERDO 04-71-2011

- I. Establecer el siguiente Modelo para la Determinación de Tarifas de Referencia para Plantas de Generación Privada Eólicas Nuevas □:

i. 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 183 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.

ii. 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.

iii. 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:

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

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).
- IR = Ingresos requeridos
- p = Tarifa de venta
- fa = Factor ambiental total

E = Expectativas de venta (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 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.

iv. 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.

v. 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

vi. 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.

vii. 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:

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

En donde:

- CFC = Costo fijo por capital
 RI = Recuperación de la inversión
 r = Rentabilidad de 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:

$$FC = \left[\frac{(v-e)}{v \times (1-t)} \right] \times \left[\frac{\rho}{1 - (1+\rho)^{-(v-e)}} \right] \times \left[1 - \psi \times \left[1 - \frac{(1-t) \cdot i}{\rho} - \left(\frac{1 - (1+\rho)^{-d}}{\rho \cdot d} \right) \times \left(1 - i \cdot (1-t) \cdot \left(\frac{1}{\rho} + \frac{1}{4} \right) \right) \right] \right] \times \left[\frac{t}{(v-e)} \right]$$

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 de la planta (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.

g. 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.

h. 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:

- P = 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.

4. 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>. 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.

5. 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.
6. 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).

i. 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.

j. 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.

k. 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.

l. Edad de la planta (e)

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

viii. 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:

- i. 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 20MW, provenientes de fuentes confiables. De manera prioritaria, se incluirán en la muestra proyectos de países latinoamericanos y del Caribe.
- j. 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.

- k. 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.
- l. 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 \square 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.
- m. 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.
- n. Se calculará la desviación estándar del conjunto de valores de costo de inversión unitario de todos los valores de la muestra.
- o. 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.
- p. 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:

- g. 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. \square The Economics of Wind Energy \square 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.
- h. 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 \square Producer Price Index Industry \square de Estados Unidos de América (segmento de generación eléctrica).

- i. 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.
- j. Se hace un cálculo similar al explicado en b) y c) para obtener el valor del costo de inversión en el límite superior.
- k. 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.
- l. 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:

- e. Se escoge una estructura típica de costos de inversión representativa de proyectos eólicos como los que abarca esta propuesta de metodología.
- f. 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.
- g. 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).
- h. 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.

ix. 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 la ley 7200, mediante una banda tarifaria. Ese precio de venta también servirá para regular 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.

x. Estructura 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 son los siguientes:

c. Para temporada alta: 1,326.

d. 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.

xi. 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.

xii. Ajuste de precio

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.

xiii. 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.

- II.** Tener como respuesta a los opositores lo señalado en el Considerando IV de la presente resolución y agradecerles por su valiosa participación en este proceso.

Esta resolución rige a partir de su publicación en el diario oficial La Gaceta.

En cumplimiento de lo que ordena el artículo 245 de la Ley General de la Administración Pública, contra la presente resolución cabe el recurso ordinario de reposición o reconsideración, el cual deberá interponerse en el plazo de tres días contados a partir del día siguiente a la notificación, y el recurso extraordinario de revisión, el cual deberá interponerse dentro de los plazos señalados en el artículo 354 de la citada ley. Ambos recursos deberán interponerse ante la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, a quien le corresponde resolverlos.

VOTO SALVADO
DIRECTORES EMILIO ARIAS RODRÍGUEZ Y MARÍA LOURDES ECHANDI
GURDIÁN

Nos separamos del criterio de mayoría y sustentamos nuestro voto negativo mediante el cual, no aprobamos la metodología propuesta por la Administración, para la determinación de tarifas de referencia para plantas de generación privada eólicas nuevas, en las siguientes consideraciones:

□ Como lo ha establecido de modo reiterado la jurisprudencia de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, la fijación de una metodología tarifaria por parte de esta Autoridad, implica, ni más ni menos, que reducir a cero la discrecionalidad en la fijación de tarifas.

En efecto, la Sala ha establecido de modo reiterado a partir de la Resolución No. 577-2007, que la ARESEP *“cuenta con una potestad discrecional técnica para establecer los modelos de cálculo”* si bien ese no es el caso de la fijación tarifaria, en el tanto, *“una vez fijado el modelo de revisión tarifaria (que debe publicarse en el Diario Oficial), en tesis de inicio, es esta la herramienta de cálculo que debe utilizarse, y por ende, el instrumento que determina si existe o no distorsión financiera que deba enmendarse, lo que otorga certeza jurídica y constituye un parámetro de control de la actividad regulatoria de precios.”*

De este modo, el ejercicio de la potestad de aprobación de las metodologías tarifarias, involucra como su principal efecto jurídico, *“una reducción a cero de las potestades inicialmente discrecionales, siendo que una vez realizado el cálculo “mediante la metodología tarifaria- es el resultado de esa operación la que determina y precisa el contenido de esa decisión “fijación tarifaria-”*

De este modo, considerando tales consecuencias jurídicas del acto de aprobación de una metodología tarifaria, es claro que debe esta Junta Directiva asegurarse de modo riguroso, que su decisión se ajusta a los parámetros de legalidad a que está sujeto todo ejercicio de la discrecionalidad administrativa.

Específicamente, interesa en especial considerar los parámetros de legalidad que derivan de las reglas unívocas de la ciencia y la técnica, así como los conceptos jurídicos indeterminados señalados por el legislador en materia de servicio público, tales como el de servicio al costo, servicio de calidad a un precio justo, etc.

Resulta indispensable, por ello, que los integrantes del colegio, al momento de adoptar una decisión de este calibre, se hayan asegurado que, en beneficio de la certeza jurídica y de los conceptos jurídicos indeterminados antes aludidos, hayan reducido la discrecionalidad administrativa de modo legítimo y claro.

El rigor de la decisión que se adopte, además, exige el contraste objetivo e independiente de la propuesta y sus justificaciones de parte de asesores técnicos y jurídicos de la Junta Directiva, de modo que tales insumos permitan la formación de un criterio informado y la toma de una decisión responsable y no improvisada.

En contraste, también en este caso concreto, no se nos ha ofrecido a los directores una asesoría independiente y objetiva que confronte la propuesta de la administración y sus justificaciones, con las reglas unívocas de la ciencia y la técnica y demás parámetros de legalidad. Esta situación, que hemos censurado en repetidas ocasiones, sin que se haya atendido, sin duda alguna, no asegura que se tome la mejor decisión, a pesar de las aludidas consecuencias que conlleva la aprobación de una metodología.

A mayor abundamiento, debemos indicar que se nos ha hecho llegar al menos dos versiones diferentes de la metodología sugerida por la Administración. En efecto, de una sesión a otra, se ha realizado diversos ajustes a la propuesta, lo cual causa incertidumbre en torno a su contenido definitivo.

Así las cosas, producto de la lectura que hemos podido realizar en el plazo otorgado y considerando la aludida incertidumbre en cuanto al contenido de la metodología, hemos podido detectar algunas disposiciones que nos parece riñen con el objetivo de las metodologías antes referidas, en tanto dejan a la discrecionalidad del aplicador la toma de ciertas decisiones de evidente influencia en la determinación de la tarifa.

Nos referimos, por ejemplo, a lo señalado en el oficio 676-DGJR-2011 del 21 de noviembre del 2011, titulado *ANÁLISIS SOBRE DISCRECIONALIDAD Y CAMBIOS REALIZADOS A LA METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE TARIFAS DE REFERENCIA DE GENERACION ELECTRICA PRIVADA PARA PLANTAS EÓLICAS NUEVAS*, sobre el oficio 185-CDP-2011, en cuyo anexo se hace, el siguiente análisis:

6.6 Costos de Explotación (CE) () ANÁLISIS DE DISCRECIONALIDAD: este apartado determina la forma de calcular los costos de explotación; con respecto a la determinación de la muestra no se define: su tamaño, su delimitación geográfica y se deja abierta la posibilidad de transformar información para hacerla comparable. Por lo tanto existe un grado de discrecionalidad alto para el técnico que aplica la metodología. Página 7.

6.7 Costos fijos por capital (CFC) () ANÁLISIS DE DISCRECIONALIDAD: () En el caso específico para determinar: la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo, el riesgo país y el beta desapalancado, como primera opción para obtener la información de refiere a una página web existente hoy día, pero en caso de que esta página deje de existir, se deja abierta la posibilidad de utilizar cualquier fuente que se pública y confiable, en cuyo caso podría haber un margen de discrecionalidad para los técnicos que apliquen la metodología. Página 9.

6.8 Monto de Inversión Unitaria (M) () ANÁLISIS DE DISCRECIONALIDAD: Este apartado incluye la forma de calcular el costo de la inversión promedio, para luego definir los límites de la banda tarifaria a partir de éste. La discrecionalidad para los técnicos que apliquen la metodología se presenta en la opción 1 de este apartado, en los siguientes aspectos: a) el tamaño de la muestra, la metodología no es clara en cuanto al número de proyectos que incluirán en la muestra, cuando sean más de 20, ni tampoco cuáles son los criterios para eliminar o sustituir proyectos de la misma, b) se deja abierta la posibilidad de que el técnico indexe información para ajustarla al año base del cálculo o no lo haga y c) no se especifica la forma de realizar el ajuste de la

información de los datos para incluir en la muestra proyectos mayores a 20MW. En este apartado se introduce la posibilidad de realizar o no varias cosas, por ejemplo: □se podrán incorporar el a muestra con los ajustes correspondientes. □ □Se podrán modificar los valores correspondientes a la segunda opción. □ Estos ejemplos son imprecisiones que podrían conllevar a discrecionalidad. □ Páginas 11 y 12.

□6.9 Definición de la franja tarifarias (□) ANALISIS DE DICREACIONALIDAD: La discrecionalidad en la definición de la franja tarifaria está directamente relacionada con la discrecionalidad con la que se determine el monto de la inversión unitaria, en razón de que éste es el que determina la amplitud de la banda tarifaria. □Página12.

Existen, además, dos agravantes que refuerzan nuestra tesis de improbar la presente propuesta de metodología.

El primero se refiere al hecho de que la metodología sugiere un método de definición de la tarifa mediante bandas.

Sin que esto signifique que compartimos lo ahí señalado, lo cierto es que la Procuraduría General de la República en su opinión jurídica OJ-66-2009 del 23 de julio del 2009, cuestionó la legalidad de las bandas para definir la tarifa.

Al respecto, no encontramos evidencia alguna que permita determinar el por qué la propuesta, a pesar de los señalamientos que contiene la citada opinión jurídica, opta por la alternativa de las bandas.

Esta circunstancia causa, a nuestro juicio, una incertidumbre insalvable en torno a la regularidad jurídica de la propuesta, ante lo cual, no queda más que votar negativamente la metodología sugerida por la administración.

Finalmente, tanto en el texto inicial como en el que ahora se pone en conocimiento de esta Junta Directiva, se intenta sustentar la propuesta en un documento denominado *□Política y Metodologías Tarifarias del Sector Energía□*, preparado por funcionarios de esta Autoridad (ver Proyecto de Resolución página 8, considerando XI de la versión enviada por correo electrónico el viernes 18 de noviembre del 2011 y en página 9 de la versión impresa entregada en horas de la noche del lunes 21 de noviembre del 2011).

Al respecto, sorprende la alusión que se hace a ese documento, en el tanto, expresamente se señala que se trata de un documento meramente informativo. Incluso este indica que se trata de una *□compilación□* Pero lo más preocupante, es que se advierte que *□Mucho de su contenido puede considerarse superado, pues permanentemente la Autoridad Reguladora revisa las metodologías tarifarias. □*

Agréguese a esto que se trata de un documento que no fue oportunamente aprobado por esta Junta Directiva y que data de junio del 2002.

De este modo, no encontramos en los antecedentes que preceden la confección de este modelo, sustento suficiente como para asegurarnos, razonablemente, que la actuación de la institución es conforme con las disposiciones jurídicas y técnicas vigentes, por lo que voto negativamente la propuesta de metodología, ordenando enderezar los procedimientos, de modo que se corrija de la propuesta, expresiones como las explicadas que dejan al libre albedrío del aplicador del modelo, la definición de aspectos claves. Por otra parte, deberá excluirse por completo como fuente de referencia, del estudio sobre *Política y Metodologías Tarifarias del Sector Energía*. Adicionalmente, deberá dejarse en suspenso la aprobación de la propuesta, hasta tanto no se acompañe de un criterio técnico y jurídico de carácter independiente, que acredite su conformidad. □

EMILIO ARIAS RODRÍGUEZ

MARÍA LOURDES ECHANDI GURDIÁN

NOTIFÍQUESE Y PUBLÍQUESE.

ARTÍCULO 4 *Informe de Consultoría Arquitectónica para determinar los requerimientos de infraestructura física de órganos de desconcentración máxima para albergar los negocios de misión crítica del Banco Central de Costa Rica para determinar las recomendaciones para solucionarlo.*

El señor Enrique Muñoz Aguilar, Director General de Estrategia y Evaluación, participó en la discusión y análisis del presente informe.

Se conoció el oficio 265-DGEE-2011 del 18 de noviembre del 2011, mediante el cual la Dirección General de Estrategia y Evaluación se refiere a un informe de Consultoría Arquitectónica para determinar los requerimientos de infraestructura física de órganos de desconcentración máxima para albergar los negocios de misión crítica del Banco Central de Costa Rica, para determinar las recomendaciones para solucionarlo.

Del citado oficio 265-DGEE-2011, don **Enrique Muñoz** explicó lo que se copia a continuación:

□El Banco Central de Costa Rica, por medio del Arquitecto Rafael Marín Cruz, funcionario de la División Administrativa, siguiendo lineamientos de la Junta Directiva de esa Institución, nos ha contactado con el objetivo de valorar la posibilidad de que la ARESEP y la SUTEL sean incluidas en un estudio que se denominó □Consultoría Arquitectónica para determinar los requerimientos de infraestructura física de: los órganos de desconcentración máxima (ODM); para albergar los negocios de misión crítica del Banco Central de Costa Rica; y para determinar las recomendaciones de las diferentes opciones para solucionarlo□ cuyo borrador de cartel de licitación se adjunta al presente oficio.

El objetivo general de esta iniciativa del Banco Central consiste en determinar la viabilidad técnica y económica que permita establecer una solución integral a los requerimientos de espacio físico demandado por el BCCR. Asimismo, se procura determinar la viabilidad técnica y económica para establecer en un solo inmueble todos los órganos de desconcentración máxima, entre otras cosas.

Según lo indicado por el Arq. Marín, la inclusión de la ARESEP y la SUTEL en este trabajo no tiene ningún costo que deba ser cubierto por la Autoridad Reguladora.

Es importante mencionar la gran utilidad que tendría para la Junta Directiva de ARESEP los resultados de un estudio como el que se propone, en el tanto servirían de complemento a los estudios que actualmente realiza la Institución en relación con este tema y consecuentemente como sustento para una toma de decisiones mejor informada.

En ese sentido, sometemos a conocimiento de la Junta Directiva la propuesta del Banco Central, con el fin de que se autorice a la administración a participar en este estudio y se designen las personas que fungirán como contraparte. □

Don **Edgar Gutiérrez López** comentó si el compromiso es darle la información para efectos de ellos, al lo cual don **Enrique Muñoz** afirmó que, en efecto, lo que van a hacer en este estudio es dimensionar cuáles son las necesidades de espacio físico y cuáles son las características arquitectónicas de este espacio y hacer una valoración de si tendría sentido hacer una cosa grande donde todos los Reguladores eventualmente estén juntos

El director **Emilio Arias Rodríguez** consultó si es que la idea es estar con los del Banco Central. El señor **Muñoz Aguilar** apuntó que, en algún momento, puede haber un solo complejo de oficinas y ver si existen economías o sería algo interesante para la administración pública o no, es una cosa de diagnóstico nada más, no tiene ningún compromiso para la institución.

Don **Dennis Meléndez** señaló que esto lo ubica en el contexto que se ha venido hablando a nivel de Gobierno, de empezar a estudiar la posibilidad de hacer varios focos de desarrollo de infraestructura gubernamental. Ir introduciendo diferentes sectores en distintas áreas en donde haya una cierta concentración. Por ejemplo, en unos terrenos de la Dos Pinos, se ha comentado la oportunidad de construir varios edificios en donde estarían ubicando varios de los Ministerios. De igual manera, el Banco Central parece que tiene necesidad de

tratar de ver cómo hacen para tener todas las superintendencias en un solo lugar e incorporar otras entidades en el mismo proyecto, eventualmente, supone, abaratando costos.

Don *Emilio Arias Rodríguez* indicó que con respecto al tema de buscar opciones no tiene ningún problema de que se exploren. Tiene claro la limitación del artículo 84, incluso hay una consulta a la Procuraduría General de la República, también además el tema de la afectación pública del edificio y que eso significaría, en dado caso, ir a la Asamblea Legislativa y el trámite que requiere llevar a cabo ese tipo de proyectos.

Sin embargo, estaría anuente a darle información y que el Banco Central de Costa Rica proceda con sus estudios, teniendo claro varias cosas. Primero, que todo esté dentro de los parámetros de la legalidad y le gustaría que lo vea la Dirección General de Asesoría Jurídica y Regulatoria y les haga ver que no hay ningún problema.

En segundo lugar, hay una propuesta que se está llevando a cabo a nivel institucional que, ya de por sí está fuera de tiempos y cronologías, y ya está violentado acuerdos que tomó esta misma Junta, pero que se está en camino. No se van a descartar las opciones instituciones. Si para efectos de llevar a cabo un modelo de este tipo, incluso dentro de una misma organización, es complicado ponerse de acuerdo, aún más incluyendo diferentes instituciones autónomas.

Hay temas de tiempos, temas de bienes inmuebles, habrá que ver si en el caso del Banco Central los bienes inmuebles son arrendados o son propios, eso es un tema que nos diferencia efectivamente al caso de ARESEP que tenemos edificio propio. Considera que no está demás tener toda la información y que este estudio sirva para insumos.

Quisiera dejar ese elemento claro, le interesaría que lo vea jurídico y dejar claro que se está en despachos independientes y que para poder firmar una anexión de este tipo, requiere un proceso que va más allá solo de la decisión de esta Junta Directiva. Se tiene que contemplar aspectos de ley, constitucionales sobre la afectación de los bienes de la ARESEP, y ya de eso se discutido en otras oportunidades.

Doña *Sylvia Saborío Alvarado* comentó que en los términos en que se está presentando el proyecto no hay ningún costo ni compromiso para ARESEP. Sería oportuno participar y estar anuentes a que se tomen en cuenta nuestras necesidades como un posible socio en este complejo. Eso no obliga a nada y resulta interesante desde el punto de vista de lo que puede ser la rehabilitación de los espacios urbanos en este país. Poner un poco de orden. Más allá de las necesidades explícitas de ARESEP, sería bueno participar en un proyecto que vaya redefiniendo el urbanismo de estas ciudades.

Le parece que esto en ningún momento debe descarrilar, ni atrasar, ni hacer nada con el proceso de la ARESEP. Más bien es un tema paralelo que permite aprender, de manera que no ve ningún riesgo a la baja; por lo demás esa identificación de las necesidades de ARESEP, es algo que de por sí, ya se tiene que hacer para el otro proceso de manera que ni siquiera hay un costo marginal adicional, de tener que especificar esas necesidades porque son una especie de subproducto del otro. Entonces no le ve nada negativo a esta participación.

Don *Enrique Muñoz* indicó que debía comentar que con lo que decía don Emilio el otro proceso está caminando, se hizo la reunión precartelaria, vinieron algunos posibles oferentes y justamente, se está estamos retroalimentando el trabajo que teníamos para traer nuevamente a Junta Directiva qué es lo que sigue, a partir de los insumos que fueron bastante interesantes también, como lo menciona doña Sylvia esto, por lo menos, que ha estado participando en el otro trabajo, le parece que esto ni atrasa ni afecta en ninguna manera, ni se cruza tampoco con el otro trabajo que se está haciendo a nivel institucional.

Doña *María Lourdes Echandi Gurdian* manifestó que hay que ver todas las alternativas de las que puede servirse la ARESEP, no hay que cerrarse los horizontes nunca, siempre y cuando ello no implique ningún compromiso, ni gasto, ni ninguna atadura para esta Institución y que siempre se sepa que se tendrá que respetar la legalidad.

Se tiene una definición de la interpretación del artículo 84 de la Ley de la ARESEP que está pendiente de resolver por parte de la Procuraduría. Eventualmente lo relativo al indicado artículo también podría ser resuelto si fuera el caso por la Asamblea Legislativa. No hay que cerrarse las puertas, esto es una alternativa que hay que considerar y ver qué resultados arroja, siempre que no nos amarre de ninguna forma.

Analizado el tema, con base en lo expuesto por la Dirección General de Estrategia y Evaluación contenido en su oficio 265-DGEE-2011 del 18 de noviembre del 2011, la Junta Directiva resolvió, por unanimidad,

ACUERDO 05-71-2011

- 1- Autorizar para que la ARESEP sea incluida en el estudio que realizará el Banco Central de Costa Rica, con el fin de valorar la viabilidad técnica y económica para establecer en un solo inmueble todos los órganos reguladores, lo anterior en el entendido de que este trabajo no conlleva costo alguno para la ARESEP ni compromete la toma de decisiones de la institución.
- 2- Solicitar al Regulador General que designe un representante por parte de ARESEP para que sirva de enlace y contraparte con el Banco Central en la realización de dicho trabajo.

- 3- Instar a la Superintendencia de Telecomunicaciones para que participe en el citado estudio que realizará el Banco Central de Costa Rica, para lo cual se le estará comunicando este acuerdo al Consejo de la SUTEL, para los fines pertinentes.

ARTÍCULO 5. *Propuesta de Reglamento de Sesiones*

La Junta Directiva entró a conocer una propuesta de Reglamento de sesiones de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

Don **Dennis Meléndez Howell** indicó que, por lo menos a la hora de definir todos estos contenidos, de este reglamento, se tuvo el cuidado de solicitar a la Dirección de Asesoría Jurídica, que dijera si esto era legalmente viable. De modo que, lo que está planteado acá tiene ese visto bueno, desde el punto de vista jurídico. Una forma sería, ver artículo por artículo, es lo que le parece que podríamos hacer y ver si hay objeciones, igual que lo hicimos la última vez que vimos esta propuesta de reglamento.

Sobre el artículo 1 y 2 propuesto, sobre objetivo y Clases de sesiones y su carácter privado, don **Luis Fernando Sequeira Solís** señaló que el Regulador General ya tiene esa potestad dada por ley y quien lo sustituye, ya asume automáticamente el cargo, entonces para que ponerlo. El cargo de Regulador trae de por sí la función de Presidente, usted en Junta no es Regulador, usted es Presidente de la Junta.

Doña **María Lourdes Echandi Gurdian** manifestó que tenía un planteamiento en el inciso 2) del artículo 2, en el sentido de que el artículo 54 de la Ley General de la Administración Pública, dispone I.-Las sesiones del órgano serán siempre privadas, pero el órgano podrá disponer, acordándolo así por unanimidad de sus miembros presentes, que tenga acceso a ella el público en general o bien ciertas personas, concediéndoles o no el derecho de participar en las deliberaciones con voz, pero sin voz.

Luego establece, 2.-Tendrán derecho de asistir con voz pero sin voto los representantes ejecutivos del ente, a que pertenezca el órgano colegiado, salvo que éste disponga lo contrario

Indica que esos incisos 1) y 2), podrían estar enfrentados con ese inciso 2) y con el inciso 4) del artículo 2 de este proyecto.

Don **Emilio Arias Rodríguez** señaló que, en ese artículo, igual quería llamar la atención en que es importante tener claro, la función de un órgano colegiado que es tomar decisiones colegiadas en ese sentido. El Regulador o el Presidente de cualquier Junta

Directiva, tiene ciertas potestades de dirección dentro de la Junta, es decir, pero las mismas están limitadas a actuar bajo concepto de los órganos colegiados, incluso, es específica la Ley General de la Administración Pública, de lo contrario, no tendría sentido ser un órgano colegiado.

La directora **Sylvia Saborío Alvarado** indicó que, entonces sería cuestionado en los incisos 2) y 4) en el artículo 2, para irlos indicando para que se vuelvan a revisar.

Don **Emilio Arias Rodríguez** indicó que, para aclarar, no quiere decir que el Regulador General no pueda indicar o considere que es conveniente que vaya tal persona a la sesión, el artículo es inclusivo, la idea es que se entienda de manera inclusiva, el Regulador, hasta el momento lo ha hecho de esa forma, lo que se busca es corregir conforme a la Ley General, para que sea inclusivo, precisamente y no sea una potestad exclusiva del Regulador, sino también del órgano.

Sobre el numeral 5 del artículo 2 propuesto, don **Edgar Gutiérrez López** manifestó que es totalmente válido, es un tema legal en estos casos, la Junta estaría actuando como un tribunal, ya sea que podría otorgar audiencias por alguna razón propia del procedimiento.

Doña **Carol Solano Durán** señaló que en este caso, se consideró que existe un acuerdo de la Junta del 2001 en ese sentido. El acuerdo 001-229, de la sesión del 10 de enero del 2001. La motivación de ese momento era mantener el principio de imparcialidad, no verse influenciado, que venga una persona que tenga un trámite pendiente ante Junta y ver uno posible adelante. Entonces, el acuerdo ya estaba, lo que se le agregó fue lo de previo a convocatoria.

El señor **Edgar Gutiérrez López** señaló que lo que pasa cuando es que se está actuando en segunda instancia, se tiene que resolver, a lo cual la señora **Solano Durán** señaló que sería eventualmente en un caso muy particular, que lo requiere y que la Junta lo acuerde como para no dejarlo así abierto, pues se tendría que derogar este otro acuerdo.

Don **Dennis Meléndez Howell** señaló que, aquí en todo caso lo que se está excluyendo, es la posibilidad de dar audiencias cuando lo solicitan, en realidad no se, está excluyendo la posibilidad de que reciban.

El señor **Emilio Arias Rodríguez** indicó que, es mejor excluir simplemente y no entrar a valorar ese tema, le parece que tiene razón en ese tema, porque incluso, no solo en este punto, sino en otros, hay una diferenciación importante. Esta no es una Junta típica, pues en un determinado momento es un tribunal, lo cual genera limitaciones, es decir, no son las mismas de cualquier Junta Directiva.

Don **Luis Fernando Sequeira Solís** manifestó que el inciso 2, del artículo 3, es bastante claro en la ubicación legal, cita el artículo de la ley. Considera que debería de citarse en el inciso 1 algo así como el Regulador General, de acuerdo a las facultades legales establecidas en el artículo 53, presidirá las sesiones de Junta Directiva. El Regulador General adjunto, asumirá la Presidencia en ausencia del propietario, de acuerdo con lo que dispone el artículo 57, etc. En el inciso 3, confunde un poco, pues sería el Regulador que está presidiendo, como corresponde o al Regulador Adjunto, si está sustituyendo, pero ya por ley hay quien sustituya al Presidente.

La señora **María Lourdes Echandi Gurdíán** señaló que el artículo 51 de la Ley General de la Administración Pública dice *«en caso de ausencia o enfermedad y en general, cuando concurre alguna causa justa, el Presidente y el Secretario de los Órganos Colegiados, serán sustituidos por el Vicepresidente o un Presidente ad hoc, un Secretario suplente respectivamente»*. En el caso de la ARESEP, que es una ley especial, lo que prevé es el Regulador y el Regulador General adjunto, incluso la figura del Vicepresidente no existe, me parece que aplicando la Ley General, el supuesto es de un Presidente ad hoc, el que tendría que haber.

El señor **Emilio Arias Rodríguez** indicó, sí, lo que pasa es que por ejemplo, por poner un caso, en una Municipalidad, el Código Municipal, establece la figura del Presidente y Vicepresidente, que se eligen, incluso, establece procedimientos y usted ahí si lo puede ver desde esa óptica, pero el Vicepresidente existe por ley, es decir fue creado por ley. En el caso nuestro, la figura que existe por ley para sustituir al Presidente, es el Regulador General adjunto, es decir, estaríamos creando una tercera figura que no está en la ley. Teniendo los remedios jurídicos que establece la ley General de Administración Pública, porque tenemos ya la solución, precisamente tenemos el Regulador, si él no está, está el adjunto y si no está aplicamos la ley General de Administración Pública, que es muy clara.

Los miembros de la Junta continuaron analizando el Artículo 4 Frecuencia y lugar de las sesiones, convocatoria y quórum necesario para sesionar, incisos del 1 al 7, así como el artículo 5 sobre la preparación de la agenda de las sesiones y remisión de documentos, incisos del 1 al 7.

La directora **María Lourdes Echandi Gurdíán** señaló que, en el punto a), valdría la pena aclarar porque según sea la complejidad del Orden del Día, al menos 48 horas, indica *«al menos»* es decir se está hablando de un mínimo. Porque eso hay que interpretarlo y siempre ejecutarlo de manera razonable y proporcional, porque no van a venir dos o tres metodologías, en una sesión ordinaria con 48 horas antes, simplemente no es proporcional, ni razonable, se entiende que es al menos, es decir, que vaya llegando la información antes.

El señor **Dennis Meléndez Howell** indicó que, le parece que se debería considerar también la posibilidad, de que haya determinados temas, que sean relativamente complejos y que están recién terminándose, pero que se quieren traer a Junta Directiva, básicamente para tener una primera aproximación al tema. Este procedimiento se empleó en alguno de los casos de algunas metodologías y resultó muy útil, precisamente, para dar una primera idea que es lo que está contenido y tener un criterio.

Doña **María Lourdes Echandi Gurdíán** indica que, el tema es la aprobación, pensar que en 48 horas, se tenga que resolver eso, simplemente viéndolo por primera vez, cualquiera de los miembros, incluso dedicados a tiempo completo, habría una agenda que simplemente no se puede abarcar.

Seguidamente se entró a analizar el Artículo 6 sobre la conducción de las sesiones de Junta, dentro del cual los señores miembros hicieron ver la conveniencia de fusionar la redacción de los numerales 3 y 4 propuestos, dado que de alguna forma están ligados. De manera que el numeral 3 de dicho artículo quede de la siguiente manera:

3. El (la) Presidente (a) podrá establecer el límite de tiempos para la discusión de cada tema, incluyendo el tiempo suficiente y razonable para la presentación del tema, intervención de los directores y aclaraciones que se soliciten a los asesores. La distribución del tiempo correspondiente a la intervención de los directores, se hará de manera equitativa entre todos los miembros. Al finalizar el tiempo asignado, el Presidente lo pondrá a votación, a menos que, por mayoría simple de los miembros presentes, se decida una prórroga o posposición para continuar su análisis y discusión en la próxima sesión.

Con respecto al artículo 7 sobre los Votos necesarios para tomar acuerdos y su firmeza, los directores y directoras coincidieron en que el numeral 1 debe contemplar hasta el literal e), luego de lo cual continuaría el numeral 2) para poder calzar los literales del f) al j).

En relación con el artículo 8 Actas de las sesiones, su aprobación, su firma y la legalización de libros de actas, numerales del 1 al 7, doña **María Lourdes Echandi Gurdíán** indicó que respecto al numeral 2 y 4, el directivo Arias y su persona estaban presentando una moción para tratar de darle eficiencia a las actas, en el sentido de que las actas sean más bien transcritas literalmente. Seguidamente se suscitó un cambio de impresiones sobre la conveniencia o no de la literalidad de las actas, los votos salvados y aprobación de actas y se dejaron para revisión los numerales 2, 4 y 5 del artículo 8.

Por otra parte, hubo consenso en que el numeral 6) del artículo 8, indique: *Las actas aprobadas serán firmadas por todos los miembros de la Junta Directiva, por quien funja como Secretario(a) de la Junta.* □

El señor **Luis Fernando Sequeira Solís** indicó que, lo que la ley dice, es que se aprobarán en la sesión ordinaria siguiente, puede haber casos excepcionales, pero no dejarlo tan evidente. También es importante considerar esto de la eficacia y la firmeza. De la consulta que tiene formulada a la Dirección Jurídica se está consultando ¿qué pasa con las actas que no están firmadas? O sea, la validez de los acuerdos tomados, porque si este carácter de eficacia y firmeza lo da nada más el hecho de que se aprobó el acta, ¿entonces para qué serviría la firma?

Tiene mucha preocupación por eso, porque estamos hablando de actas con acuerdos que se han tomado, se han ejecutado y son actas que no están firmadas, entonces, yo no sé qué podría pasar con esos acuerdos que se han tomado.

En segundo lugar, ¿qué pasa con los acuerdos en firme? Cuando se toma un acuerdo en firme, debería ir firmado por el Presidente, o por todos los miembros o por el Presidente y el Secretario. Yo como Auditor, quiero dejar esa inquietud, porque es una preocupación, ya he hecho advertencias y si quiero dejarlo en esta acta de nuevo, porque a mi si me preocupa esa firmeza de las actas sin firmar. No soy abogado y no estoy tocando materia legal en si, pero si tengo una consulta formulada de la cual no he recibido respuesta.

La señora **Carol Solano Durán** explicó que, como dice don Luis Fernando, él nos formuló una consulta, que entró el 31 de octubre, estamos en análisis y esperaría que la próxima semana salga. Sin embargo, de la investigación que habíamos hecho de jurisprudencia administrativa de la Procuraduría General de la República, se ha interpretado que hay dos requisitos, bueno como todo acto administrativo, requisitos de validez y de eficacia.

En el caso de las actas de Junta Directiva, la Procuraduría dice que, las firmas son un requisito de validez y que el acuerdo esté en firme o el acta ratificada, porque esa es la excepción que lo tomen en firme, es un requisito de eficacia, entonces aquí, se nos plantea el problema, porque, por un lado la Procuraduría en unos dictámenes dice, con solo que el acta esté ratificada o el acuerdo en firme, ya ahí se ejecuta y se despliegan los efectos jurídicos. Pero hay otros dictámenes que hacen mucho hincapié, en que la firma es un requisito de validez.

Si adoptamos esa posición, que sería en la lógica del derecho administrativo, un acto para poder ser ejecutivo, tiene que ser válido y eficaz, en principio debería estar el acta firmada y ratificada, pero aquí, nos encontramos con el problema de los acuerdos en firme, que si los toman en firme, precisamente es una excepción que la ley permite, para que se pueda ejecutar inmediatamente.

Si lo que la ley exige que se firme es el acta, no el acuerdo, entonces aquí, se da un problema, tenemos esas dos posiciones de la Procuraduría, si no hay un criterio que contemple los dos aspectos, de qué es primero, si la validez o la eficacia, como les digo, si nos vamos a la técnica del derecho administrativo y de todo acto, deberían ser los dos requisitos.

Don **Emilio Arias Rodríguez** señaló que, para efectos de formación del Auditor, con respecto a ese tema, hay una moción que presentamos esta semana, precisamente, propone un planteamiento con tiempos, para efectos de que, antes de cerrar este mes de diciembre e irnos al famoso receso de la administración pública, queden firmadas la totalidad de actas, con tiempos y plazos, tanto para la Secretaría como para nosotros mismos.

En cuanto a la revisión de las actas pendientes, eso precisamente, en consecuencia de lo que ya hemos llamado la atención en varias oportunidades, tanto esta, como la otra moción que presentamos, son en dirección a solucionar esos problemas, se someterá a consideración, pero para que usted tenga el insumo de que igualmente los remedios están presentados en dos mociones.

Don **Edgar Gutiérrez López**, señaló que, esto no resuelve el problema, pero yo me imagino que, por decir el ciento por ciento de los Órganos Colegiados, actúan así y no lo hacen simultáneo, porque usted sabe lo que es preparar el acta para firmar, se rigen por lo que la ley dice y consideran que es eficaz. Se rigen por lo que la ley dice, lo que interesa es el acuerdo en sí, que se pueda demostrar en un momento, que se tomó el acuerdo, no es tanto la firma, pero él supone que no hay una sola Junta Directiva, que pueda cumplir con eso, principalmente cuando hay que ejecutar rápidamente un acto.

Seguidamente continuaron con el análisis del artículo 9 sobre la notificación, comunicación y publicación de acuerdos, artículo 10 hacer del recurso de revisión contra acuerdos de la Junta.

Artículo 9.- Notificación, comunicación y publicación

1.-Una vez que los acuerdos queden en firme, serán comunicados a los interesados, por el (la) Secretario (a) de la Junta, salvo que ésta disponga que otra persona realice la comunicación. Los votos salvados no serán incorporados en esa comunicación, salvo en el supuesto de excepción señalado en el artículo 57 inciso 2 de la Ley General de la Administración Pública.

La directora **María Lourdes Echandi Gurdian** señaló que tiene objeción porque la última frase del inciso 1 del artículo 9 se está interpretando como una excepción restrictiva. Ciertamente es una excepción, pero de los actos que no producen estado. En el artículo 57, inciso 2 de la Ley General de la Administración Pública, se dice *Cuando se trate*

de órganos colegiados que hayan de formular dictámenes o propuestas, los votos salvados se comunicarán junto con aquellos. □

Estos son supuestos que no producen estado y la Ley, por ser una excepción a la regla, de modo expreso establece que tienen que notificarse los votos salvados. Precisamente el principio del voto salvado es liberar de responsabilidad al que votó contra el acuerdo de mayoría. Es decir, todo acuerdo de Junta Directiva que pueda generar una afectación a terceros o que pueda implicar responsabilidad, por ejemplo por la fiscalización de la Institución, tiene que ser notificado. Adicionalmente, se notifican estos supuestos que no producen estado, por ser dictámenes o propuestas (en la doctrina) de resolución, porque la Ley lo está estableciendo expresamente. Le parece que en ese caso se estaría haciendo una lectura cuestionable del artículo que estaría violentando el Principio Democrático.

Por su parte, don **Emilio Arias Rodríguez** se refirió a ejemplos de la importancia de los votos salvados. Expuso ejemplos en el caso de directivos del ICE y de la Caja Costarricense de Seguridad Social, e implicaciones a nivel de tribunales de justicia.

Don **Edgar Gutiérrez López** está de acuerdo pero para salvar responsabilidad, que es la base del voto salvado, la Ley lo señala como voto contrario, que se razone aparte, es otra posibilidad que se tiene, pero la Ley está diciendo que se puede votar en contra y eso queda reflejado en el acuerdo, eso sí, lo que la Ley dice que no es parte del acuerdo, sería la redacción del voto salvado, salvo en los casos que ahí dice.

La directora **María Lourdes Echandi Gurdíán** señaló que, entonces si no se notifica el voto salvado no se refleja la deliberación del Órgano. Por ejemplo, algún acuerdo que se tome acá y que repercute en el administrado y le llega la notificación sin el voto salvado. Ella podría ser objeto de una demanda y su responsabilidad se podría ver comprometida porque no se notificó el voto salvado. Igual sucedería en el caso de la Contraloría con los acuerdos que tome la Junta Directiva, en relación con la fiscalización y que no se le entere de la existencia de un voto salvado.

Don **Edgar Gutiérrez López** indicó que, el acta dice que hay un voto salvado.

Doña **María Lourdes Echandi Gurdíán** señaló que la idea es más bien liberarse, no tener la carga de ir a tribunales y tener que decir □mire señor yo voté en contra□ Cree incluso, que se está afectando el derecho de la minoría disidente.

El señor **Edgar Gutiérrez López** manifestó que lo que está señalando la Ley es, dónde si es obligatorio que esté dentro del acuerdo y dónde no.

Doña **María Lourdes Echandi Gurdían** indicó que esa lectura que hace el director Gutiérrez, ella no la comparte. El artículo 57.2 de la Ley General de la Administración Pública incluye casos en que no se produce estado y se le está indicando más bien por Ley que sí debe notificarse. Se está diciendo expresamente que tiene que ser notificado incluso en esos supuestos, en el resto se sobrentiende porque puede generar responsabilidad. Esa es la lectura que ella hace, porque los dictámenes y las propuestas de resolución no producen estado. Más bien este es un supuesto que cualquiera diría, para qué notificar el voto salvado, si el sentido del voto salvado es liberar a la persona que lo hace de responsabilidad. Por eso es que la lectura que debe hacerse aquí es más bien a la inversa.

Finalmente consulta ¿En qué perjudica al resto de la Junta que sea notificado el voto salvado?

En cuanto al artículo 10 sobre el recurso de revisión contra acuerdos, doña **Sylvia Saborío Alvarado** señaló que no es por el fondo, pero como están revisando el numeral 4) del artículo 8, puede ser que esto tenga que quedarse en estado de suspensión para ser revisado.

Finalmente, los miembros de la Junta procedieron a conocer los artículos 11, 12, 13 y 14, relacionados con Comisiones de trabajo, Dietas por participar en sesiones, Derogaciones y Entrada en vigor. En el segundo párrafo del artículo 12, se hizo ver la conveniencia de omitir la palabra únicamente.

Luego de algunos comentarios adicionales sobre el particular, la Junta Directiva dispuso, por unanimidad:

ACUERDO 06-71-2011

Instruir a la Administración para que, en una próxima sesión, eleve una nueva versión de la propuesta de Reglamento de sesiones de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos tomando en consideración los comentarios y sugerencias formulados en esta oportunidad por los miembros de la Junta Directiva.

ARTÍCULO 6. Asuntos pospuestos.

A raíz de un planteamiento que se hizo sobre el particular, la Junta Directiva resolvió, por unanimidad:

ACUERDO 07-071-2011

Posponer, para una próxima oportunidad, el análisis y resolución de los asuntos indicados en la agenda como puntos 3.4.1, 3.4.2, 3.4.3, 3.5, 4, 5.1, 5.2 y 5.3., los cuales, en ese orden, se indican a continuación:

- a) Recurso de apelación en subsidio presentado por la empresa Alfaro Limitada, contra la resolución RRG-016-2010. Oficio 622-DGJR-2011 del 28 de octubre de 2011. OT-257-2008.
- b) Recursos de apelación e incidente de nulidad absoluta interpuestos por la empresa Tralapa Limitada contra la resolución 520-RCR-2011 y 521-RCR-2011 del 14 de junio de 2011, dictadas por el Comité de Regulación. Oficios 616-DGJR-2011 y 617-DGJR-2011 del 28 de octubre de 2011. OT-020-2011 y OT-50-2011.
- c) Recurso de apelación interpuesto por la Empresa Discar S.A. en contra de la resolución 565-RCR-2011 de 22 de julio de 2011. ET-076-2011. Oficio 632-DGJR-2011.
- d) Ajuste a manuales de cargos y clases. Oficios 605-GG-2011 del 7 de noviembre de 2011 y 657-DERH-2011 del 28 de octubre de 2011.
- e) Moción de los directores María Lourdes Echandi Gurdíán y Emilio Arias Rodríguez: Declaratoria de un régimen de urgencia y procedimiento para cumplir con la firma de las actas pendientes de las sesiones de la Junta Directiva de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos antes del fin del año 2011.
- f) Consulta por parte de la Asamblea Legislativa, sobre el Proyecto de Ley del mercado de gas licuado de petróleo, expediente 18.198. Oficio 774-RG-2011 del 15 de noviembre de 2011.
- g) Cierre de las disposiciones del informe de la Contraloría General de la República DFOE-ED-IF-4-2010, relativo a un estudio efectuado en la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.
- h) Recurso de apelación presentado por Juan Diego Henry contra resolución RCS-061-2011.

A LAS 18:17 HORAS FINALIZÓ LA SESIÓN.

DENNIS MELÉNDEZ HOWELL
Presidente de la Junta

SYLVIA SABORÍO ALVARADO
Miembro Junta Directiva

EDGAR GUTIÉRREZ LÓPEZ
Miembro Junta Directiva

MARÍA LOURDES ECHANDI GURDIÁN
Miembro Junta Directiva

EMILIO ARIAS RODRÍGUEZ
Miembro Junta Directiva

ALFREDO CORDERO CHINCHILLA
Secretario Junta Directiva