

DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, recaído en el proyecto de ley, en segundo trámite constitucional, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales.

BOLETÍN N° 4.977-08

HONORABLE SENADO:

Vuestra Comisión de Minería y Energía, tiene el honor de informaros en general, acerca del proyecto de ley de la referencia, en segundo trámite constitucional, iniciado en Mensaje de S.E. la Presidenta de la República, de fecha 4 de abril de 2007.

Se dio cuenta de esta iniciativa ante la Sala del Honorable Senado en sesión celebrada el 9 de octubre de 2007, disponiéndose su estudio por la Comisión de Minería y Energía.

- - -

A algunas de las sesiones en que la Comisión trató el proyecto asistieron, además de sus miembros, los Honorables Senadores señores Escalona y Sabag.

Asimismo, a las sesiones en que se discutió el proyecto de ley en informe, asistieron, especialmente invitados, las siguientes personas:

De la Comisión Nacional de Energía: el Ministro Presidente, señor Marcelo Tokman; el Secretario Ejecutivo, señor Rodrigo Iglesias; el Encargado de Energías Renovables, señor Cristián Santana; el Asesor Jurídico, señor Eduardo Escalona, y el Jefe de Gabinete del Ministro, señor Andrés Romero.

De la Asociación Chilena de Energías Renovables Alternativas A.G., ACERA: el Vicepresidente Ejecutivo, señor Mario Manríquez, y el Director, señor Rodrigo García.

De la Asociación de Empresas Eléctricas A.G.: el Gerente General, señor Rodrigo Castillo, y el Analista, señor Nicolás González.

De Pacific Hydro: el Gerente General, señor José Antonio Valdés; el Gerente de Desarrollo, señor Luis Arqueros, y la Asesora de Asuntos Públicos, señora Fernanda Otero.

De Metrogas: el Gerente de Planificación y Desarrollo, señor Gonzalo Palacios, y el Gerente de Grandes Clientes, señor Ian Nelson.

Del Programa Chile Sustentable: la Directora, señora Sara Larraín.

Del Instituto Libertad y Desarrollo: el Analista, señor Rodrigo Delaveau.

De Acciona Energía Chile S.A.: el Gerente General, señor Alfredo Solar.

De Aselec Ltda.: el Gerente General, señor Pedro Cornejo; el Gerente Corporativo, señor Cristián Novión, y el Gerente Técnico, señor Rodrigo Cornejo.

De B.Bosch S.A.: el Gerente de Desarrollo, señor Fernando Araya.

De AES Gener: el Gerente de Regulación y Negocios, señor Juan Ricardo Inostroza, y el Jefe de Departamento de Regulación, señor Cristián Muñoz.

De SN Power: el Gerente General, señor Mario Marchese; el Analista de Mercado, señor Jaime García, y el Gerente de Concesiones y Derechos de Pasos, señor Esteban Illanes.

- - -

OBJETIVOS DEL PROYECTO

La presente iniciativa legal pretende crear condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, para acelerar el desarrollo del mercado; eliminar las barreras asociadas a la innovación que enfrentan, y generar confianza en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnologías.

- - -

ANTECEDENTES

1.- Antecedentes legales.- Decreto con fuerza de ley N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos.

2.- Antecedentes de hecho.- Señala el Mensaje que el país enfrenta grandes desafíos en materia de política energética. Añade que los acontecimientos de los últimos años han realzado la importancia de la seguridad del suministro de energía como un objetivo estratégico fundamental, en consistencia con los niveles de confiabilidad previstos en la Ley General de Servicios Eléctricos, reformada por las leyes N°s 19.940 y 20.018, cuyos objetivos fueron permitir el desarrollo de nuevas inversiones en los sectores de generación y transmisión de electricidad, a fin de garantizar las condiciones económicas que faciliten el estudio y ejecución de nuevas obras para preservar un suministro confiable.

Agrega que, concientes del desafío de mantener y mejorar normativamente las condiciones referidas, el Gobierno, mediante este proyecto, espera contribuir a crear las condiciones que permitan al sector eléctrico desarrollar nuevas inversiones, dentro de un marco respetuoso con nuestro medio ambiente pero sin desatender el principio de eficiencia que caracteriza a nuestra legislación, de modo de minimizar el impacto en el bienestar de los ciudadanos y en la actividad económica en general.

En ese contexto, añade el Ejecutivo, tanto la diversificación de las fuentes de suministro eléctrico, como el desarrollo de fuentes propias que nos permitan mantener una relativa independencia energética, son estrategias para aumentar la seguridad de nuestro suministro eléctrico, hoy compartidas por el conjunto de la sociedad.

El Mensaje expresa que el estímulo al desarrollo de las energías renovables no convencionales forma parte de estas estrategias, pues permite incorporar a la matriz de generación eléctrica nacional fuentes de energía primaria autóctonas y tecnologías de generación que hoy no están presentes en ella, o bien sólo lo están de manera marginal, las que contribuyen a mitigar el impacto que las variaciones internacionales de los precios de los combustibles tiene en el país.

Adicionalmente, una mayor participación de este tipo de fuentes en la matriz energética nos permitirá avanzar en el desarrollo sustentable de nuestra economía, pues ellas son menos invasivas para el medio ambiente que las fuentes tradicionales de generación eléctrica, producen escasa o nula contaminación atmosférica local, son compatibles o

complementarias con otras actividades económicas, permiten un desarrollo descentralizado y regional del sector energía, y contribuyen a mitigar los efectos que el consumo energético mundial está teniendo en el clima del planeta.

Más aún, el nivel actual de los precios nacionales e internacionales de la energía, así como los altos grados de desarrollo y eficacia que han alcanzado algunas tecnologías, permiten la existencia de proyectos de energías renovables no convencionales que deberían ser competitivos en el país con las fuentes tradicionales de generación. Añade que las oportunidades que esto trae, han sido advertidas por diversos emprendedores nacionales e internacionales que, en un número creciente, están tratando de desarrollar estos proyectos en Chile.

Por su parte, la mayor conciencia mundial sobre la importancia de un suministro energético confiable y ambientalmente sustentable, se traduce en que muchos países, tanto desarrollados como en vías de desarrollo, tienen hoy políticas de fomento a las energías renovables no convencionales, en un dinámico mercado internacional asociado a estas energías.

A la fecha se han dado en el país algunos pasos para incentivar este tipo de fuentes de energía, en los cuales el Honorable Congreso Nacional ha tenido un rol fundamental al promover iniciativas legislativas que favorecen su desarrollo y al aprobar las recientes modificaciones a la ley eléctrica, específicamente en cuanto establecieron un trato no discriminatorio –y en algunos casos preferencial- para dichas fuentes.

Advierte el Ejecutivo que se considera necesario emprender nuevas acciones para acelerar el ingreso de energías renovables no convencionales a nuestra matriz energética, y consolidarlas en el mercado eléctrico como una alternativa real y eficiente de generación. De esa forma, el país prontamente podrá capitalizar la contribución que las referidas energías pueden hacer a los objetivos de la política energética y al desarrollo nacional.

Agrega que esta necesidad se sustenta en la constatación de que algunas características de los proyectos y de parte importante de sus promotores, impiden asumir los riesgos asociados a la comercialización final de la energía de igual forma que los proyectos y emprendedores tradicionales. Debido a ello, estos proyectos tienen menores posibilidades de suscribir contratos de largo plazo con clientes finales no sujetos a regulación de precios o empresas distribuidoras para la venta de su energía y, por consiguiente, no pueden optar a modelos de negocios que les otorguen certidumbre de ingresos durante plazos prolongados, condición

fundamental para desarrollar proyectos que se caracterizan por la recuperación del capital invertido en el largo plazo.

Adicionalmente, el menor tamaño de los proyectos de energías renovables no convencionales y la dedicación relativamente mayor que demanda su evaluación, más el riesgo inicial que implica la introducción de tecnologías innovadoras en mercados competitivos de generación eléctrica, los hacen, por el momento, menos interesantes para las empresas existentes en el mercado eléctrico chileno que los proyectos con energías convencionales. Si bien los actores tradicionales han comenzado a evaluar y, en algunos casos, a ejecutar algunos proyectos con energías no convencionales, probablemente los desarrollarán a un ritmo menor y en una cantidad inferior al que permite el potencial del país.

Indica el Mensaje que, en virtud de lo anterior, se ha decidido someter a estudio este proyecto de ley, destinado a mejorar la viabilidad de estas energías renovables no convencionales, con el fin de resolver las dificultades mencionadas.

Agrega el Gobierno que el contenido del proyecto se enmarca en la normativa que regula el sector de generación eléctrica en Chile, mediante una modificación a la Ley General de Servicios Eléctricos.

Consecuentemente, respeta los principios fundamentales contenidos en dicha ley especial, en cuanto cautela la eficiencia, competencia y libertad de emprendimiento, e impulsa la concreción de aquellos proyectos de energías renovables no convencionales más convenientes para el desarrollo del mercado de generación eléctrica. Explica que, de igual forma, estas innovaciones no alteran la competencia en el mercado final de suministro de energía y mantienen un trato equitativo entre clientes finales.

Señala el Gobierno que, junto a lo anterior, el proyecto de ley está enfocado a lograr con eficacia el objetivo planteado, pues reemplaza la posibilidad que hoy tienen los propietarios de medios de generación con energías no convencionales a suministrar a las empresas concesionarias de distribución hasta el 5% de la demanda de dichas compañías, por una obligación de acreditar que se ha generado cierta cantidad de energía renovable no convencional, equivalente a un 5% de la energía retirada por las empresas eléctricas que comercializan energía en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts, independientemente de si esa energía es comercializada con empresas distribuidoras o con clientes libres.

Las empresas eléctricas obligadas en virtud de esta disposición, deberán acreditar anualmente que una cantidad de energía equivalente al 5% del total de la que comercializan, haya sido inyectada a los

sistemas eléctricos por medios de generación renovables no convencionales, sean estos propios o contratados.

En otro aspecto, los medios de generación que podrán establecerse o contratarse para acreditar el cumplimiento de la obligación, serán los que se interconecten a los sistemas eléctricos con posterioridad al 31 de mayo de 2007 y corresponderán a centrales hidroeléctricas pequeñas, o a proyectos que aprovechen la energía eólica, la solar, la geotérmica, la de los mares o la de la biomasa, es decir, aquellas tecnologías que utilicen fuentes renovables, produzcan un bajo impacto ambiental y que aún no sea han desarrollo significativamente en el país.

El Mensaje señala que el año de inicio de nueva obligación es el 2010, con la finalidad de dar plazo a las empresas para seleccionar de manera eficiente la forma o los medios de generación con los que cumplirán el requerimiento.

Además, prosigue el Ejecutivo la vigencia de la obligación está limitada a 20 años, contados desde el 1° de enero de 2010, pues la intención es dar un impulso inicial a las energías renovables no convencionales, luego del cual podrán continuar desarrollándose de manera natural en el mercado de generación eléctrica.

Por su parte, y a efectos de garantizar la eficacia de la disposición comentada, se establece una multa a beneficio fiscal, que recae sobre aquellas empresas que no dan cumplimiento a la obligación, multa que es proporcional al monto de la energía renovable no convencional que no fue acreditada.

Sin embargo, expresa el Mensaje que, a efectos de facilitar y flexibilizar el cumplimiento de la obligación, incentivando el desarrollo de los proyectos referidos, se permite postergar hasta por un año la acreditación de hasta un 50% de la obligación.

Con el mismo objetivo de incentivar y dar flexibilidad a las modalidades para lograr el cumplimiento, se permite acreditarlo con energía renovable no convencional inyectada a los sistemas eléctricos en el año previo a la obligación, así como traspasar excedentes de cumplimiento entre empresas.

Asimismo, el Mensaje indica que se ha cautelado no afectar los contratos de suministro de energía vigentes a la fecha, por lo cual los suministros asociados a dichos contratos no dan lugar a la obligación establecida en el proyecto de ley.

Por último, el Ejecutivo expresa que las facultades de administración, verificación y fiscalización del cumplimiento de la

obligación recaen en los organismos tradicionales del sector eléctrico, esto es, los Centros de Despacho Económico de Carga y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y en lo que sea necesario para la implementación de la Ley, en la Comisión Nacional de Energía.

3.- Opiniones recibidas por la Comisión.-

Durante el estudio de la iniciativa la Comisión consultó la opinión de diversas empresas. Al respecto, las siguientes compañías presentaron sus observaciones por escrito:

a) ENDESA.

"1. ANTECEDENTES

Con fecha 31 de octubre de 2007, Endesa Chile recibió una invitación del Presidente de la Comisión de Energía y Minería del Senado, Honorable Senador Sr. Ricardo Núñez, para que la empresa plantee su opinión sobre el proyecto de ley de modificación de la ley eléctrica, que busca fomentar el desarrollo de las energías renovables no convencionales para la generación de electricidad.

En atención a esta amable solicitud, en los siguientes párrafos Endesa Chile expone los comentarios y observaciones sobre el citado proyecto de ley. Estas opiniones, se basan en la experiencia de la compañía en el desarrollo de las energías renovables no convencionales, tanto en Europa a través de su matriz en España, como en Chile, con la creación de Endesa Eco y sus proyectos actualmente en construcción parque eólico Canela (Región de Coquimbo) y minicentral hidroeléctrica Ojos de Agua (Región del Maule).

2. EL PROYECTO DE LEY

El Programa de Gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet se compromete a desarrollar los instrumentos e iniciativas para que el 15% del aumento en generación eléctrica al año 2010 se logre con fuentes renovables no convencionales (ERNC).

Se estima que eso requerirá la incorporación del orden de 400 MW en base a ERNC (equivalente al 15% de los 2.824 MW estimados por el Plan de Obras en el periodo 2006 -2010).

El objetivo central es incorporar las ERNC de manera eficiente, sin provocar grandes distorsiones en la operación del mercado eléctrico.

Se busca desarrollar combinaciones entre fuentes renovables (agua, viento, etc.) y tecnologías, que no están presentes de

manera importante en los mercados eléctricos nacionales. Lo anterior corresponde a las siguientes categorías de proyectos, de acuerdo a su fuente de energía primaria:

- Hidráulicos: energía hidráulica de potencia inferior a 20 MW.
- Biomasa: energía proveniente de materia orgánica vegetal o animal.
- Geotérmicas: energía del calor natural de la tierra (vapor agua o gases).
- Solares: energía de la radiación solar.
- Eólicos: energía cinética del viento.
- Mareomotrices: cualquier forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, olas y corrientes marinas.
- Instalaciones de cogeneración eficiente de potencia menor a 20 MW.

Entre las principales implicancias del proyecto de ley se pueden enumerar las siguientes:

- Establece que las empresas eléctricas, que comercializan energía en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW (SING y SIC), deben acreditar al 2010 que un 5% se ha generado con ERNC, independiente se trate de clientes libres o regulados. A partir del 2015 se sumará anualmente un 0,3% para completar un 8% el 2024.
- Se pueden imputar inyecciones de ERNC entre sistemas interconectados; por ejemplo un comercializador del SING puede convenir con un generador de ERNC del SIC la imputación de sus inyecciones.
- Medio de generación que aplica: aquellos que se han interconectado con posterioridad al 31 de mayo 2007.
- Año de inicio de la obligación: 2010. La obligación es indefinida.
- Establece un procedimiento de sanción por no cumplimiento, correspondiente 0,4 UTM/MWh (aprox. 27 US\$/MWh). Se

pueden utilizar inyecciones de ERNC del año anterior, que no hayan sido imputadas (excedentes). También como mecanismo de flexibilización, se permite postergar hasta por un año la acreditación de hasta 50% de la obligación.

- Instituciones relacionadas con facultades administrativas y fiscalización: SEC - CNE -CDECs.

- Eliminación del derecho a suministro del 5% para los clientes regulados establecido en la Ley Corta II.

3. COMENTARIOS DE ENDESA CHILE

3.1. Aspectos generales

Endesa Chile tiene un interés prioritario en el desarrollo de las energías renovables, para lo cual constituyó en su momento la filial Endesa Eco y en este sentido las observaciones que entrega se basan en los análisis que ha hecho dicha compañía de la legislación de ERNC en países latinoamericanos y europeos. Es interesante que existan muchos actores que contribuyan al desarrollo de las ERNC y por tanto este proyecto es un paso trascendental para el incentivo de las ERNC, debiendo en el futuro acometerse en otros proyectos e incentivos que la aplicación práctica de esta ley determinará.

En cuanto a los proyectos hidroeléctricos, existen muchos derechos de agua en manos de terceros que pueden ser desarrollados como proyectos ERNC, por lo que la legislación no debiera ser restrictiva y por lo tanto posibilitar la construcción de estos proyectos hidroeléctricos de pasada, sin colocar restricciones de tamaño que pueden llevar a los titulares de los proyectos a limitar los mismos en desmedro del óptimo social de desarrollar los proyectos maximizando su capacidad.

3.2. Respecto de la gradualidad de la obligación de respaldo con ERNC, comenzando con 5% y alcanzando hasta un 8%.

Endesa Chile estima que parece razonable establecer esta gradualidad en la obligación, ya que es consistente con un adecuado ajuste de la oferta en el mercado eléctrico, cuyas inversiones requieren de un tiempo prolongado para su ejecución. Sin embargo, estimamos que la forma en que se ha establecido esta gradualidad, puede provocar un daño al desarrollo de la comercialización de energía en este mercado, que puede atentar contra el ingreso de nuevos actores y proyectos.

Un nuevo actor o desarrollador de un proyecto convencional, debe conseguir un contrato de venta para su energía en el largo plazo (PPA), de manera de viabilizar su proyecto y financiamiento. Con

la modificación legal deberá en forma paralela firmar un contrato de respaldo con el desarrollador de uno o más proyectos de ERNC, lo cual no debiera significar un obstáculo mayor si este porcentaje obligatorio de respaldo fuese constante en el tiempo. Es decir, si su contrato de respaldo fuese por un monto de energía constante para todos los años de vigencia de su contrato de venta de energía (PPA).

Sin embargo, si el respaldo obligado para este PPA es creciente año a año, como se plantea en el proyecto de ley actual, esto obligaría a un respaldo con distintos actores que pretendieran desarrollar ERNC en el futuro a lo largo de toda la vigencia del PPA, por ejemplo desarrolladores de ERNC con obras nuevas proyectadas al 2020. Sin duda establecer estos contratos de respaldo hoy, al momento de desarrollar la planta convencional, conseguir el financiamiento y el contrato de venta de energía (PPA), parece una misión muy difícil de cumplir, que eventualmente puede constituir una barrera al negocio de comercialización y desarrollo de oferta convencional.

Por este motivo, Endesa estima que se debería mantener la gradualidad de la obligación, pero que esta fuera constante para los contratos (PPA) firmados en una fecha determinada. Es decir, para PPA cuya vigencia (inicio de la venta de energía) se inicien entre los años 2010 al 2014, el respaldo debería ser de 5% por toda su vigencia; para PPA que inicien su vigencia el 2015 el respaldo sería de 5.3% por toda su vigencia y así sucesivamente, hasta que los PPA cuya vigencia comience el 2024 serían respaldados en 8% con ERNC.

Sin duda, con este esquema propuesto el monto total de respaldo requerido por el sistema es menor, al que se requeriría en el estado actual del proyecto de ley, pero esta forma de establecer la gradualidad es más razonable desde el punto de vista del desarrollo de la oferta y comercialización en este mercado.

La inquietud planteada se torna patente al considerar que el proyecto no fija un plazo para la dictación del reglamento que aluden los artículos que incorpora. Al parecer, la regulación reglamentaria está constituida por una Resolución Exenta de la CNE como se enuncia en el artículo 2° transitorio de la iniciativa. Así, mediante resolución exenta la CNE estaría fijando, no sólo los procedimientos técnicos para incluir "otros medios de generación", sino que además, aquellas directrices para incrementar de un 5% a un 8% la obligación consignada en el nuevo artículo 150° bis.

3.3. Respecto del límite de centrales hidroeléctricas en 20 MW

Para efectos del cumplimiento del porcentaje de generación exigido por la ley, se debería reconocer el 100% de lo producido por centrales hidroeléctricas de pasada hasta 40 MW, de manera que para centrales de hasta 40 MW se reconozca el 100% de lo producido y para centrales de potencia mayor a 40 MW, se reconocerá como aporte la potencia horaria entregada limitada a un máximo de 40 MW.

Si bien se reconoce que cualquier límite es arbitrario (ver artículo de el diario El Mercurio del 26/10/07, "Ministro Tokman defiende límite de generación en energía hídricas"), considerar un valor de 40 MW o superior ya ha sido considerado en otras legislaciones internacionales, por ejemplo en España (Real Decreto 661/2007). Por otro lado, un límite superior al considerado en el proyecto actual (20 MW), facilita el desarrollo de recursos de menor costo medio en virtud de las mayores economías de escala para centrales hidroeléctricas de pasada mayores de 20 MW. Debe tenerse presente que finalmente, los mayores costos en que se incurra para el cumplimiento de la ley, serán transferidos a los clientes finales, afectando la competitividad económica de la industria, consumidores residenciales, etc.

El permitir a centrales de mayor tamaño aportar una fracción de su generación permite optimizar el uso de los recursos hidroeléctricos a nivel nacional. En efecto, si esto no se permitiera, la tendencia será limitar el tamaño de las centrales al valor límite (40 MW según lo propuesto). Con ello, existirán centrales que normalmente se diseñarían con tamaños mayores y que se limitarán a fin de alcanzar el beneficio. De esta manera, el país dejará de desarrollar una parte de sus recursos hidroeléctricos de muy bajo costo incremental (incluidos los ambientales), los cuales deberán ser sustituidos por generación térmica (probablemente vapor carbón) de mayor costo. Este razonamiento es válido para cualquier nivel de potencia fijado arbitrariamente (dentro de límites usuales).

La propuesta indicada en el párrafo anterior facilitará el desarrollo de generación hidroeléctrica de pasada, desaprovechando la generación térmica y otras convencionales. Por otra parte, dado que se limita el aporte de las centrales de mayor tamaño al cumplimiento de la cuota exigida, el número total de proyectos ERNC a desarrollar no será inferior al que existiría en el caso de no aceptarse el aporte de centrales de potencia instalada superior al valor límite.”.

b) COLBÚN S.A.

“1.- Antecedentes y Objetivos del Proyecto de Ley

Esta minuta contiene las principales observaciones generales de Colbún S.A., al proyecto de ley que introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales (Boletín N° 4.977-08), en la versión aprobada recientemente por la Cámara de Diputados. Fue elaborada a solicitud de la Comisión de Minería y Energía del Senado, la que se encuentra conociendo esta iniciativa en segundo trámite constitucional.

Como cuestión previa, es necesario tener presente que las leyes 19.940 y 20.018 ya establecieron importantes franquicias a las energías renovables no convencionales (ERNC), como son la exención o reducción del pago de peajes de transmisión y el derecho a suministrar a las distribuidoras hasta el 5% de la demanda de éstas. Adicionalmente, la Corporación de Fomento de la Producción y la Comisión Nacional de Energía han establecido importantes incentivos directos a este tipo de energías.

Del texto del mensaje con que S.E. la Presidenta de la República inició la tramitación legislativa de este proyecto de ley el 4 de abril de 2007, se deduce que los objetivos que se tuvieron en mira para fomentar la generación de energía eléctrica con fuentes de ERNC, fueron los siguientes:

a) Diversificar las fuentes de suministro eléctrico en el país.

b) Desarrollar fuentes propias que permitan a Chile tener una relativa independencia energética.

c) Avanzar en el desarrollo sustentable de la economía nacional, pues las ERNC son menos invasivas para el medio ambiente.

Colbún siempre ha compartido, comparte y compartirá plenamente los objetivos anteriores.

2.- Aportes de Colbún en materia de ERNC

La afirmación anterior puede respaldarse con la trayectoria y comportamiento de Colbún durante los últimos años. Las acciones más recientes y pertinentes son las siguientes:

a) Estructuración de una carpeta de proyectos de ERNC, consistente en mini centrales hidráulicas, por un total de cerca de 100 MW.

b) Constitución de un fondo de inversión orientado a permitir sacar adelante proyectos de ERNC de terceros.

c) Formación de una Dirección de Proyectos Especiales, con ejecutivos dedicados exclusivamente al desarrollo de iniciativas de ERNC, y que ha analizado, además de los mini hidráulicos, proyectos eólicos y de biomasa.

Colbún seguirá a futuro trabajando en esta línea.

3.- Mecanismo para Fomentar las ERNC

La norma principal de este proyecto de ley, en su versión actual, establece que “cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos ... para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 8% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistema, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados”. (A esta cifra se llegará progresivamente el año 2024, partiendo de un 5% el 2010).

En primer lugar, pensamos que no existe una razón fundada para establecer en 8% el porcentaje referido. Sin duda que el de 5% que establecía el texto original del proyecto, resultaba más razonable. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que incluso el 5% ya era bastante ambicioso. El 2010 el país consumirá cerca de 61.000 GWh/año, siendo el 5% igual a 3.070 GWh/año, o lo que es lo mismo, realizar cerca de 27 proyectos de ERNC de 20 MW. Al realizar este mismo ejercicio con un 8%, se llega a la conclusión de que se deberían realizar cerca de 95 proyectos hacia el 2024. Relacionado con los mismo, es importante destacar que una de las razones que se aducen para promover las ERNC, cual es que son menos invasivas para el medio ambiente, pierde validez cuando dichas tecnologías se implementan en grandes volúmenes. En efecto y sólo para ilustrar el concepto, para generar 3.070 GWh con centrales eólicas, se requiere una superficie de más de 30.000 hectáreas. Para generar 3.070 GWh con centrales mini hidro de 20 MW cada una, se requieren 27 proyectos, 27 lugares que se intervienen y 27 líneas de transmisión.

En segundo lugar, el proyecto original establecía el beneficio anterior por veinte años. El texto aprobado por la Cámara de Diputados lo ha hecho permanente. Como decía el Mensaje, “la intención es dar un impulso inicial a las ERNC, luego del cual podrán continuar

desarrollándose de manera natural en el mercado de generación eléctrica.” Creemos esencial rescatar el referido concepto por cuanto no somos partidarios de incentivos permanentes para el desarrollo de determinadas tecnologías de generación eléctrica, mediante mecanismos que podrían introducir distorsiones en un mercado que cuando ha tenido señales de precio adecuadas y estabilidad regulatoria, se ha desarrollado eficientemente. Por otro lado es importante destacar que incentivos como los descritos se traducirán en incrementos de precios para los consumidores, que Empresas Eléctricas A.G. ha estimado en US\$ 400 millones para el período 2010 – 2020.

Somos partidarios por lo tanto de restablecer un límite de plazo al beneficio así como acotar el porcentaje a niveles en torno a un 5%.

4.- Limitación de las Fuentes Mini Hidráulicas

El proyecto de ley establece 20.000 KW como potencia máxima para que las iniciativas cuya fuente de energía primaria sea la hidráulica se puedan acoger a los beneficios de la ley.

Parece no existir razón para establecer este límite y, además, podría ser discriminatorio respecto de las otras formas de ERNC donde no se establece este tipo de limitación. ¿Qué diferencia hay entre una central hidráulica de 20, 21, 25, 30 o 50 MW? No es evidente cuál es el límite para que las centrales hidráulicas sean consideradas como ERNC. Sin embargo, para este tipo de tecnologías debe primar tanto desde el punto de vista técnico, económico como ambiental, el aprovechamiento eficiente de los recursos hidráulicos disponibles, ya que la decisión respecto del tamaño de una central hidráulica se toma en el momento que se diseña y esta decisión es prácticamente irreversible. Es necesario considerar que este tipo de centrales presentan importantes economías de escala económicas, técnicas y ambientales. Desde el punto de vista ambiental, el concepto es la eco-eficiencia: maximizar la generación de energía dada la intervención realizada. Dadas las economías de escala, una central de 50 MW puede tener un impacto ambiental, dado por la longitud de canales y túneles, tuberías de presión, líneas de transmisión y otros, equivalente al de una central de 20 MW. La primera es por lo tanto considerablemente más eco-eficiente. ¿Por qué promover la segunda y no la primera?

Adicionalmente, el límite actual se puede prestar para que con el objeto de cumplir el límite se construyan dos o más centrales para que éstas califiquen como ERNC con el consiguiente mayor costo y mayor impacto ambiental.

La energía hidroeléctrica es abundante, económica y no contaminante, por lo que creemos que se debe priorizar, independientemente de su tamaño.

En este sentido, se propone aumentar a 50 MW el límite para que los proyectos hidráulicos sean considerados ERNC o que, en su defecto, se considere que las centrales hidráulicas de hasta 50 MW puedan acreditar 20 MW como ERNC.

5.- Cargo por no cumplimiento

El proyecto señala que “si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt-hora de déficit”. (La multa inicial es de 0,4 UTM).

Este aumento no tiene relación con la magnitud del incumplimiento. Por ejemplo, si un generador incumple en 1 GWh en un año, pero al año 3 incumple en 100 GWh, entonces tendrá que pagar 0,6 UTM por los 100 GWh.

Adicionalmente, la redacción de la norma no es clara en señalar qué pasa cuando hay incumplimiento en los años posteriores al tercer año. En este sentido, una vez que el cargo aumentó al 0,6, ¿seguirá siendo 0,6 para los siguientes años o se empieza de nuevo con la cuenta?

Por otro lado, el incumplimiento del porcentaje por parte de un generador, se podría producir principalmente por dos razones:

i) Porque el año hidrológico fue seco y la centrales hidráulicas de menos de 20 MW generaron menos energía para ser acreditada.

ii) Porque el sistema presenta déficit de proyectos ERNC.

Estimamos que lo que debe buscar el proyecto de ley es que se realicen los proyectos ERNC y no la mera imposición de multas. Por lo tanto, recomendamos otorgar mayor flexibilidad a los generadores en la acreditación del porcentaje. Para el primer caso mencionado, el proyecto de ley debiera permitir acreditar en más años el déficit y no sólo el 50% en un año. En el segundo caso, la forma de subsanar el incumplimiento es realizar nuevo proyectos ERNC, lo que toma más de dos años.

Finalmente, el proyecto de ley señala que los cargos recaudados serán entregados a los clientes cuyos proveedores cumplieron con la obligación. En este sentido, el cliente cuyo proveedor no cumplió, no es responsable de esto. En segundo lugar, indirectamente también pagó el mayor costo por la energía; por lo tanto, debería repartirse para todos los clientes cuyos contratos deben acreditar la obligación del 5% o del 8%.”.

- - -

DISCUSIÓN EN GENERAL

El señor Presidente de la Comisión colocó en discusión general el proyecto de ley.

A continuación, el Ministro señor Tokman se refirió a los principales aspectos de la iniciativa legal. Al respecto, señaló que el proyecto de ley sobre generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales, tiene por objetivo central, establecer condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, mediante la aceleración del desarrollo del mercado asociado a esas tecnologías y la eliminación de las barreras a la entrada que las afectan, asumiendo las peculiaridades de estos tipos de tecnologías.

Agregó que, para cumplir este objetivo, el proyecto reemplaza la posibilidad que hoy tienen los propietarios de medios de generación con energías no convencionales, a suministrar a las empresas concesionarias de distribución hasta el 5% de la demanda de dichas empresas, por la obligación a las empresas eléctricas que comercializan energía en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts (MW), de acreditar anualmente que un 8% de la energía que comercializan, a empresas distribuidoras y a clientes libres, fue inyectada a los sistemas eléctricos por medios de generación renovables no convencionales, sean estos propios o contratados. Añadió que, sin perjuicio de ello, existe una gradualidad para alcanzar ese valor: entre el 2010 y el 2014 el valor será de 5%, incrementándose 0,3% cada año a partir del 2015 hasta alcanzar el 8% el año 2024.

Indicó que las empresas que no cumplan deberán pagar un cargo de 0,4 UTM por cada megawatts hora (MWh) de energía renovable no convencional no acreditado. Es decir, la sanción es proporcional al nivel de incumplimiento. Además, el cargo será de 0,6 UTM para las empresas que reincidan en incumplimiento. Aclaró que lo recaudado con los cargos se traspasará a los clientes de las empresas que cumplan la exigencia. Con ello, se les da incentivos a los consumidores para exigir a sus proveedores el cumplimiento de la normativa.

En cuanto a los medios de generación que podrán establecerse o contratarse, manifestó que corresponderán a centrales hidroeléctricas pequeñas, o a proyectos que aprovechen la energía eólica, la solar, la geotérmica, la de los mares o la de la biomasa, es decir, aquellas tecnologías que utilicen fuentes renovables, produzcan un bajo impacto ambiental y que aún no se han desarrollado significativamente en el país. Agregó que, con el fin de incentivar el desarrollo de nuevos proyectos ERNC, sólo la energía generada por aquellos instalados con posterioridad al 31 de mayo de 2007 podrá usarse para acreditar el cumplimiento.

Indicó que, en atención a que es necesario dar un plazo a las empresas que tendrán la obligación referida, para seleccionar de manera eficiente la forma o los medios de generación que les permitan cumplir la norma, se ha fijado el año 2010 como el de inicio de la obligación. Asimismo, explicó que se ha cautelado el no afectar los contratos de suministro de energía suscritos con anterioridad al 31 de agosto de 2007, por lo cual los suministros asociados a dichos contratos no darán lugar a la obligación establecida en el proyecto de ley.

Seguidamente, manifestó que la política energética nacional pretende conciliar tres objetivos: seguridad de suministro, eficiencia económica de dicho suministro y sustentabilidad ambiental en el desarrollo del sector. Destacó que los acontecimientos de los últimos años han reforzado la importancia de la seguridad de suministro como un objetivo estratégico fundamental.

Indicó que el estímulo al desarrollo de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) es una estrategia tanto para aumentar la seguridad de suministro; diversificar las fuentes de generación, y reducir la dependencia externa; como para el desarrollo sustentable del sector energía; tienen menores impactos ambientales que las formas tradicionales de generación eléctrica y permiten el desarrollo descentralizado del sector.

Adicionalmente, mencionó que el nivel actual de los precios de la energía hace que existan proyectos ERNC que hoy deberían ser competitivos en el país. A su juicio, eso explica, en parte, el creciente interés en estos proyectos por un número cada vez mayor y diverso de emprendedores nacionales e internacionales.

Agregó que lo anterior no asegura que los proyectos se materializarán, pues algunas características de ellos y, principalmente de muchos de sus promotores, no les permiten asumir de igual forma que los proyectos y emprendedores tradicionales los riesgos asociados a la comercialización final de la energía. Añadió que, por ello, tienen escasas posibilidades de suscribir contratos de largo plazo de

suministro de energía y no pueden optar a modelos de negocios que les otorguen certidumbre de ingresos durante plazos prolongados, condición fundamental para este tipo de proyectos que se caracterizan por largos periodos de recuperación de capital.

Señaló que el menor tamaño de los proyectos ERNC, la dedicación mayor que demanda su evaluación y el riesgo que implica la introducción de tecnologías innovadoras en mercados competitivos, los hacen por el momento menos interesantes que los proyectos tradicionales para las empresas que operan en el mercado eléctrico en Chile. Opinó que, si bien estas empresas están emprendiendo proyectos ERNC, probablemente los desarrollarán a un menor ritmo y en cantidad inferior al potencial de proyectos eficientes que el país tiene.

Por otro lado, expresó que, si bien los avances legislativos incluidos en las leyes corta I y II, han contribuido a mejorar el clima de inversiones en torno a este tipo de proyectos, ellos no aseguran que se logrará avanzar significativamente en la materialización de los proyectos de ERNC competitivos, pues no contienen soluciones eficaces a los problemas antes señalados - incapacidad de muchos promotores de asumir riesgos en la comercialización y con ello imposibilidad de suscribir contratos de largo plazo, y poco interés de empresas tradicionales -. Reiteró que el proyecto de ley pretende impulsar esas soluciones.

Luego, describió las principales propuestas de modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos.

En primer lugar, manifestó que se busca establecer las condiciones para materializar una cartera de proyectos ERNC que permita acelerar el desarrollo del mercado, eliminar las barreras que enfrentan asociadas a la innovación y generar confianza en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnología.

Indicó que los principios que inspiran la propuesta de modificación legal son:

- Eficacia: asegura la penetración de las ERNC en plazos razonables.

- Eficiencia: se busca la materialización de los proyectos ERNC más competitivos, manteniendo con ello este principio que cruza la legislación asociada a generación eléctrica.

- No discriminación: los mayores costos asociados, de haberlos, serán absorbidos en el largo plazo por todos los consumidores de energía eléctrica, tanto clientes regulados como libres.

- Simplicidad: la ley es de implementación inmediata, sin necesidad de reglamentación complementaria significativa y se apoya en los organismos del mercado eléctrico ya constituidos.

- Mínima distorsión: No se altera el sistema de precios de corto plazo, ni se distorsiona la competitividad relativa de los agentes que participan en el mercado de comercialización final.

En lo que dice relación con la meta de suministro, destacó que se establece la exigencia para todas las empresas eléctricas que comercializan energía (las generadoras) en los sistemas SING y SIC, de acreditar anualmente que un porcentaje del total de la energía que comercializan, fue inyectada a los sistemas eléctricos por medios de generación renovables no convencionales.

Aclaró que la exigencia es sólo para la energía proveída a partir del año 2010. Puntualizó que entre los años 2010 y 2014, la exigencia será de un 5%, la cual se incrementa anualmente en 0,3% a partir del 2015, hasta alcanzar el 8% el 2024, cifra que se mantiene constante a partir de esa fecha.

Enfatizó que los suministros de energía que se contabilizan en la exigencia son los realizados tanto a empresas distribuidoras como a clientes libres, que se hayan suscrito a partir del 31 de agosto de 2007. Por tanto, no afecta a los contratos asociados a las licitaciones de suministro de las distribuidoras realizadas el 2006.

Explicó que por consistencia y para evitar dobles gravámenes, se reemplaza la opción que hoy tienen los propietarios de los medios ERNC a vender a las empresas distribuidoras hasta el 5% de la demanda de ellos. Además, en su opinión, esta disposición vigente en la ley puede alterar el normal desenvolvimiento del mercado final de contratos, ya que es discriminatoria pues sólo grava a los clientes regulados del sistema, y no es un incentivo eficaz para el desarrollo de proyectos ERNC.

En lo que respecta a las sanciones por incumplimiento, indicó que las empresas que no cumplan con la exigencia establecida en un año cualquiera a partir del 2010, deberán cancelar un cargo de 0,4 UTM por cada MWh no acreditado durante un año calendario, es decir, la sanción es proporcional al nivel de incumplimiento. Añadió que, para las empresas que reincidan en incumplimiento dentro del plazo de 3 años, el cargo se aumenta a 0,6 UTM.

Señaló que los montos recaudados con los cargos serán traspasados a los consumidores de energía abastecidos por aquellas empresas que cumplen la exigencia. Con ello, se reintegra los cargos a los

consumidores y se le dan a estos incentivos para exigir a sus proveedores de energía el cumplimiento de la exigencia.

En cuanto a los medios de generación que se permiten para acreditar el cumplimiento, manifestó que sólo serán los nuevos, es decir aquellos que se interconecten a los sistemas SING y SIC con posterioridad al 31 de mayo de 2007.

Explicó que estos medios deben corresponder a centrales hidroeléctricas pequeñas (menos de 20 MW de potencia máxima), o a proyectos que aprovechen la energía eólica, la solar, la geotérmica, la de los mares o la de la biomasa, es decir, aquellas fuentes renovables y tecnologías que aún no se han desarrollado significativamente en el país. Enfatizó que tampoco tendrán un trato especial en el mercado, por lo que deben someterse a las mismas exigencias de calidad de servicio y despacho que tienen los proyectos tradicionales.

En cuanto a los mecanismos de flexibilidad y procedimientos de verificación y seguimiento, expresó que los CDEC respectivos deben llevar la contabilidad del cumplimiento de la exigencia, y ante ellos las empresas deben acreditar el cumplimiento. Añadió que, si bien no está explícito en el proyecto de ley, esta tarea es fácil de implementar por los CDEC, por ejemplo, a través de los balances anuales de transferencias de energía que realizan.

Agregó que la ERNC que se permite para acreditar cumplimiento puede haber sido inyectada al sistema por medios de generación de propiedad de la empresa que tiene la exigencia, o bien por medios de propiedad de otras empresas con los cuales existan contratos.

Explicó que, con la finalidad de dar flexibilidad e incentivar el cumplimiento, se permiten que inyecciones ERNC del año anterior al de la exigencia puedan usarse para acreditar el cumplimiento.

Manifestó que estas inyecciones de ERNC pueden provenir de un sistema eléctrico distinto al que da lugar a la exigencia. Por ejemplo, inyecciones de ERNC en el SIC pueden ser usadas para acreditar cumplimiento de exigencias generadas en el SING. Asimismo, indicó que se permite postergar un año la acreditación de parte de la exigencia, previa notificación del interesado a la SEC, y se permiten transferencias de excedentes de inyecciones ERNC entre empresas.

Finalmente, mencionó otras adecuaciones del texto de la Ley General de Servicios Eléctricos.

En primer lugar, señaló que se realizan las adecuaciones necesarias a la Ley General de Servicios Eléctricos que

permiten coordinar su texto con la terminología y conceptos establecidos en la propuesta legislativa. Para ello, se incorporan en las definiciones de la ley (artículo 225) los conceptos de energía renovable no convencional y medios de generación renovables no convencionales, los cuales se listan por extensión, y se adecua la redacción del artículo 79 (excepción de peajes para ERNC) a las definiciones de ERNC, sin modificar sus alcances.

En cuanto a los impactos previstos por la modificación legal, manifestó que, sin considerar la posibilidad de postergación, se estima que para cumplir la exigencia se requieren del orden de 200 MW de nuevas ERNC operando el año 2010, 360 MW al 2011 y 1400 MW al 2020. Añadió que lo anterior se compara positivamente con la capacidad de los proyectos que hoy están en el SEIA, la que debe incrementarse significativamente luego de que se internalice en el mercado la modificación legal.

Añadió que la ley debe traducirse en la materialización de los proyectos más eficientes, la mayoría de los cuales, tal vez todos, deben ser rentables a los precios de la energía esperados para la próxima década. Por ende, su impacto en el costo de la energía debería ser mínimo o nulo. Preciso que, más aún, si nadie cumpliera la exigencia, y traspasaran la totalidad del cargo, el precio de la energía se incrementaría, como máximo y en el largo plazo, en 2 US\$/MWhr (menos de 2% del precio de la energía que pagarían los consumidores residenciales), siendo considerablemente inferior a ese valor durante los primeros años de vigencia de la obligación.

Concluyó señalando que, al menos en los primeros años, la ley debe favorecer a los proyectos impulsados por emprendedores no tradicionales, pues lo más probable es que suscriban contratos con las empresas tradicionales (que tiene que cumplir la exigencia), las que pasan a ser una parte interesada en el éxito del proyecto. Además, la suscripción de contratos facilita la obtención de financiamiento bancario.

Consultado por los señores Senadores acerca de los actuales envíos de gas desde Argentina, el señor Ministro indicó que éstos alcanzan alrededor de dos millones en promedio, pero, con variaciones importantes. Añadió que en el caso de Metanex, el envío ha sido de cero y para Concepción 500.000 fijos.

Señaló también que entre los proyectos en marcha hay alrededor de 3.000 MW de generación a carbón.

El Honorable Senador señor Horvath consultó acerca de la posibilidad de reactivar el proyecto Chile- California.

El señor Ministro respondió que se ha contado con cooperación internacional, especialmente alemana, pero se comprometió a revisar el proyecto mencionado.

Por su parte, el Honorable Senador señor Gómez consultó acerca de la distribución de ampolletas de bajo consumo que ha aparecido en la prensa, y la forma en que estas se distribuirían, respecto de lo cual acotó que EMAZA habría sido un instrumento idóneo para dicho fin.

El Ministro señor Tokman respondió que no es necesario porque se hará a través de las empresas prestadoras, la adquisición de las ampolletas en tanto, se hará mediante una licitación internacional.

Agregó que para el 40% de las personas con menores ingresos se les entregarán gratuitamente dos ampolletas de bajo consumo. Añadió que las demás personas tienen derecho a adquirir hasta cuatro ampolletas, pagándolas en forma diferida mediante su cuenta de servicio eléctrico.

Indicó que también se está estudiando la posibilidad de hacer extensivo este programa al alumbrado público, por medio de la creación de un fondo concursable.

Recordó que también se está implementando la obligación de etiquetar los productos que se vendan en Chile señalando su eficiencia energética.

En lo que respecta al gas natural licuado, estimó que la primera planta, en Quinteros, estará en funciones a partir del año 2009. Añadió que al otro proyecto, Mejillones, solamente le falta la aprobación ambiental.

En la siguiente sesión, el Secretario Ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía, señor Rodrigo Iglesias, expresó que cuando se analiza el tema de las ERNC, en especial, para efectos de plantear medidas que puedan promover su desarrollo, hay que preguntarse porqué estas no han prosperado en nuestro mercado eléctrico. Al respecto, señaló que la Comisión Nacional de Energía tiene un diagnóstico. Manifestó que, dado el actual contexto internacional, de altos costos de la tecnología y de los combustibles, existirían muchos proyectos de energía renovable no convencional que podrían entrar al mercado, en condiciones iguales al resto de las más tradicionales.

Advirtió que, no obstante, ello no está ocurriendo. Sin perjuicio, de algunas señales positivas, como, por ejemplo, el proyecto

Canela, en la IV Región, que entra en operaciones este mes, con una potencia aproximada de 18 MW.

El Honorable Senador señor Horvath preguntó cuál es el factor de planta de ese proyecto.

El Encargado de Energías Renovables de la Comisión Nacional de Energía, señor Cristián Santana, contestó que se aproxima a un nivel de entre el 28 y el 30%, lo que para un proyecto eólico de nivel internacional consideró como bueno.

Sobre lo anterior, el Honorable Senador señor Orpis declaró que el óptimo ronda el 38%.

El señor Santana, contestó que esos porcentajes son excepcionales a nivel internacional, como por ejemplo, el 40% que tiene la provincia de Aysén.

Destacó el señor Iglesias que lo característico del proyecto Canela es que se instala en el principal sistema eléctrico nuestro, por lo cual es muy emblemático.

Sin perjuicio de esas buenas señales, advirtió que existen problemas para las ERNC, ya que hay defectos en la comercialización de la energía que producen, situación que el proyecto pretende solucionar.

En ese sentido, indicó que existen algunos aspectos que limitan el desarrollo de las ERNC.

En primer lugar, señaló que estos proyectos requieren, para su materialización, de certidumbre de ingresos de largo plazo.

En relación a lo anterior, el Honorable Senador señor Orpis expresó que se está partiendo por la conclusión. En su opinión, no se puede ser tan genérico, porque algunas energías tienen otros problemas, como la geotermia, que no tiene una dificultad de comercialización, sino problemas que dicen relación con las concesiones y con la exploración, porque es una energía totalmente competitiva respecto del resto. Por tanto, en su opinión, no se puede establecer como una tesis genérica el tema de la comercialización.

El señor Iglesias respondió que eso es efectivo, y que este proyecto de ley no es la única medida para generar un desarrollo de las energías renovables no convencionales. Preciso que el proyecto crea una

oportunidad en relación al mercado eléctrico, el que constituye el principal foco de la ley.

Sin perjuicio de ello, señaló que hay otras medidas y otras alternativas para desarrollar el tema de la ERNC. Aclaró que el mismo nombre indica que es materia convencional, o sea, lo que se entiende por ERNC es un acuerdo, que trata de englobar un montón de energías y tecnologías que tienen características disímiles, en un solo concepto.

Precisó que el proyecto pretende unificar el concepto, a fin de entenderlo como un fenómeno único, para, de esta forma, dar una respuesta que sea representativa, a fin de dirigirla a un foco principal, cual es la venta de energía en el mercado eléctrico.

A continuación, retomó la exposición, explicando que las ERNC requieren de una cierta certidumbre en lo que se refiere a ingresos, ya que una característica de estas energías es que el principal costo es la inversión, a diferencia de las tecnologías convencionales, cuyos mayores gastos dicen relación con los combustibles, los cuales varían de precio y se encuentran expuestos a los mercados internacionales, no así con sus costos de inversión, los cuales son relativamente menores.

Al contrario, indicó que las ERNC se caracterizan por tener elevados costos de inversión. Añadió que, sin embargo, la fuente primaria que usan para producir energía suele estar a disposición en la naturaleza, siendo esa una de las características que tienen. Por ello, requieren de ingresos lo más fijos posibles, ya que los plazos de recuperación de capital son más prolongados, con las consiguientes consecuencias financieras.

Manifestó que para lograr esa estabilidad de ingresos deben suscribir contratos, ojala a un precio fijo, con clientes finales, sean empresas distribuidoras o clientes industriales.

Explicó que en nuestro país existen dos alternativas de venta de la energía; la primera, un contrato con un cliente final, que tiene la ventaja de tener un precio cierto, y, la segunda, el mercado de corto plazo, en el cual siempre se puede vender la energía, pero a un precio que fluctúa hora a hora. Afirmó que a cualquier inversionista que desarrolla una apuesta importante en términos de capital le gustaría tener ingresos fijos y no sometidos a la variabilidad que entrega nuestro mercado de corto plazo, que existe, básicamente, como mercado de ajuste.

Luego, señaló que otra razón que limita el desarrollo de las ERNC dice relación con que las empresas generadoras tradicionales encuentran menos interesantes dichos proyectos, considerando

más los convencionales. Añadió que, generalmente, los proyectos en ERNC suelen ser pequeños.

Explicó que a una empresa tradicional le interesa un proyecto donde pueda rentabilizar su inversión y su tiempo, y, evidentemente, preferirá realizar una planta de 500 MW de carbón antes que gastar en un desarrollo mini hidráulico de 20 MW, que requiere documentos, tramitaciones, estudios. En definitiva, gasta menos esfuerzo en diseñar, hacer la ingeniería y tramitar un proyecto de 500 MW.

Agregó que, en consecuencia, los promotores de ERNC suelen ser agentes económicos que no participan habitualmente en el negocio eléctrico, por ejemplo, pequeños agricultores que tienen derechos de agua o gente que dispone de un sitio con un buen flujo de viento. Por eso, se dificulta la promoción, desarrollo, decisión, financiamiento y suscripción de algún acuerdo comercial para la venta de esa energía en un sistema grande. Añadió que es un trayecto muy largo, a pesar de que los precios pueden ser razonables como para cubrir los costos correspondientes.

El Honorable Senador señor Sabag afirmó que precisamente eso es lo que hay que estimular, que los pequeños empresarios puedan desarrollar proyectos.

El señor Iglesias respondió que el proyecto detecta y pretende corregir dicha falencia y estimular la participación de más actores, de manera de generar un desarrollo más masivo de estas energías.

A continuación, señaló que los objetivos del proyecto son crear las condiciones para materializar proyectos de energías renovables no convencionales y generar confianza en el mercado eléctrico respecto de estas tecnologías.

Expresó que los principios generales que informan esta iniciativa legal son: eficiencia y competitividad, a fin de estimular la concreción de los proyectos más económicos; eficacia, pues debe asegurar la incorporación de proyectos de ERNC en el mercado eléctrico; equidad, pues debe impactar tanto a clientes libres como regulados, y simplicidad legal, ya que debe ser compatible con la actual ley y el mercado eléctrico.

Indicó, en relación a las características del proyecto, que establece una exigencia de comercialización de energía renovable no convencional, por medio de la cual las comercializadoras de energía, tanto del SIC como del SING, deben acreditar que un porcentaje de la energía comercializada cada año fue inyectada con energía producida con ERNC.

El Honorable Senador señor Sabag reiteró su preocupación en orden a que no se produzca una diversificación efectiva de los productores de energía eléctrica. Añadió que se debe estimular la participación de los pequeños empresarios.

El señor Iglesias puntualizó, en relación a la materia planteada por el Honorable Senador señor Sabag, que el proyecto no tiene como objetivo promover el desarrollo de pequeños productores de ERNC. Es decir, no hace distinción entre pequeñas y grandes empresas, cualquiera de ellas puede producir ERNC. Añadió, por ejemplo, que el proyecto eólico Canela fue desarrollado por Endesa.

Sobre la materia en discusión, el Honorable Senador señor Zaldívar manifestó que es un tema central. Recordó que ha venido planteando no sólo el tema de la mala distribución de la riqueza, sino que también el de la concentración económica. Por tanto, compartió la observación del Honorable Senador señor Sabag, con el objeto de estimular la participación del pequeño empresario.

Por su parte, el Honorable Senador señor Orpis opinó que existe el riesgo de que las grandes empresas privilegien los proyectos propios o los de sus empresas relacionadas. Preguntó si se ha pensado en algún sistema de licitación que incluya a ambos tipos de productores, adjudicándose al que tenga un menor costo.

El Honorable Senador señor Sabag advirtió que algunas grandes empresas han hecho lo imposible para que no entren los pequeños productores.

A su vez, el Honorable Senador señor Núñez señaló que en España existen incentivos tributarios para que pequeños empresarios, por ejemplo, agricultores, utilicen para su propia actividad productiva los insumos que produce su propia empresa. Añadió que en nuestro país existe la experiencia de empresas forestales que aprovechan sus desechos para producir energía, mediante el proceso de biomasa. Sin embargo, no existen los incentivos para un desarrollo mayor.

El señor Iglesias respondió que hoy en día no existen incentivos tributarios para que alguien genere su propia energía. No obstante, explicó que en Chile se desarrollan procesos de autogeneración de energía, con subsidios estatales a la inversión, mediante recursos provenientes del Fondo Nacional de Desarrollo Regional. Al respecto, afirmó que la mayoría de los proyectos que prosperan en el país son subsidiados.

Respecto a los temas planteados por los Honorables señores Senadores, señaló que han tomado debida nota de las observaciones presentadas.

Asimismo, respondió que no se ha previsto ningún mecanismo de licitación. Sin embargo, indicó que el Ejecutivo está abierto a mantener la discusión sobre el asunto.

Sobre otro tema, el Honorable Senador señor Horvath planteó que existen otros problemas que afectan el desarrollo de los proyectos del sector, por ejemplo, las demoras para lograr los derechos de aguas, que bordean los cuatro años; los retrasos para obtener los permisos ambientales, que rondan los 2 a 3 años, y la implementación del proyecto, que puede tardar 1 ó 2 años más. Explicó que dichos plazos pueden ser mejor manejados por las grandes empresas que por las pequeñas, ya que disponen de mayores recursos financieros.

El Honorable Senador señor Zaldívar señaló que la aplicación ortodoxa del modelo de desarrollo del país terminará produciendo efectos perversos en los planos económico y social.

El señor Iglesias señaló que han tomado debida nota de los conceptos expresados por los Honorables señores Senadores.

Seguidamente, retomó la explicación de las características del proyecto.

Expresó que se debe acreditar que la energía comercializada fue producida con ERNC, exigencia que se inicia a partir del año 2010 y que tiene el carácter de permanente. Añadió que la exigencia recae sobre la energía asociada a los contratos de suministro para clientes libres y distribuidores suscritos a partir del 31 de agosto del presente año.

El Honorable Senador señor Núñez consultó cómo funciona dicho mecanismo.

El señor Iglesias contestó que, básicamente, la idea del proyecto consiste en que el impacto en los costos fuera equitativo para todos los clientes del sistema. Añadió que, según nuestro ordenamiento eléctrico, todos los costos que sufre el segmento comercializador son traspasados a los clientes finales,

Agregó que se buscó esa fecha porque no se podía exigir la obligación a los contratos ya existentes, ya que el comercializador no tuvo la oportunidad de traspasar los costos correspondientes, o una parte de ellos. Por tanto, ellos deben ser asumidos por los nuevos contratos.

Luego, se refirió a quiénes son los comercializadores de energía. Explicó que son aquellos actores del mercado

eléctrico que han suscrito un contrato con un cliente final, sea una distribuidora o un cliente industrial grande. Añadió que hace esta diferencia, porque no todos los agentes del mercado eléctrico funcionan con esa modalidad. Señaló que hay empresas que no comercializan energía, por ejemplo, una compañía que instala una turbina diesel de 50 MW que se conecta al sistema sin tener un contrato, y que sólo busca tener una retribución desde el mercado spot, asumiendo los riesgos correspondientes.

Expresó que los comercializadores, por el contrario, son aquellos que tienen un contrato que les asegura un precio por muchos años. Afirmó que a ellos se encuentra dirigida la obligación, no al productor, por eso se tiene que establecer una fecha de entrada en vigencia, para saber los contratos que quedarán afectos.

El Honorable Senador señor Orpis preguntó si el 31 de agosto, corresponde a la fecha de las licitaciones.

El señor Iglesias respondió afirmativamente..

Luego, el Honorable Senador señor Orpis indicó que hoy día el 5% debe corresponder a alrededor de 500 ó 600 MW.

El Encargado de Energías Renovables de la Comisión Nacional de Energía, señor Cristián Santana, declaró que para el primer año, el 2010, se estima en 200 MW. Aclaró que se toman en cuenta, para el cálculo del porcentaje, los contratos afectos, los que se suscriben de ahora en adelante. Reiteró que no toda la energía comercializada en el sistema está obligada, sólo aquella que está asociada a contratos suscritos a partir de agosto del presente año.

Por tanto, manifestó que el 5% que se necesita el año 2010 se refiere a los contratos afectos, no al total de la energía vendida.

El Honorable Senador Núñez advirtió que en términos reales el porcentaje es mucho menor, ya que sólo se refiere al 5% de los nuevos contratos. Al respecto, consultó acerca de la proyección de incremento.

El señor Santana respondió que la estimación bordea los 200 MW instalados el año 2010, los que para el 2020 serán del orden de los 1400 MW. Añadió que para el año 2024 todos los contratos estarán afectos a cumplir la ley, entonces se habrá llegado al porcentaje del 8%.

A continuación, el señor Iglesias indicó los medios de generación permitidos para acreditar el cumplimiento de ERNC, a saber:

pequeñas centrales hidroeléctricas, biomasa y biogás, geotermia, solar, eólica, de los mares y otros, que sean definidos fundadamente.

El Honorable Senador señor Zaldívar consultó qué se entendía por pequeñas centrales.

El señor Iglesias respondió que también es una definición convencional. Explicó que el proyecto entiende como pequeñas centrales las que generan hasta 20 MW, sobre eso, ya se considera una central hidroeléctrica tradicional.

Agregó que estudiaron la situación internacional, y pudieron apreciar que cada país define de distinta forma a las pequeñas centrales hidráulicas. Por eso, el Ejecutivo propone que se entienda como pequeña energía hidráulica entre 0 y 20 MW.

Sobre lo anterior, el Honorable Senador señor Sabag planteó que si se trata de una ERNC de pasada de 30 ó 40 MW, se perdería un porcentaje al limitarse por la ley a 20 MW. Al respecto, consultó porqué formular dichos límites si posee las características de fondo: es renovable y no convencional, en su opinión, cumpliría con todos los requisitos.

El señor Iglesias reiteró que se trata de un tema de definición, de convención. Añadió que, en el caso chileno, hablar de energía hidráulica como no convencional puede ser un poco complicado, ya que tenemos un fuerte desarrollo en esa área. Sin embargo, añadió que se quiere fomentar el desarrollo de los pequeños proyectos hidroeléctricos.

Por su parte, el Honorable Senador señor Orpis preguntó si se colocaban límites en geotermia.

El señor Santana contestó que no, que al único medio que se le fijaban límites era a la mini hidro.

El señor Iglesias señaló que el único caso en el cual existe un límite es el hidráulico, porque los pequeños requieren de ayuda especial. Además, reconoció que los grandes proyectos hidráulicos no requieren de apoyos, pues las compañías que los desarrollan tienen un respaldo financiero importante.

El Honorable Senador señor Orpis manifestó que los proyectos geotérmicos y eólicos pueden ser grandes, de más de 100 MW. Por ello, consultó si la iniciativa legal contempla que puedan quedar topados, de manera que se pueda usar el beneficio en un porcentaje del proyecto y el saldo someterlo al sistema general, todo ello en una misma unidad.

El señor Santana contestó que, probablemente, el tope legal será cubierto.

A su vez, el Honorable Senador señor Núñez preguntó si se ha considerado la posibilidad de sectorializar las pequeñas centrales hidroeléctricas, en atención a que son diferentes los caudales en el norte, en el centro y en el sur, de manera de establecer porcentajes de incremento distintos.

El señor Santana respondió que los proyectos en el norte serán pocos, pero que tienen las mismas barreras de entrada que el Ejecutivo ha identificado.

Manifestó que han colocado ese límite por dos razones: la primera, para ayudar a romper las barreras de aquellos proyectos que tienen problemas para desarrollarse, y, la segunda, para asistir a quienes tienen problemas para emprenderlos. Agregó que estudiaron dónde se concentraban las carteras de planes que tenían obstáculos, el resultado fue, en el caso hidráulico, que tenían dificultades los proyectos de entre 9 y 15 MW.

Agregó que uno de los beneficios del proyecto legal radica en que es muy simple de implementar, ya que no requiere de una reglamentación complementaria. Se efectúa directamente a través del balance de inversiones y retiros.

Luego, el señor Iglesias detalló otras características particulares de la iniciativa en estudio.

Señaló que el proyecto es muy flexible, pues permite que se acredite en un sistema de energía que se desarrolla en otro sistema; pueden usarse las inyecciones de ERNC del año anterior al del requerimiento para acreditar el cumplimiento; se permite postergar un año la acreditación del cumplimiento de una parte de la obligación, y se permiten transferencias de excedentes de cumplimiento entre empresas.

Respecto a las sanciones por incumplimiento, expresó que el proyecto establece una obligación, un cargo que se aplica por cada MW hora de energía no convencional no producida.

Indicó que el cargo proporcional a la ERNC no suministrada es de 0,4 UTM por cada MW hora, que equivale a aproximadamente 25 dólares. Agregó que si dentro de los tres años siguientes al incumplimiento una empresa reincide, se le aplicará un cargo de 0,6 UTM por cada MW hora, alrededor de 40 dólares. Destacó que esto último fue una modificación que se realizó en la discusión en la Cámara de

Diputados. Añadió que la idea de la multa dice relación con generar un costo de oportunidad al incumplidor, que sea lo suficientemente fuerte como para que desarrolle las energías no convencionales más eficientes, pero, asimismo, que no sea lo suficientemente alta como para que permita incumplirla, o sea, que la empresa prefiera pagar la sanción antes que cumplir.

Manifestó que los montos recaudados por estas multas se traspasarán a los clientes de aquellas comercializadoras que sí cumplieron con la exigencia, en forma proporcional a la energía consumida por cada usuario.

A continuación, el Honorable Senador señor Horvath preguntó, en primer lugar, por el impacto que esto puede tener en el precio de los clientes, y, en segundo término, por la política que han seguido otros países, que se han ido por la vía del subsidio para implementar estos sistemas, de manera de absorber los costos comerciales que significan extraer las energías renovables. En particular, teniendo presente algunos informes que reconocen que los costos iniciales los debe absorber, de alguna manera, el interés público del Estado, ya que a los pocos años esta energía es altamente competitiva. Preciso que ya hay experiencias al respecto.

Por último, el Honorable Senador señor Sabag planteó que debe apoyarse a los pequeños productores, por ejemplo, en el tema de la transmisión. Además, hizo presente que existen nuevas tecnologías como la geomagnética, que también deberían ser consideradas.

En la siguiente sesión se recibió a representantes de distintas empresas y organizaciones, a fin de que expresaran su parecer respecto del proyecto de ley en comento.

En primer lugar, hizo uso de la palabra el Vicepresidente Ejecutivo de la Asociación Chilena de Energías Renovables Alternativas A.G. (ACERA), señor Mario Manríquez, quien estimó que la meta de ERNC a fijar debería ser del 20%. Añadió que dicho porcentaje sería similar a las cifras establecidas por la Unión Europea y otros países.

Manifestó que, para cumplir dicha cifra, proponen que la obligación sea de un 5% para el año 2010, y que se aumente en un 1% anual a partir del año 2011, hasta alcanzar el año 2025 el 20% que sugiere.

En relación al cargo que la empresa eléctrica deberá pagar por la no acreditación de la obligación, señaló que una cantidad adecuada sería 1 UTM por cada MW hora de déficit respecto de su obligación, de manera de evitar que dichas empresas prefieran pagar la multa

en vez comprar energía proveniente de ERNC. Agregó que el pago de la multa no debería eximir a las empresas de la obligación, ya que de no ser así se pierde el objetivo de diversificación de nuestra matriz energética.

Advirtió que con el cargo de 0,4 UTM sólo se viabilizan los proyectos minihidráulicos, por lo que se dejan fuera otras tecnologías como la eólica, geotérmica, solar y oceánica, recursos que nuestro país dispone en forma abundante.

A su vez, el Director de ACERA, señor Rodrigo García, expresó que las proyecciones de la Comisión Nacional de Energía (CNE) esperan una tarifa eléctrica del orden de los US\$ 60 MW hora (MWh) a partir de fines de 2010, cuando entren las nuevas generadoras actualmente en fase de proyecto. Afirmó que, si se agrega un 10%, equivalente a ingreso por potencia, y un 15%, de retribución por bonos de carbono, teniendo presente el riesgo de que el Protocolo de Kyoto termina el 2012, el ingreso total podría llegar a US\$ 75 MWh.

Opinó que esa tarifa es casi suficiente para los proyectos mini-hidráulicos, pero no para los proyectos eólicos, que requieren de un precio mínimo garantizado (sin inseguridades de mercado) de alrededor de US\$ 100 MWh, sin perjuicio de otras tecnologías ERNC que requieren de mayores tarifas aún. Por ello, sugirió que el cargo suba de 0,4 UTM a 1,0 UTM, por MWh, a fin de disminuir el riesgo del inversionista eólico, que descartaría Chile pues en otros países recibe al menos esa tarifa y además garantizada, y también para permitir el acceso de otras tecnologías que permitan diversificar la matriz.

Advirtió que debido a la estructura del proyecto de ley, que en un mercado muy concentrado, entrega a los generadores convencionales la obligación de generar o contratar la generación con ERNC, so pena de pagar un cargo, se generan algunos peligros.

El primero, que por razones comerciales, exista la tentación de pagar un cargo no muy significativo y no contratar o generar la cuota ERNC que corresponde. Añadió que esto es perfectamente factible si se piensa que el costo del cargo puede ser transferido a los clientes finales incluyéndolo en los precios licitados.

Un segundo riesgo, dice relación con que el generador convencional negocie con el generador ERNC un precio inferior al cargo establecido, amenazando con pagar la multa si no obtiene la rebaja. Indicó que de esta forma se perjudicaría al inversionista ERNC, que no recibiría la tarifa proyectada cuando decidió la inversión, desincentivando así nuevas inversiones.

Por ultimo, señaló que el pago del cargo tenga el concepto de pago por atraso en el cumplimiento de la cuota de ERNC, cuota que igualmente deberá ser cumplida, con atraso, y que debe ser sumada a la cuota correspondiente al período siguiente. Explicó que ello evitaría que las empresas de generación convencional, pagando los cargos, dejaran de cumplir durante muchos años con el objetivo de la ley, dado que el proyecto actual contempla solamente el pago de 0,6 UTM para los reincidentes, pago que podría prolongarse indefinidamente sin generar ni un solo MWh con ERNC. Aclaró que si la obligación permanece, la ley aseguraría que la cuota planificada se cumpla, y no se corre el riesgo de que los clientes terminen pagando más por energía convencional.

A continuación, el Gerente General de la Asociación de Empresas Eléctricas A.G., señor Rodrigo Castillo, señaló que su Asociación opina que, si bien el proyecto de ley en análisis resulta mejor enfocado que la legislación actualmente vigente y tiene la aptitud potencial de generar un mayor incentivo a la generación de energía a través de fuentes renovables no convencionales, le asisten dudas acerca de la oportunidad de la modificación legal. Afirmó que podría influir negativamente en el precio y la disponibilidad de la energía en los procesos de licitación actualmente en curso. Añadió que, si bien es cierto, esta eventual alza estaría acotada a un máximo dado por el valor de las multas por incumplimiento de las obligaciones de acreditación, introduce una componente adicional de incertidumbre al proceso de licitaciones de suministro de las distribuidoras.

Expresó que el actual proyecto de ley podría tener consecuencias tanto a nivel de precios como a nivel de agentes que participan en el mercado, ya que, en primer término, impone un subsidio directo desde las tecnologías convencionales a las ERNC, lo cual producirá un aumento en las tarifas finales, ya que los generadores traspasarán a los clientes libres y regulados los mayores costos derivados por la obligación de acreditar que el 5% (8%) de sus retiros provienen de fuentes de ERNC, y, en segundo lugar, crea barreras de entrada a nuevos agentes al mercado, ya que los actuales generadores no tienen ninguna restricción para obtener la ERNC que deben acreditar y tienen los mismos incentivos para desarrollar fuentes de ERNC.

No obstante las dudas planteadas, enfatizó que su Asociación formalmente apoya la promulgación de este proyecto de ley, con las siguientes indicaciones: mantener en 5% la exigencia de acreditación de energía ERNC para los retiros que hacen los generadores, y establecer un mecanismo que elimine las barreras de entrada al mercado ERNC, de manera de que no sólo participen filiales de las actuales empresas de generación.

Destacó que en los países europeos, por ejemplo, en Alemania, se establecieron cuotas y tarifas especiales para fomentar el desarrollo de estas nuevas tecnologías, básicamente por los problemas de contaminación que tenían. Agregó, a vía ejemplar, que nuestro país sólo representa el 0,3% de las emisiones de gases invernadero.

Por último, reiteró los eventuales efectos en los costos que tendrían los usuarios, de aplicarse estas fuentes de ERNC.

Luego, el Gerente General de Pacific Hydro, señor José Antonio Valdés, manifestó que el límite impuesto a las centrales hidroeléctricas (20 MW) para ser elegibles como centrales ERNC, produce distorsiones económicas en el mercado de generación. Explicó que dicho porcentaje produce un importante estímulo para desarrollar proyectos de centrales hidroeléctricas de hasta 20 MW, desincentivando el desarrollo de proyectos que podrían aportar un mayor nivel de energía limpia, desperdiciándose el potencial energético de importantes recursos hídricos disponibles.

Indicó que, para determinar las consecuencias económicas de la imposición de este límite en el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de pasada, realizaron un análisis de evaluación financiera para proyectos hidroeléctricos de pasada de distintos tamaños, entre 10 y 106 MW de capacidad¹.

Explico que, para tal efecto, calcularon los valores de tasa interna de retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN) para proyectos de distinto tamaño en una misma cuenca hidrográfica, utilizando los datos de hidrología, inversiones y precios reales obtenidos de los estudios y licitaciones efectuadas directamente por Pacific Hydro durante los últimos años. Además, indicó que estimaron el valor actual de la multa que comprende la ley en US\$ 27 MWh, teniendo presente que la multa asciende a 0,4 UTM a una tasa de cambio de \$ 500 por dólar.

Con respecto a los valores de inversión, manifestó que aplicaron un factor de economías de escala, para reflejar el aumento en la inversión unitaria de los proyectos de menor tamaño. Añadió que dicha

¹

Capacidad instalada	MW	106	90	80	70	60	50	40	30	20	10
Factor de planta	%	60%	63%	66%	70%	76%	81%	87%	92%	95%	95%
Producción de energía	GWh/año	557	497	463	429	399	355	305	242	166	83
Inversión unitaria	millones US\$/MW	1,9	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,3	2,3	2,3	2,3
Inversión total	veces proyecto 20 MW	4,4	3,7	3,3	3,0	2,7	2,3	2,0	1,5	1,0	0,5
Incentivo ERNC	US\$/MWh	0	0	0	0	0	0	0	0	27	27
TIR	% respecto proy. 20 MW	68,6%	71,0%	73,1%	73,2%	74,2%	77,2%	75,9%	78,6%	100,0%	97,9%
VAN	veces proyecto 20 MW	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,0	0,8	1,0	0,5

economía de escala corresponde a un 17% de menor inversión en un proyecto de mayor escala, por ejemplo, un proyecto de más de 80 MW de potencia instalada, resulta más económico en términos de la inversión unitaria que un proyecto de menor escala, proyectos de hasta 40 MW de potencia instalada.

Señaló que, en términos de la TIR, el proyecto más rentable es el de 20 MW, gracias a que puede acogerse al beneficio de la ley de incentivo a las ERNC. Añadió que, sin embargo, los proyectos de 30 y 40 MW, presentan menores valores de TIR y de VAN que el proyecto de 20 MW. Por lo tanto, todos aquellos proyectos con un potencial de entre 21 y 40 MW, dadas las actuales condiciones de la nueva ley, no serán realizados de acuerdo a su tamaño potencial, sino que serán construidos de 20 MW para poder capturar el incentivo ERNC. Por tanto, opinó que se desaprovechará parte importante del potencial hidroeléctrico de dichos proyectos. Respecto de los proyectos de entre 41 y 70 MW, ellos están en una “zona de revisión”, debido a que el aumento en el VAN es considerablemente menor al aumento en el valor de la inversión requerida para el proyecto. Por ende, ciertos inversionistas podrían decidir desaprovechar el potencial total de la cuenca, disminuyendo el tamaño del proyecto hasta 20 MW, con una enorme pérdida de recursos energéticos renovables para el país. Finalmente, los proyectos de más de 70 MW probablemente terminarán siendo ejecutados porque permiten capturar un mayor valor presente para el inversionista al aprovechar las economías de escala que les proporciona su tamaño.

Planteó que analizaron una alternativa para solucionar la citada distorsión económica. Ella consiste en que los proyectos mayores de 20 MW y que correspondan a centrales hidroeléctricas de pasada, sólo podrán reconocer los primeros 20 MW de capacidad de la central como ERNC. De esa forma la distorsión ya no se verifica, pues a mayor tamaño cada proyecto entrega mayor VAN que el anteriormente más pequeño, lo que permite que los proyectos superiores a 20 MW sean realizados de acuerdo a su tamaño óptimo de diseño y, por ende, no ser diseñados a un tamaño menor, lo que permite aprovechar el real potencial hídrico de las cuencas.

Explicó que, como consecuencia de lo anterior, debe definirse lo que se entiende por centrales de pasada. Agregó que, para tal fin, proponen utilizar la definición internacional más aceptada, cual es la del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) para proyectos de pasada, que les permite transar bonos de carbono en el mercado europeo.

Indicó que, según dicha definición, una central es de pasada, y por lo que es elegible para proyectos MDL, cuando tiene un volumen de embalse menor a 3 millones de m³ y posee una altura de muro en bocatoma o embalse menor a 15 metros.

Luego, manifestó que un segundo problema dice relación con la duración del incentivo a las ERNC.

Señaló que el actual proyecto en trámite no considera un límite de años durante los cuales una central generadora ERNC percibe el incentivo de la ley. Añadió que, de esta forma, al recibir un incentivo por un tiempo indefinido, se producen a futuro ciertas distorsiones al mercado, ya que se impide que nuevos proyectos puedan utilizar este beneficio, ya que los primeros proyectos, ya rentabilizados por el beneficio, mantendrán para sí una cuota permanente del mercado de ERNC, desincentivando la entrada de nuevos proyectos con esas características.

Por ello, formuló una propuesta para evitar la distorsión de mercado anteriormente señalada, que consiste en que el derecho a percibir el incentivo, por ser un proyecto de ERNC, tenga un plazo acotado de 15 años una vez puesto en servicio el proyecto. Explicó que la idea es utilizar la misma cantidad de recursos para apoyar a las ERNC, pero distribuido en un mayor número de proyectos en el tiempo. Agregó que, de esta forma, cada proyecto utiliza el incentivo durante el tiempo que lo requiere para ser rentable y después de ello el beneficio queda liberado para nuevos proyectos, estimulándose de esta forma el desarrollo de éstos.

Seguidamente, el Gerente de Planificación y Desarrollo de Metrogas, señor Gonzalo Palacios, señaló que el proyecto de ley considera como ERNC, entre otras, al biogás, al estar incluido en la definición de biomasa.

Explicó que el proyecto obliga a las distribuidoras a acreditar que han retirado entre un 5% a 8% de ERNC de las generadoras, situación que incentiva al uso del biogás en la generación eléctrica, en desmedro de otros usos.

Agregó que, sin embargo, el biogás tiene usos energéticos alternativos al eléctrico, tales como: empleo directo en industrias y sustituto del gas natural una vez purificado, biometano.

Por su parte, el Gerente de Grandes Clientes de Metrogas, señor Ian Nelson, manifestó que, actualmente, el biogás que se produce en rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de agua es venteado, es decir, se libera al ambiente, o captado y quemado a la atmósfera.

Advirtió que esa energía primaria, producida íntegramente en territorio nacional, hoy es desaprovechada, no obstante, el potencial que existe en proyectos cercanos a Santiago, los cuales tienen importantes volúmenes de biogás que equivalen al 35% de la demanda residencial de la Región Metropolitana. Agregó que también hay un potencial significativo en regiones.

Explicó que, como consecuencia de la crisis del gas, desde mediados del año 2005, Metrogas ha firmado acuerdos de entendimiento con rellenos sanitarios y plantas de tratamiento para el uso de biogás, invirtiendo importantes recursos en estudios y desarrollo de tecnologías. Añadió que existen distintos grados de avance en las conversaciones con cada uno de los productores de biogás.

Destacó que, para tal efecto, su empresa gestionó exitosamente la generación y aprobación de la nueva metodología para el Mecanismo de Desarrollo Limpio del Protocolo de Kyoto, que permite vender créditos de carbono por el hecho de purificar el biogás para inyectarlo a la red.

Sin embargo, indicó que la iniciativa legal en trámite retrasó los cierres de las negociaciones de dichos proyectos, con la excepción de la planta de La Farfana de Aguas Andinas.

Explicó que el proyecto La Farfana reportará grandes beneficios a la comunidad, pues el biogás desplazará principalmente propano o gas natural de Argentina (2008-2009) y a futuro Gas Natural Licuado (GNL), por un volumen anual equivalente a gas natural de 14 millones de m³, lo que representa el 4,4% de la demanda residencial-comercial de Metrogas, y que permitirá abastecer a cerca de 35.000 clientes de gas de ciudad.

Agregó que el proyecto involucra inversiones de unos 5 millones de dólares y estará operativo en julio 2008.

Luego, se refirió a las ventajas del biogás para uso térmico, entre ellas mencionó: la eficiencia energética, ya que la eficiencia de los motores para generación eléctrica son menores a los que se pueden obtener con el uso del biometano; uso de energía local renovable, pues al dejar de ventear el biogás, y utilizarlo para fines térmicos, se está desplazando combustibles fósiles; reducción de gases de efecto invernadero (CO₂), por efecto de desplazar combustibles fósiles como diesel, fuel oil y gas natural; menor contaminación local respecto a quemar biogás, pues el biogás purificado a calidad gas natural reduce en 30% las emisiones NO_x (óxido de nitrógeno) y en 70% el material particulado (MP) de las fuentes fijas, en contraposición a su uso en generación eléctrica, en motores con biogás, donde aumentan los NO_x en 160% y el MP en 130%. Por último, explicó que es muy relevante en zonas saturadas, como la Región Metropolitana, donde existen pocas medidas concretas y efectivas para disminuir las emisiones.

En cuanto a los efectos de la iniciativa legal en trámite respecto al uso de biogás, manifestó que desincentiva proyectos de

uso de biogás para usos térmico, pues favorece a proyectos de generación eléctrica. Además, en el caso puntual del biogás, beneficiará a unos pocos, en desmedro de los eventuales mayores precios que pagarán los consumidores eléctricos.

Asimismo, indicó que retrasa la ejecución de proyectos de biogás en negociación que permitirían sustituir gas natural argentino y a futuro GNL. Añadió que los proyectos de generación eléctrica en rellenos con captación de biogás son rentables sin necesidad de incentivos adicionales como los que establece el proyecto de ley.

Advirtió que el proyecto en estudio no toma en cuenta las externalidades ambientales negativas de las alternativas de uso del biogás.

Por ello, con el fin de generar igualdad de condiciones para los diferentes usos del biogás como ERNC, propuso dos opciones: la primera, exceptuar el biogás de rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de agua del proyecto ley de ERNC actualmente en trámite, o, la segunda, crear un incentivo para el uso del biogás como energía térmica equivalente al que generaría el proyecto de ERNC por el uso de biogás en generación eléctrica.

El Honorable Senador señor Horvath señaló que, según expresó la Comisión Nacional de Energía, el efecto en los precios sería poco relevante.

Con respecto a las centrales de pasada, expresó que un aspecto para construir la definición de ellas dice relación con el caudal que tiene el río.

Finalmente, resaltó que las mayores dificultades que enfrentan las centrales medianas o pequeñas en su construcción, tienen que ver con problemas de carácter administrativo, por ejemplo, los atrasos que se producen en la Dirección General de Aguas.

Por su parte, el señor Castillo cuestionó el porqué sólo se incentiva el biogás para electricidad, en desmedro de otras alternativas.

A su vez, el señor Santana no compartió la argumentación del señor Castillo, en orden a que las ERNC necesitan de incentivos. Enfatizó que el diagnóstico de la CNE es que existen barreras que dificultan la entrada de estas nuevas tecnologías, las cuales el proyecto persigue remover.

En la sesión posterior, la Directora del Programa Chile Sustentable, señora Sara Larraín, señaló que nuestro país enfrenta grandes desafíos energéticos, por lo que requiere urgentemente diversificar las fuentes y aumentar la seguridad de suministro del sistema eléctrico. Añadió que si no se realizan acciones concretas para mejorar la seguridad del abastecimiento, se enfrentará una mayor estrechez del sistema eléctrico, con un fuerte impacto en la economía nacional.

Afirmó que una de las respuestas es actuar a la brevedad, dando un impulso a la diversificación energética en base a recursos nacionales y limpios en los próximos 5 a 10 años, de manera de consolidar una matriz orientada hacia la seguridad y sustentabilidad del sistema, a más tardar hacia el año 2020.

Expresó que, si bien el Gobierno avanzó en remover barreras regulatorias para el desarrollo de las ERNC, es necesario generar mecanismos de incentivo para promover un ingreso sostenido de las ERNC al sistema eléctrico, tal como lo ha hecho el Estado en el desarrollo minero, energético, forestal y agro-exportador en el pasado.

Indicó que dado que las ERNC tienen un bajo costo de operación pero un alto costo de inversión, cualquier apoyo al financiamiento resulta eficaz. Agregó que, entre estos apoyos, los prioritarios son: introducir metas de inserción de ERNC en la matriz y establecer incentivos a la inversión o tarifarios que reduzcan el riesgo de las inversiones en estas nuevas tecnologías.

Agregó que en ese espíritu se presentaron dos mociones parlamentarias en julio de 2006, razón por la cual el Ejecutivo envió el proyecto en estudio.

Explicó que el proyecto no es una respuesta al contenido de las mociones parlamentarias del año 2006, pues ellas incluían mecanismos de apoyo a las ERNC a través de la opción tarifaria, ya que proponían elevar el precio promedio de licitación para estas energías. Aclaró que el proyecto del Ejecutivo no incluye apoyo a la inversión ni pago adicional para las ERNC, además, no incluye mecanismos de promoción, sino que perfecciona la ley corta II en lo referido al suministro obligatorio de 5% de ERNC, vinculando su incumplimiento al pago de una multa y acotando dicha obligación a 20 años.

En cuanto a los beneficios del proyecto en estudio, manifestó que mejora las definiciones sobre las ERNC establecidas en la ley corta I, ampliando la potencia de los proyectos geotérmicos y eólicos. Además, extiende la obligación de suministrar 5% de ERNC, para las empresas generadoras que suministran a clientes libres, pues antes era obligatorio únicamente para los clientes regulados.

Asimismo, indicó que establece una multa de 0,6 UTM por MWh a las empresas que no suministren dicho porcentaje a partir del año 2010. Al respecto, opinó que dicha multa es baja, y no genera el incentivo de cumplir el 5% de suministro de ERNC, por lo que las empresas podrían preferir pagar las multas.

Sin embargo, manifestó que no premia, vía precio, la ERNC inyectada al sistema y que el monto de las multas no va a un fondo especial para apoyar las ERNC, sino que se prorratea entre los clientes.

Finalmente, en cuanto a las recomendaciones que presenta al proyecto, estimó necesario aumentar la multa de 0,6 UTM a 1 UTM, de modo de estimular que se suministre verdaderamente el 5% de ERNC, y destinar los recursos recaudados a un fondo especial para promover las ERNC.

Consideró que la meta estática de 5%, para 5 años, es muy restringida. Por ello, recomendó introducir en el artículo transitorio un aumento gradual de 1% anual a partir del año 2011, hasta llegar a un 10% obligatorio en 2015 y a un 18% en 2024.

También solicitó establecer un fondo concursable de apoyo a la inversión, para generadores pequeños, en un monto equivalente a los precios de generación de cada ERNC. Añadió que el referido fondo ayudaría a concretar la cartera de proyectos y apoyaría las líneas de conexión a la red.

Señaló que una posible fórmula de incentivo a la inversión consiste en la postulación de los proyectos en base a ERNC a un fondo que se asigna a proyectos específicos. Aclaró que una vez agotado el monto del fondo establecido para cada año, no se asignan incentivos a nuevos proyectos. Destacó que este sistema tiene la ventaja de que el monto de recursos comprometidos es conocido a priori, y es semejante a otros incentivos actualmente vigentes en Chile, como los fondos existentes en la ley de riego; en el decreto con fuerza de ley N° 235, sobre recuperación de suelos degradados, y en el decreto con fuerza de ley, relativo a forestación.

Explicó que este fondo de apoyo a la inversión debería disponer de 150 millones de dólares, para incentivar proyectos de generación eólica e hidráulica. A vía ejemplar, mencionó que si se distribuyeran 100 millones para eólica y 50 millones para mini-hidráulica, se lograría instalar una potencia de 166,7 MW eólicos y 166,7 MW hidráulicos, lo que da un total de alrededor de 333 MW anuales. En su opinión, en ese escenario se empezaría a diversificar la matriz.

Advirtió que los mecanismos de apoyo a la inversión deben quedar establecidos en la ley, a fin de que no dependan de la política fiscal de los gobiernos de turno, pues esto último dificulta la planificación de una diversificación y descontaminación de la matriz eléctrica en el mediano y largo plazo.

Por último, en cuanto a los costos del citado mecanismo de apoyo, expresó que se puede financiar creando sinergias entre los mecanismos existentes: fondo concurso preinversión CORFO-CNE; convenio cooperación alemana, 8 millones de euros no reembolsables para implementar proyectos ERNC y 45 millones euros reembolsables; créditos blandos, vía tasas preferentes de CORFO; convenio con la Comisión Nacional de Riego, para fomentar proyectos ERNC; programa de atracción de inversiones en ERNC de CORFO; fondo para desarrollo de geotermia, y acuerdos de producción limpia.

El Honorable Senador señor Núñez preguntó a cuánto ascienden los recursos destinados al fondo para desarrollo de geotermia.

El señor Santana contestó que alcanza a 1 millón de dólares, para tres años.

Seguidamente, el Analista del Instituto Libertad y Desarrollo, señor Rodrigo Delaveau, indicó que actualmente el 2,4% del sistema eléctrico chileno se abastece con energía generada con ERNC, lo que supone un total de 285,7 MW.

Expresó que el programa del actual Gobierno tiene como meta incentivar la generación en base a energías renovables no convencionales, de tal manera que el 15% del nuevo suministro provenga de estas fuentes.

Indicó que el actual mecanismo de fomento de ERNC exime del pago del peaje troncal a las fuentes de ERNC, total para centrales menores de 9 MW y parcial para centrales de entre 9 y 20 MW. Además, los distribuidores tienen la obligación de conectar las centrales de cualquier tipo de menos de 9 MW, quienes, a su vez, tienen derecho a vender al CDEC a precio estabilizado, lo que disminuye el riesgo de volatilidad en los precios de estas energías.

También refirió que la ley corta II reservó un 5% de la demanda licitada por las distribuidoras para clientes regulados a las ERNC, al precio que resulte de la licitación respectiva. Añadió que existe un programa CORFO-CNE para subsidiar la investigación y los estudios de proyectos en esta categoría.

Destacó que lo anterior ha posibilitado el desarrollo de varios proyectos generados con mini hidráulica, biomasa y eólica.

En cuanto a si son competitivas las ERNC, señaló que pueden serlo, pues hay anunciados proyectos por más de 400 MW. Añadió que la promoción, en su justa medida de las ERNC, es positiva, ya que producen una baja contaminación; una menor emisión de CO₂, que en el caso de Chile es pequeño, porque representa menos de un 0,5% del consumo mundial de energía, y permite desarrollos a pequeña escala. Sin embargo, indicó que a pesar de las ventajas enunciadas de las ERNC, ellas no lograrán diversificar nuestra matriz energética en gran escala. Al respecto, estimó que sólo alrededor de 500 MW de ERNC entrarían a futuro.

Luego, se refirió al proyecto de ley en estudio. Señaló que es discutible el límite que se impone a lo que se considera como ERNC dentro de las centrales mini hidráulicas.

También manifestó que la obligación que se impone a los generadores de demostrar que un 5% de su generación proviene de fuentes renovables, ya sea porque la han comprado a terceros, o porque la han generado ellos mismos, no obliga a que ellos liciten esa compra en el primer caso.

Advirtió, además, que siempre que se imponen obligaciones en la ley por un tiempo determinado, ese plazo termina ampliándose por presión de los grupos de interés.

Asimismo, observó que la obligación establecida en el proyecto de ley es, a su juicio, errónea, por cuanto se subsidia la generación de ERNC a través de la obligación de compra de este tipo de energía. Añadió que esta medida, en principio inofensiva, genera un mayor costo, el cual pagaran todos los consumidores. Evocó que la ley corta II le da espacio a este tipo de generación para entrar al sistema, pero al precio que resulte de las licitaciones. Sobre lo anterior, recordó las declaraciones del ex Ministro Rodríguez Grossi, quien señaló que el impacto en las cuentas de luz podría ser del orden de entre 1 y 2%.

Señaló que la obligación de componer la oferta de generación con un porcentaje de ERNC interfiere el desarrollo competitivo de dicho mercado y que podría transformarse en un ejemplo negativo para otros sectores de la economía.

Reiteró que nada asegura que el 5% u 8% se mantendrá, pues discrecionalmente se puede subir a 10% o más aún.

Reconoció que la ley actual genera una incertidumbre: si lograrán las distribuidoras completar el 5% de ERNC al precio que resulta de la licitación. Al respecto, afirmó que dicha inseguridad desaparece con este proyecto de ley.

A continuación, se expuso sobre los principales problemas que advierte en el proyecto.

El primero, dice relación con el límite de generación ya mencionado. Sobre este tema, señaló que no es bueno establecer un límite para definir lo que se entiende por ERNC hidráulica, ya que ello incentivaría la construcción de centrales de un tamaño de 20 MW y desincentiva la construcción de centrales hidroeléctricas de 30, 40, y hasta 100 MW.

Informó que, además, esto beneficia a los inversionistas más grandes, los que estarán dispuestos a construir centrales de más de 100 ó 150 MW, y desincentivará a los pequeños y medianos que, pudiendo construir centrales de más de 20 MW, no lo van a hacer por el efecto negativo que genera el límite en la decisión de inversión.

Para corregir la mencionada falencia propuso tres posibles soluciones: la primera, que se otorgue el beneficio a los primeros 20 MW de una central hidroeléctrica de pasada, siempre que cumpla con los requisitos para ser definida como tal; la segunda, definir central hidroeléctrica de pasada como ERNC considerando los requisitos que se exigen para obtener bonos de carbono, esto es, que el volumen del embalse sea menor a 3 millones de m³ y que la altura de muro en bocatoma o en el embalse sea menor a 15 metros; la tercera, es que el incentivo se dé por los primeros 15 años de un proyecto, que es el tiempo necesario para amortizarlo, ello permitiría disponer de esos recursos para nuevos proyectos de ERNC.

Luego, señaló que el segundo problema se encuentra en el anteriormente citado límite de 5 a 8% que se establece. Al respecto, reiteró que la obligación de componer la oferta de generación con un porcentaje de ERNC interfiere el desarrollo competitivo del mercado de generación. Añadió que es un límite enteramente discrecional y no tiene necesariamente una base científica. Agregó que en realidad se trata de un subsidio encubierto, ya que no se internalizan, o peor aún, simplemente no se sabe cuanto le cuesta a los chilenos tener este tipo de energías, tema particularmente sensible para las familias mas modestas.

Sobre este punto, formuló dos propuestas de solución: la primera, que los generadores estén obligados a licitar el 5% (u 8%) de ERNC siempre que no lo generen con recursos propios, ello permite y asegura un menor precio de compra, la segunda, es una opción alternativa

a la del porcentaje, consiste en crear un fondo concursable, destinado a incentivar el desarrollo de las ERNC.

Planteó que como alternativa de solución es mejor, pues logra los mismos objetivos: diversificación y seguridad de suministro y, adicionalmente, como se trata de un subsidio directo del Estado, no distorsiona las señales de precio ni encarece el bien artificialmente a los consumidores. Añadió que este fondo es más transparente, ya que todo el país podrá saber y conocer cuánto se gasta en incentivar este tipo de energía.

Finalmente, destacó que la clave está en que sea concursable y que se asigne a quien pida menos subsidio, de manera de no malgastar recursos públicos. Agregó que, para garantizar el compromiso de ejecución del proyecto, los fondos deberán asignarse sujetos al cumplimiento de ciertas etapas de desarrollo del proyecto.

Enseguida, el Gerente General de Acciona Energía Chile S.A., señor Alfredo Solar, estimó que la obligación de las empresas eléctricas de acreditar que un 5% de la energía que comercialicen se haya generado con ERNC para el año 2010, llegando a 8% en 2024, es adecuada para empezar. Sin embargo, consideró que es poco ambiciosa, si se tiene en cuenta el inmenso potencial que tiene Chile en recursos para generar ERNC. Por tanto, pidió partir con una obligación para el año 2010 de 5%, la cual debería incrementarse progresivamente a razón de 1% anual, para llegar a un tope de 20% el año 2025.

En relación a las multas de 0,4 UTM por MWh de incumplimiento y 0,6 UTM, por incumplimiento reiterado, opinó que ellas son insuficientes para crear un estímulo real a la generación de ERNC. Al respecto, solicitó que ellas suban a 0,8 UTM, en el caso de incumplimiento, y 1,0 UTM, para reincidentes.

Además, señaló que las empresas que paguen multa por incumplimiento deben ser obligadas a acumular para el periodo siguiente el suministro de ERNC no aportado. Es decir, el pago de la multa no debiera eximir a la generadora de la obligación de cumplir con el suministro de ERNC establecido en la ley.

Indicó que la ley define como medio de generación renovable no convencional aquellos cuya fuente de energía sea hidráulica y cuya potencia máxima sea de 20 MW. Sobre lo anterior, expresó que esta definición debe obedecer a la naturaleza de la central y no a su tamaño, y que se deben considerar como renovables todas aquellas centrales de pasada aún cuando superen la potencia máxima de 20 MW.

No obstante, manifestó que, para efectos de acreditar el cumplimiento exigido en la ley, se puede limitar arbitrariamente la potencia. Añadió que, de esta forma, se consigue aprovechar al máximo el potencial de generación hídrico, no limitando el tamaño de un proyecto por restricciones administrativas.

El Honorable Senador señor Orpis adelantó que propondrá, para efectos de estimular la generación con ERNC, que se establezca un porcentaje asegurado y un fondo concursable. Además, solicitó a los representantes de la CNE un estudio sobre el costo del kilowatt hora cuando se llegue al porcentaje que establece la ley.

En el mismo sentido, el Honorable Senador señor Horvath pidió a las autoridades de la CNE una simulación del impacto en los precios, teniendo como parámetros topes de 8% y 20%, el año 2025.

Por su parte, el Honorable Senador señor Núñez insistió en proponer, en relación al límite de las mini hidráulicas, que existan diferentes normas según regiones. También exigió, a los funcionarios de la CNE, mayores antecedentes e informes sobre los costos del kilowatt hora para cada una de las fuentes de generación que establece la ley.

En la siguiente sesión, el Gerente General de ASELEC, señor Pedro Cornejo, manifestó que el power tube es una tecnología galardonada internacionalmente, que consiste en un convertidor seco de alta presión que utiliza como fuente calórica la energía geomagnética. Aclaró que el tubo de potencia genera electricidad geomagnéticamente con el calor de la tierra.

Comentó que esta tecnología posee varias ventajas sobre las actuales fuentes de energía. Desde un punto de vista medioambiental, expresó que genera electricidad sin polución alguna; no causa lluvia ácida; utiliza recursos renovables; no consume recursos naturales, y su impacto visual es mínimo.

Desde una perspectiva económica, afirmó que tiene un mantenimiento mínimo; produce energía eléctrica a bajo costo; es de rápida instalación, y no requiere de ningún hidrocarburo como insumo.

Detalló que el power tube se compone de cinco módulos principales, tiene más de 60 metros de largo, pero sólo 116 centímetros de diámetro y, además, es modular, lo que permite un fácil ensamblaje.

A continuación, explicó el funcionamiento del proceso de conversión del calor geomagnético a electricidad. Al respecto, indicó que el calor de la tierra calienta el material en los tubos de la caldera

convirtiéndolos en gas a presión, el cual pone en rotación a una turbina que esta acoplada a un generador que produce electricidad. Una vez que sale de la turbina, el gas pasa por un sistema de condensación volviéndose líquido. Luego, se envía de nuevo a la caldera y sigue el ciclo.

A manera de ejemplo de la virtudes de este sistema en relación al medioambiente, señaló que un power tube de 10 MW contribuye en un año, en promedio comparado a los métodos actuales de producción de energía, con la eliminación de: la producción de 400 toneladas de contaminantes a la atmósfera; la utilización de 36.000 toneladas de carbón; la utilización de 650 millones BTU de gas natural; el uso de 26.000 m³ de combustibles líquidos. Agregó que produce un mayor estándar de vida proveyendo energía limpia que no contamina el paisaje; no utiliza ningún combustible atómico, no contamina las aguas subterráneas, y no aumenta el calentamiento global ni contribuye a la lluvia ácida.

Afirmó que existiría un gran potencial en nuestro país ya que no encontramos sobre el denominado “Anillo de Fuego”, es decir una de las zonas más calientes del planeta.

Por lo anterior, solicitó incluir el concepto geomagmático dentro de las energías geotérmicas y que las solicitudes de concesiones sean no excluyentes, para tecnologías que no interfieran entre ellas, por ejemplo, la geotérmica con la geomagmática, pues, en su opinión, perfectamente pueden coexistir.

El Honorable Senador señor Horvath preguntó si esta tecnología se encuentra operativa.

El señor Cornejo respondió que existe en bases militares norteamericanas. Agregó que se está construyendo el prototipo comercial. Añadió que les interesaría realizar un proyecto en Isla de Pascua.

A continuación, el Gerente de Desarrollo de la empresa B.Bosch S.A., señor Fernando Araya, señaló que en todo proyecto, a lo menos, se pueden distinguir dos desafíos importantes: el primero, dice relación con la producción del bien o servicio, en este caso, el tipo de generación y la tecnología a utilizar, por ejemplo, para generación mini hidráulica, eólica, biomasa, geotermia, entre otras.

Afirmó que el segundo aspecto, se refiere a los costos de comercialización de ese bien o servicio. Advirtió que sobre este último punto pretende llamar la atención.

Explicó que un proyecto de generación a través de ERNC requiere superar una serie de barreras propias de la tecnología de generación, según su tipo, obtener las autorizaciones medioambientales,

acordar los pagos de servidumbres y la autorización de concesiones, y lograr condiciones y oportunidades preferentes para comercializar la energía, entre otros. A pesar de todo lo anterior, señaló que un proyecto de generación a través de ERNC corre un alto riesgo de no materializarse, por los costos de inversión y de operación que implica la conectividad de ese medio de generación al sistema eléctrico existente.

Expresó, sobre lo anterior, que se deben negociar y establecer acuerdos con las empresas propietarias de los sistemas eléctricos existentes -transmisoras y distribuidoras-, realizar estudios de flujo de cargas, cortocircuitos, requerimientos de transporte, estabilidad transitoria, transientes electromagnéticos, pequeñas perturbaciones, instalación de partida autónoma, estudios y ajustes de protecciones y controles, y estudios de pago de peajes en los sistemas de transmisión troncal, sub-transmisión y distribución.

Enfatizó que, de los análisis detallados anteriormente, el estudio de peajes tiene una singular particularidad en la ley y la normativa vigente, ya que de dichas normas se desprende que los peajes que deben ser remunerados por estos medios de generación son dos: sub-transmisión y transmisión adicional. Este último, sólo en el caso que el medio de generación utilice, para evacuar su generación, una instalación existente, pues en caso contrario, construirá su propia línea para la interconexión al sistema eléctrico respectivo.

Especificó que el problema radica en el pago de peaje en el sistema de sub-transmisión, pues sus altos valores harían inviable la rentabilidad de un proyecto. Aclaró que lo anterior se produce por la inversión en el sentido del flujo eléctrico en el sistema existente.

Manifestó que la probabilidad de que un proyecto tenga que pagar peaje de sub-transmisión es alta, ya que el Sistema Interconectado Central (SIC), tiene más de 19 sub-estaciones de poder cuya capacidad de transformación instalada es inferior a 9 MW y 28 sub-estaciones inferiores a 20 MW. Expresó que si la generadora ERNC tiene una capacidad mayor que la de la sub-estación de transformación, el flujo se invierte.

Indicó que una baja rentabilidad de un proyecto puede ser asimilada por las grandes empresas de generación, que descontarán los flujos del proyecto a tasas significativamente inferiores a los que lo haría un nuevo inversionista que desea entrar al negocio de la generación a través de ERNC, creando el consiguiente desincentivo para el nuevo actor.

Por todo lo expuesto, planteó, como una manera de solucionar el problema, dar al pago de peaje en sub-transmisión, el mismo

tratamiento que se da al pago de peaje en el sistema de transmisión troncal. Es decir, excepción total del pago de peaje en sub-transmisión, para medios de generación inferiores a 9 MW, y pago de peaje proporcional, para medios de generación mayores a 9 MW y menores a 20 MW.

Aclaró que la empresa dueña de las instalaciones de sub-transmisión seguirá percibiendo remuneración por sus instalaciones, la que será pagado por quienes hacen retiros desde el respectivo sistema.

Enseguida, hizo uso de la palabra el Gerente de Regulación y Negocios de AES Gener, señor Juan Inostroza, quien expresó que la opinión de la empresa que representa tiene como objetivo contribuir a que un proyecto de este tipo promueva eficientemente el desarrollo de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales, en un marco acorde con la actual legislación y realidad chilena.

Manifestó que a partir de la denominada ley corta I, del año 2004, se han venido otorgando importantes incentivos al desarrollo de las ERNC. En efecto, añadió que dicha ley otorgó exenciones totales o parciales en el pago por uso del sistema de transmisión de alta tensión para este tipo de energías. Explicó que, si se considera la existencia de fuentes de ERNC que abastezcan un 8% de la demanda, este beneficio representa un valor presente de hasta 91 millones de dólares, teniendo presente que el 8% se completara sólo con centrales de tamaño inferior a 9 MW. Añadió que la ley corta II, de 2005, contempló reservar un 5% de la demanda licitada por las distribuidoras para clientes regulados, para ser abastecidos por ERNC al precio que resulte de la licitación respectiva.

Agregó que dentro de las ayudas hay que tener en cuenta el programa CORFO-CNE, que tiene como objetivo la entrega de subsidios directos para promover la investigación y desarrollo de las ERNC.

Señaló que el actual mapa de ERNC ha variado desde la promulgación de la ley corta II y que existen diversos proyectos ingresados al sistema de impacto ambiental.²

2

Tipo	En operación		En construcción		Aprobados		En Calificación	
	Número de proyectos	MW	Número de proyectos	MW	Número de proyectos	MW	Número de proyectos	MW
Biomasa	1	10	1	10	1	6	1	15
Eólicos	0	0	1	19	1	84	5	173
Hidráulicos	0	0	3	33	7	63	7	70
Total	1	10	5	62	9	153	13	258

Asimismo, detalló que el programa de apoyo a ERNC de CORFO tiene 6 proyectos de biomasa por 6 MW; 11 eólicos por 317 MW; 1 de geotermia por 10 MW, y 25 hidráulicos por 261 MW.

Destacó que esas cifras muestran el auge de este tipo de proyectos en los últimos años. Añadió que ellos representan un 1% de la demanda total actualmente en operación o en construcción y 6% de la demanda total en calificación o aprobados ambientalmente, lo que revela que los proyectos de ERNC que realmente contribuyen al país y que no requieren de nuevos subsidios para su desarrollo, ya están en operación o en vías de construirse. Por ello, agregó que sólo una tecnología requiere de nuevos incentivos, pero no sólo por su costo de inversión sino que también por la volatilidad del recurso, como es el caso de la energía eólica, la cual, en su opinión, tiene sobrecostos que superan a los beneficios.

Por tanto, concluyó que los beneficios actuales ya están empezando a operar y, por ende, no se requieren nuevos incentivos para las ERNC. En todo caso, precisó que si promueven incentivos adicionales, ellos debieran ser dirigidos hacia las ERNC menos volátiles.

Luego, afirmó que un segundo tema a tratar es si el proyecto de ley para ERNC genera los incentivos adecuados. Es decir, si los dirige en forma correcta.

Explicó que lo anterior se origina por el implícito que subyace en el proyecto: en todos los casos la ERNC es capaz de reemplazar la energía convencional, supuesto que es incorrecto cuando la ERNC proviene de fuentes volátiles, dado que requiere respaldo en energía convencional o bien en otras ERNC provenientes de fuentes no volátiles, solución que es extremadamente costosa.

Advirtió que son dos los problemas asociados a la volatilidad: la seguridad y la confiabilidad de suministro.

En relación al problema de la disponibilidad y el respaldo que requiere la ERNC proveniente de fuentes volátiles, señaló que el proyecto de ley, al exigir que un 8% de los retiros deba ser cubierto por ERNC, supone que dicho porcentaje de energía reemplazará completamente a la energía convencional con que se hubiera abastecido dicha demanda. Al respecto, aclaró que cuando las fuentes de energía primaria provienen de un recurso volátil, por ejemplo, una central eólica, en la cual no se conoce cuándo y en qué cantidad se tendrá el viento en cada instante, no es posible cumplir con lo anterior y la ERNC necesitará de un respaldo de tecnologías convencionales en una relación casi de uno a uno, es decir, por cada MW instalado de ERNC se requeriría instalar adicionalmente otro MW de respaldo en energía convencional. Observó que un ejemplo es el parque eólico “Parque Colorado”, que está construyendo la minera Barrick en la

región de Coquimbo, el cual será de 20 MW y formará parte de un complejo que incluye como respaldo a una central termoeléctrica de 32 MW, que funcionará en base a diesel.

Expresó que algunos argumentan que las ERNC no requieren de dicho respaldo, pues, éste ya se encontraría presente en la actual capacidad de reserva del sistema. A este respecto, indicó que la actual capacidad de resguardo adicional ya ha sido incorporada por los propios generadores para así respaldar los contratos que mantienen con sus clientes libres y regulados, para cubrirse en casos de sequías, fallas de centrales o restricciones en el suministro de diesel, de modo que no puede ser considerado para respaldar futuras instalaciones, ello implicaría disminuir la suficiencia del sistema.

Enfatizó que si se quiere mantener inalterada la probabilidad de falla, esto es mantener la suficiencia del sistema, la fuente de energía volátil requiere de respaldo y ello implica un sobre costo de producción de electricidad.

Opinó que el segundo aspecto a considerar es el de la confiabilidad y los problemas operacionales que podría acarrear la volatilidad de la ERNC. Al respecto, señaló que el carácter volátil de la ERNC hace que su disponibilidad sea muy impredecible y, por tanto, difícil de programar por los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), lo que pondría en serios aprietos al SIC.

En consecuencia, afirmó que la ERNC no es un sustituto del resto de las energías y más bien es un complemento, que puede ser usado para reducir el uso de combustible en las centrales convencionales ya existentes, cuando el recurso renovable está disponible, con los consiguientes beneficios de reducción de costos variables y menor emisión a la atmósfera.

Manifestó que un proyecto de ERNC con alta disponibilidad del recurso sería hoy ya rentable y no requiere de subsidios para su construcción. Por ello, si se implementa el proyecto de ley, lo que ocurrirá es que mediante subsidios pagados principalmente por los consumidores, se estará incentivando la instalación de tecnologías que no aportarán ni a la seguridad de suministro del sistema, ni tampoco a la confiabilidad y lo que es peor, no aumentarán el porcentaje de generación renovable, ya que la mayor parte del tiempo estarán operando los respaldos y no la ERNC que supuestamente se vio incentivada con el proyecto de ley.

Mencionó que, además, existen otros incentivos incorrectos presentes en el proyecto. El primero, que al imponer que un porcentaje de la demanda sea abastecida por ERNC, está haciendo dificultoso por no decir imposible, la obtención de créditos por reducción de

emisión de CO₂ para este tipo de proyectos, ya que para obtener dichos créditos los proyectos candidatos deben cumplir con un concepto de “adicionalidad”, esto es, a los proyectos candidatos sólo se les otorga los créditos si demuestran que sin ellos el proyecto no se realizaría.

Subrayó que otro problema es el límite para las minihidráulicas. Consideró que el límite de 20 MW es muy bajo, lo que genera el incentivo perverso a reducir el tamaño de los proyectos hidráulicos, de modo de calificar como ERNC. Indicó que se tendría la paradoja de que pudiendo aprovechar los recursos naturales para producir, por ejemplo, 30 MW, este proyecto incentivaría a reducir ese tamaño de 30 a 20 MW. Por ello, pidió que ese límite fuera de 50 MW.

Seguidamente, planteó que para generar incentivos adicionales a las ERNC, sin distorsionar las señales de mercado y minimizando el sobre costo a los usuarios, no se debe alterar la eficiencia económica, es decir, que los generadores continúen respaldando sus contratos con la tecnología más eficiente para abastecer el suministro. En segundo lugar, que el Estado destine fondos concursables que permitan que los mejores proyectos de ERNC, es decir, los más eficientes y de energía más confiable, sean los que finalmente se instalen en el sistema. Añadió que ello permitirá determinar qué tipo de ERNC es más conveniente que el país promueva, sin comprometer la seguridad de suministro del sistema y sin involucrar costos innecesarios en la producción de electricidad. Adicionalmente, expresó que permitiría que los propietarios de las centrales renovables puedan acceder a créditos de carbono por las emisiones de CO₂ que desplazarán, los cuales podrían servir para financiar parte del fondo concursable.

Concluyó que la incorporación de ERNC no es un elemento indispensable para asegurar el suministro del sistema. Por el contrario, aseveró que, dependiendo de la disponibilidad y volatilidad del recurso primario, de no contar con los respaldos adecuados podría deteriorar de forma significativa la seguridad de abastecimiento del SIC, además de ocasionar importantes sobre costos al sistema.

Sin embargo, manifestó que si se decide incentivar las ERNC, es mejor considerar que el Estado destine fondos concursables al desarrollo de proyectos con estas energías, de modo de permitir que sean las mejores opciones las que sean promovidas.

Finalmente hizo uso de la palabra en representación de SN Power Chile, el señor Jaime García, quien señaló que nuestro país ha dado un paso importante en instalar la discusión respecto de la necesidad de disponer de fuentes alternativas de energía que permitan diversificar la matriz energética, a fin de mitigar el riesgo de suministro del sistema.

En su opinión, existe un consenso general entre los diversos actores de la sociedad, respecto de la necesidad de un marco legal que otorgue señales económicas adecuadas para acelerar el desarrollo de fuentes de energía renovable no convencional, por cuanto éstas tecnologías tienen barreras de entrada al mercado eléctrico, en atención a sus altos costos de inversión y a su variabilidad en la producción de energía, aspectos que limitan su competitividad respecto de tecnologías convencionales de generación eléctrica y que, además, dificultan la adopción de estrategias comerciales orientadas a estabilizar sus ingresos conforme el marco legal vigente.

En consecuencia, reafirmó la necesidad de contar con un instrumento legal que otorgue condiciones adecuadas para el desarrollo de las tecnologías que el proyecto de ley define, no sólo porque se ha visto incrementado el fomento de este tipo de iniciativas en el último tiempo en sistemas eléctricos de países con economías desarrolladas, sino principalmente porque existe el convencimiento que nuestro país tiene aún mucho potencial por desarrollar en este ámbito.

Manifestó que, desde el punto de vista medioambiental y de emisiones, no hay duda de sus beneficios. Bajo esta perspectiva, declaró su apoyo a todo tipo de iniciativas que permitan el desarrollo de este tipo de tecnologías, como el proyecto de ley en estudio.

No obstante, declaró que le preocupan algunos aspectos definidos en el proyecto de ley, por cuanto pueden comprometer el propósito final de esta iniciativa, cual es fomentar el desarrollo de la inversión en ERNC dentro de un contexto de acotada intervención del mercado de la generación eléctrica, que estimule la participación de nuevos generadores y a un costo razonable.

En relación al cargo por incumplimiento y condiciones de mercado, expresó que el proyecto de ley norma la obligación de los generadores, en su rol de comercializadores, de acreditar que una proporción de sus retiros con clientes libres y clientes regulados provenga de fuentes de ERNC, de no cumplir se establece un mecanismo de cargo por un incumplimiento.

Agregó que, bajo dichas reglas del juego, el generador que enfrenta la obligación tiene tres opciones, pudiendo eventualmente darse las tres simultáneamente: desarrollar sus propios proyectos de energía renovable no convencional; establecer una relación comercial con otro generador que disponga de esta energía, por ejemplo un generador nuevo que quiera desarrollar este tipo de proyectos, definiendo precio por cada MWh inyectado de energía ERNC, y pagar el cargo por incumplimiento con beneficio a los clientes finales.

Explicó que la elección de alguna de estas alternativas dependerá directamente del monto del cargo por incumplimiento y cómo este monto se compara con el costo de desarrollo de las tecnologías de energía renovable no convencional. Añadió que si el cargo por incumplimiento es muy bajo entonces el generador que enfrenta la obligación optará por pagar el cargo y, por lo tanto, no se desarrollarán proyectos ERNC. Por otra parte, si el cargo por incumplimiento es muy alto entonces el generador que enfrenta la obligación optará por desarrollar sus propios proyectos ERNC, no permitiendo la participación de nuevos generadores con proyectos renovables eventualmente más eficientes.

En consecuencia, con el propósito de ampliar la gama de tecnologías factibles de desarrollar y de dar señales de eficiencia económica, propuso aumentar el monto del cargo por incumplimiento de 0,4 UTM a 0,6 UTM, y, adicionalmente, establecer que la acreditación de la obligación de un generador resulte de un proceso de licitación público, abierto y competitivo.

Por último, planteó revisar el límite de 20 MW para las centrales mini hidráulicas, sobre la base de análisis que incorporen criterios de rentabilidad económica de proyectos hidroeléctricos genéricos para distintos tamaños, incorporando además el costo asociado a una línea de conexión propia.

A continuación, la Comisión acordó votar en general el proyecto por estimarlo de importancia para el país, dado el actual escenario de crisis energética y de demanda futura.

Puesto en votación el proyecto, fue aprobado en general por la unanimidad de sus miembros presentes, Honorables Senadores señores Horvath, Núñez y Orpis.

- - -

TEXTO DEL PROYECTO

A continuación, se transcribe literalmente el texto del proyecto de ley despachado por la Honorable Cámara de Diputados y que vuestra Comisión de Minería y Energía os propone aprobar, en general:

PROYECTO DE LEY

“Artículo único.- Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del

decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, las siguientes modificaciones:

1) Intercálanse el inciso primero del artículo 79°, entre las expresiones “generación” y “conectados”, las siguientes oraciones: “renovable no convencionales y de las instalaciones de cogeneración eficiente, definidos en las letras aa) y ac) del artículo 225° de esta ley, que se encuentren”, y sustitúyense las oraciones “cuya fuente sea no convencional, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración y otras similares determinadas fundadamente por la Comisión,” por la conjunción “y”.

2) Agrégase, a continuación del artículo 150°, el siguiente artículo 150° bis:

“Artículo 150° bis.- Cada empresa eléctrica que efectúe retiros de energía desde los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 megawatts para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales, deberá acreditar ante la Dirección de Peajes del CDEC respectivo, que una cantidad de energía equivalente al 8% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada a cualquiera de dichos sistemas, por medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados.

La empresa eléctrica podrá también acreditar el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero, mediante inyecciones de energía renovable no convencional realizadas a los sistemas eléctricos durante el año calendario inmediatamente anterior, en la medida que dichas inyecciones no hayan sido acreditadas para el cumplimiento de la obligación que correspondió a ese año.

Cualquier empresa eléctrica que exceda el porcentaje señalado en el inciso primero de inyecciones de energía renovable no convencional dentro del año en que se debe cumplir la obligación, con energía propia o contratada y aunque no hubiese efectuado retiros, podrá convenir el traspaso de sus excedentes a otra empresa eléctrica, los que podrán realizarse incluso entre empresas de diferentes sistemas eléctricos. Una copia autorizada del respectivo convenio deberá entregarse a la Dirección de Peajes del CDEC respectivo para que se imputen tales excedentes en la acreditación que corresponda.

La empresa eléctrica que no acredite el cumplimiento de la obligación a que se refiere este artículo al 1 de marzo siguiente al año calendario correspondiente, deberá pagar un cargo, cuyo monto será de 0,4 UTM por cada megawatt/hora de déficit respecto de su obligación. Si dentro de los tres años siguientes incurriese nuevamente en

incumplimiento de su obligación, el cargo será de 0,6 UTM por cada megawatt/hora de déficit.

Sin perjuicio de lo anterior, cualquier empresa eléctrica deficitaria podrá, con un límite de 50%, postergar hasta en un año la acreditación de la obligación que le corresponda al término de un año calendario, siempre que lo haya comunicado a la Superintendencia antes del 1 de marzo siguiente al año calendario referido.

Las Direcciones de Peajes de los CDEC de los sistemas eléctricos mayores a 200 megawatts deberán coordinarse y llevar un registro público único de las obligaciones, inyecciones y traspasos de energía renovable no convencional de cada empresa eléctrica, así como de toda la información necesaria que permita acreditar el cumplimiento de las obligaciones y la aplicación de las disposiciones contenidas en este artículo.

Los cargos señalados en el inciso cuarto se destinarán a los clientes finales y a los clientes de las distribuidoras cuyos suministros hubieren cumplido la obligación prevista en el inciso primero de este artículo.

Las sumas de dinero que se recauden por estos cargos, se distribuirán a prorrata de la energía consumida por los clientes indicados en el inciso anterior durante el año calendario en que se incumplió la obligación del inciso primero.

La Dirección de Peajes del CDEC respectivo calculará y dispondrá tanto el pago de los cargos que cada empresa deberá abonar para que se destinen a los clientes aludidos en base a los montos recaudados de las empresas que no hubiesen cumplido la obligación, así como las transferencias de dinero a que haya lugar entre ellas. La Superintendencia deberá requerir a la Dirección de Peajes y a las empresas concernidas la información necesaria para fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones que se les impone en este inciso.

Toda controversia que surja en la aplicación del inciso anterior con la Dirección de Peajes del CDEC respectivo promovida por las empresas eléctricas sujetas a la obligación prevista en el inciso primero o por las distribuidoras y clientes finales, será dictaminada por el panel de expertos, organismo que deberá optar por uno de los valores propuestos por quien promueve la discrepancia o por la referida Dirección, entendiéndose que ésta se formaliza en las presentaciones que deberán realizar al panel, en sobre cerrado, dentro de los quince días siguientes al cálculo efectuado por la Dirección de Peajes. Para expedir el dictamen respectivo, el aludido Panel deberá ceñirse al procedimiento aplicable a las discrepancias previstas en el número 11 del artículo 208°.”.

3) Suprímese el inciso quinto del artículo 157°, y

4) Agréganse, en el artículo 225°, a continuación de la letra z), las siguientes letras aa), ab) y ac):

“aa) Medios de generación renovables no convencionales: los que presentan cualquiera de las siguientes características:

1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable de origen vegetal o animal, y que cumplan los requisitos establecidos en el reglamento.

2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.

3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal, la que se obtiene del calor natural de la tierra, que puede ser extraída del vapor, agua, gases, excluidos los hidrocarburos, o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida en forma directa de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, y

7) Otros medios de generación determinados fundadamente por la Comisión, que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento.

ab) Energía renovable no convencional: aquella energía eléctrica generada por medios de generación renovables no convencionales.

ac) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento.”.

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Artículo 1° transitorio.- La obligación contemplada en el artículo 150° bis que esta ley incorpora a la Ley General de Servicios Eléctricos, regirá a contar del 1 de enero del año 2010, y se aplicará a todos los retiros de energía para comercializarla con distribuidoras o con clientes finales cuyos contratos se suscriban a partir del 31 de agosto de 2007.

El cumplimiento de la obligación referida deberá efectuarse con medios de generación renovables no convencionales, propios o contratados, que se hayan interconectado a los sistemas eléctricos con posterioridad al 31 de mayo de 2007.

Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,3% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación el año 2015 deberán cumplir con un 5,3%, los del año 2016 con un 5,6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 8% previsto en el artículo 150° bis.

El aumento progresivo dispuesto en el inciso anterior, no será exigible respecto de los retiros de energía asociados al suministro de empresas concesionarias de servicio público de distribución eléctrica, para satisfacer consumos de clientes regulados, que hubieren iniciado el proceso de licitación que dispone el artículo 131° de la Ley General de Servicios Eléctricos, con anterioridad a la publicación de esta ley.

Artículo 2° transitorio.- La Comisión Nacional de Energía, mediante resolución exenta, establecerá las disposiciones de carácter técnico que sean necesarias para la adecuada implementación de las normas que esta ley introduce a la Ley General de Servicios Eléctricos y para la aplicación de la disposición transitoria precedente.”.

- - -

Acordado en sesiones celebradas los días 17 y 31 de octubre y 7, 14 y 21 de noviembre de 2007, con asistencia de los Honorables Senadores señores Ricardo Núñez Muñoz (Presidente), José Antonio Gómez Urrutia, Antonio Horvath Kiss, Jaime Orpis Bouchon y Adolfo Zaldívar Larraín.

Sala de la Comisión, a 23 de noviembre de 2007.

Julio Cámara Oyarzo
Secretario

RESUMEN EJECUTIVO

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, recaído en el proyecto de ley, en trámite constitucional, que introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos, respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes renovables no convencionales.

(Boletín N° 4.977-08)

I. PRINCIPALES OBJETIVOS DEL PROYECTO PROPUESTO POR LA COMISIÓN: crear condiciones que permitan atraer inversiones en proyectos de energías renovables no convencionales, acelerando el desarrollo del mercado; eliminando las barreras asociadas a la innovación que enfrentan, y generando confianza en el mercado eléctrico respecto de este tipo de tecnología.

II. ACUERDOS: Se aprobó en general por la unanimidad de sus miembros presentes (3x0).

III. ESTRUCTURA DEL PROYECTO APROBADO POR LA COMISIÓN: artículo único y dos artículos transitorios.

IV. NORMAS DE QUÓRUM ESPECIAL: no tiene.

V. URGENCIA: no tiene.

VI. ORIGEN E INICIATIVA: Mensaje de S.E. la Presidenta de la República enviado a la Honorable Cámara de Diputados.

VII. TRÁMITE CONSTITUCIONAL: Segundo.

VIII. APROBACIÓN POR LA CÁMARA DE DIPUTADOS: Aprobado en general y en particular por 78 votos a favor, ninguno en contra y 22 abstenciones.

IX. INICIO TRAMITACIÓN EN EL SENADO: 9 de octubre de 2007.

X. TRÁMITE REGLAMENTARIO: Primer Informe. Pasa a la Sala.

XI. LEYES QUE SE MODIFICAN O QUE SE RELACIONAN CON LA MATERIA: Decreto con fuerza de ley N° 4, de 2007, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos.

Valparaíso, 23 de noviembre de 2007.

Julio Cámara Oyarzo
Secretario