

INFORME DE LA COMISIÓN DE MINERÍA Y ENERGÍA, ACERCA DEL PROYECTO DE LEY QUE PROPICIA LA AMPLIACIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA MEDIANTE FUENTES RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

BOLETÍN N°7.201-08 (S).

HONORABLE CÁMARA:

Vuestra Comisión de Minería y Energía pasa a informaros acerca del proyecto iniciado en una moción de los Honorables Senadores Orpis, Gómez y Horvath y de las señoras Allende y Rincón, en segundo trámite constitucional y primero reglamentario, que propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales. Su urgencia ha sido calificada de “simple”, en todos sus trámites.

El proyecto tiene por objeto alcanzar una meta de generación del 20% para el año 2020, con energías renovables no convencionales.

Constancias reglamentarias.

Para los efectos previstos en el artículo 289 del Reglamento de la Corporación, se hace constar lo siguiente:

Artículos nuevos: No los hay.

Indicaciones aprobadas: Una.

Indicaciones rechazadas: No las hay.

Normas de ley orgánica constitucional o de quórum calificado: No las hay.

Normas que deban ser conocidas por la Comisión de Hacienda: El proyecto no debe ser conocido por la Comisión de Hacienda.

Aprobación en general: El proyecto fue aprobado en general por la unanimidad de los Diputados presentes, señores Bertolino; Carmona; Espinosa, don Marcos; Harboe; Latorre; Lemus; Núñez; Rojas; Vilches y Ward.

Diputado informante: Vilches, don Carlos.

Para el estudio del proyecto de ley, la Comisión contó con la colaboración y asistencia del Ministro de Energía, señor Jorge Bunster Betteley; del Subsecretario de Energía, señor Sergio Del Campo Fayet, de la asesora de la Subsecretaría de Energía, señora Hedy Matthei, del asesor señor Carlos Suazo, del coordinador legislativo, señor Jaime Espínola y del jefe del área de Energías Renovables del Ministerio de Energía, señor Carlos Barría.

Además, participaron invitados por la Comisión, las siguientes personas o empresas:

El Senador señor Jaime Orpis y los asesores de la H. Senadora Rincón, señor Andrés Romero y del H. Senador Orpis, señor Ramón Galáz.

La Directora Ejecutiva de la Fundación Chile Sustentable, señora Sara Larraín.

El Director de Estrategia de la Empresa Abengoa Solar, señor Florian Klein.

Por Pacific Hydro Chile, el Gerente Legal, señor Mauricio Halpern, el Gerente de Desarrollo señor Alfredo Zañartu y la Gerente de Asuntos Corporativos, señora Carolina Pellegrini.

Por la Asociación Chilena de Energías Renovables ACERA A.G., el Director Ejecutivo, señor Carlos Finat, y el Vicepresidente, señor José Ignacio Escobar.

I.- MINUTA DE LOS FUNDAMENTOS DEL PROYECTO.

La moción señala que S.E. el Presidente de la República, espera alcanzar una meta de generación del 20% para el año 2020, a través de las energías renovables no convencionales (ERNC).

Para hacer realidad tal propósito, resulta fundamental modificar el artículo 150° bis, incorporado a la Ley General de Servicios Eléctricos por la ley N° 20.257, a raíz de que dicha norma, establece la obligación de acreditar como energías renovables no convencionales un 10%.

Es por ello, que se indica en la moción, que resulta fundamental aumentar los porcentajes establecidos en dicho cuerpo legal y, adicionalmente, reducir los plazos.

Además, se señala en la iniciativa que difícilmente se alcanzará el porcentaje anunciado del 20% si, en definitiva, no se traduce en una obligación legal, ya que se trata de una meta alta, que no puede estar sujeta a la mera liberalidad de los actores del sector eléctrico.

Por otra parte se plantea, que aparece en la página *web* de la Comisión Nacional de Energía (CNE), actualizada al año 2008, que la capacidad instalada total de los cuatro sistemas eléctricos alcanza a 13.137 MW. De esta capacidad, el 96,3% corresponde a energías convencionales y sólo un 3,4% a energías renovables no convencionales.

Es por tal razón, que se indica que para alcanzar el 20%, se hace indispensable modificar la gradualidad en forma inmediata. Y si no se establece como obligación legal la meta del 20%, ésta sólo será una aspiración programática, sin que se tenga certeza que se pueda cumplir. Además, el llegar a dicha meta implica fuertes inversiones y el desarrollo de una serie de nuevas tecnologías, materias que requieren de certeza jurídica, pues sólo con un marco legal claro es posible lograr el objetivo.

Finalmente se indica que esta iniciativa, amplía las posibilidades de comercializar las energías renovables no convencionales hacia los clientes libres, las compañías distribuidoras de electricidad y localidades rurales para venderlo entre aquellos que deban acreditar la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150° bis.

II.- RESUMEN DEL PROYECTO APROBADO POR EL SENADO.

El proyecto aprobado por el Senado, tiene por objeto lograr que la matriz de generación de nuestro país tenga un mayor componente de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en razón de que éstas son energías más limpias, con alta disponibilidad y a precios mucho más competitivos que hace algunos años. Para ello se basa en tres aspectos fundamentales: mantener la estructura actual de la ley respecto del mecanismo de obligaciones, pero modificando el guarismo de manera tal de

obtener un 20% de ERNC al año 2020; crear un mecanismo de licitaciones competitivas, por tecnologías, en las cuales cada proyecto compite por adjudicarse la licitación a través del precio de energía que presente en el nudo de inyección, y se hace cargo del principal problema de las ERNC, que como tienen fluctuaciones de precios, el mecanismo de licitación estabiliza precios y les permite acceder al financiamiento bancario. Además, los diferenciales que se produzcan, entre el precio *spot* y el precio a pagar al adjudicatario, que podrían ser positivos o negativos, se reliquidan entre los propios generadores convencionales y los generadores ERNC. Es decir, el proyecto se basa en pagar sólo cuando es necesario y no cancelar anticipadamente eventuales sobrecostos.

III.- DISCUSIÓN Y VOTACIÓN EN GENERAL.

El Honorable Senador, señor Jaime Orpis, concurrió invitado por la Comisión y explicó que la iniciativa en estudio, fue aprobada por la unanimidad de los Senadores de la Comisión de Energía del Senado y por la Sala de dicha Corporación, después de un serio y arduo estudio, que incluyó a connotados especialistas en la materia.

Indicó que el proyecto de ley tiene por objetivo dar una mayor seguridad e independencia para el desarrollo eléctrico nacional y fomentar el desarrollo de una matriz eléctrica más limpia y diversificada, además se busca descarbonizar sustancialmente la nueva generación al año 2020 y reducir drásticamente la contaminación local, como también, de la huella de carbono de la economía nacional.

Señaló que para lograr dichos objetivos, la moción pretende acelerar la inserción de las ERNC en la matriz eléctrica, aumentando la obligación establecida para las empresas generadoras en ley N° 20.257, de 10% a 20%, además de adelantar el cumplimiento de dicho objetivo para el año 2020, en vez de 2024.

Agregó que siendo las ERNC competitivas con las fuentes de generación tradicional, actualmente aún enfrentan barreras de comercialización en el mercado eléctrico nacional, dada la escasa competencia existente en el mercado de la generación, producto de su alta concentración, lo cual se requiere mejorar.

Sostuvo que dado el éxito que ha tenido el cumplimiento de la ley 20.257, y principalmente en el desarrollo tecnológico y la disminución de costos que han experimentado las ERNC desde el año 2008, es posible concluir que de acuerdo al análisis técnico desarrollado para una matriz diversa de fuentes ERNC, éstas tendrían un impacto neutral, en términos de costos para los consumidores del SIC y del SING, incluso sin contabilizar en este ejercicio las ganancias obtenidas por menor contaminación, local y global, estabilidad de precios en el corto plazo.

Destacó como principales propuestas del proyecto: que incorpora una meta obligatoria de ERNC de 20% en la matriz para el año 2020, para la nueva energía inyectada por las generadoras; dobla la actual meta de 10% al 2024; establece una gradualidad para el cumplimiento de la obligación del 2% anual, entre 2014 y 2020; se incorporan los sistemas medianos a la obligación de cumplir la meta, como Aysén y Magallanes, ya que actualmente la obligación de contar con ERNC sólo se aplica a los sistemas SING y SIC; se establece que al menos el 50% de la obligación debe realizarse en el SIC o en el SING, de tal manera de cumplir los objetivos del proyecto en los dos sistemas interconectados, sin perder el objetivo de

eficiencia en el desarrollo de los proyectos; se establece que las multas por incumplimiento no liberan del cumplimiento de la cuota, como sucede actualmente; se establece que todos los contratos quedan afectos a la obligación de inyectar ERNC al año 2020, y se introduce una facultad para que el Ministerio de Energía pueda efectuar procesos de licitación bianual para proyectos ERNC, cuya puesta en marcha se estima entre los años 2016 y 2020. Esta herramienta no sustituye la obligación de cuota obligatoria por parte de los generadores.

Concluyó que la energía necesaria que se debe acreditar al año 2020, conforme a lo establecido en la ley N° 20.257, varía entre 17.828 GWh y 19.683 GWh. Conforme a ello, se requeriría licitar durante el período considerado, entre 15.791 GWh y 17.647 GWh. Sin embargo, de las cuatro tecnologías consideradas, la mini hidráulica, la geotérmica y la eólica se consideran tecnologías competitivas, mientras que las plantas solares poseen, actualmente, costos por sobre los precios de mercado.

En tal sentido, la incorporación de este tipo de proyectos hace necesario considerar la capacidad de respaldo para plantas solares y eólicas. Dicha capacidad se estima de entre 570 MW y 740 MW, aproximadamente, y se realizaría con plantas térmicas.

Lo anterior implica que, a partir del Plan de Obras informado por la CNE en 2011, se hace necesario desplazar la generación a carbón por el equivalente a una potencia instalada de entre 840 MW y 890 MW. Conforme a ello, en el SING el impacto muestra un mayor costo, del orden de USD 269,7 millones, equivalente a un 3,44%, mientras que respecto del SIC se puede indicar que éste tiene un impacto bajo, que varía entre -1,4% +0,1%, en las valorización de las inyecciones al sistema.

Coligió que teniendo en cuenta lo anterior y considerando ambos sistemas, el impacto del proyecto de ley se asocia a una variación entre -0,3% y +0,6%, del total aproximado, es decir, el costo asociado esperado en los escenarios con proyecto de ley, se encuentran en torno a USD -106 millones y USD 225 millones, que equivalen a un -0,3% y 0,63% del total.

Destacó finalmente, que dichas proyecciones muestran la tremenda conveniencia para el país de adoptar una ley, que acelere la introducción de las ERNC en la matriz eléctrica.

El asesor de la H. Senadora Rincón, señor Andrés Romero, explicó que en los últimos 30 años, Chile no ha tenido una política energética clara, y que sólo se han hecho esfuerzos esporádicos y puntuales.

Señaló que es muy criticable, que después de doce años, la estructura de la matriz eléctrica de 2011 es idéntica a la de 1999, año marcado por la crisis de la sequía. Eso demuestra que no se ha avanzado prácticamente nada en la definición de una política energética.

Por otra parte, es destacable que el modelo eléctrico chileno fue muy exitoso en sus inicios, lo que le permitió a Chile desarrollar el sector de manera eficiente y en forma sostenida durante 15 años o más. Sin embargo, en la última década el modelo no ha sido capaz de responder a tiempo a todos los desafíos que le ha planteado el sector. En efecto, Chile lleva más de 10 años con un sistema eléctrico que ha presentado permanentemente problemas de oferta, lo que se ha traducido en serios riesgos de seguridad y confiabilidad del sistema, además de los altos precios de la electricidad, sobre todo en los últimos 5 años.

Comentó que el actual Gobierno ha definido lo que se denomina la Estrategia Nacional de Energía (ENE), la que se sustenta en 6 pilares: eficiencia energética, como política pública prioritaria; acelerar la incorporación de Energías Renovables No Convencionales; potenciar las energías renovables tradicionales; un mercado eléctrico mas competitivo; un nuevo enfoque en transmisión, y avanzar en la interconexión eléctrica internacional.

Sostuvo que en este escenario y para lograr mejoras en el sistema, los desafíos están tanto en la matriz de generación futura, como también en temas de transmisión. Para ello ha habido avances, tanto a nivel de Gobierno, con el envío de los proyectos de ley de Concesiones Eléctricas y el que regula la Carretera Eléctrica, como también en el Parlamento, cuya iniciativa principal corresponde al denominado proyecto de ley 20/20, en estudio.

Finalmente planteó, que no es indiferente definir una carretera eléctrica en la que la transmisión vaya por delante de la generación, o al revés. Esta definición marca un punto de inflexión respecto de la competencia versus energías renovables. Además, la interconexión debe estar ligada con el desarrollo de la transmisión, y la institucionalidad del CDEC, para que sea realmente independiente, debe estar en concordancia a los desafíos futuros del sector.

El asesor del H. Senador Orpis, señor Ramón Galaz, señaló que este proyecto pretende lograr que la matriz de generación de nuestro país tenga un mayor componente de ERNC, dada su condición de ser energías más limpias, con alta disponibilidad y a precios mucho más competitivos que hace algunos años. Para ello se basa en tres aspectos fundamentales: mantener la estructura actual de la ley respecto del mecanismo de obligaciones, pero modificando el guarismo de manera tal de obtener un 20% de ERNC al 2020; crear un mecanismo de licitaciones competitivas, por tecnologías, en las cuales cada proyecto compite por adjudicarse la licitación a través del precio de energía que presente en el nudo de inyección, y se hace cargo del principal problema de las ERNC, que como tienen fluctuaciones de precios, el mecanismo de licitación estabiliza precios y les permite acceder al financiamiento bancario. Además, los diferenciales que se produzcan, entre el precio *spot* y el precio a pagar al adjudicatario, que podrían ser positivos o negativos, se reliquidan entre los propios generadores convencionales y los generadores ERNC. Es decir, el proyecto se basa en pagar sólo cuando es necesario y no hacerlo anticipadamente, con eventuales sobrecostos.

Indicó que para sustentar esta iniciativa, la Comisión de Minería y Energía del Senado hizo un detallado estudio en el que se analizaron latamente los impactos que tendría el proyecto, principalmente desde el punto de vista de los costos y requerimientos de capacidad de respaldo del sistema.

Otro aspecto relevante de mencionar es que en el estudio efectuado para el caso del SING, se establece que la participación de las ERNC sólo llegaría a alcanzar un 10%, dado que no cuenta con energía mini-hidráulica, de manera tal, que el saldo restante debería ser aportado íntegramente por generación ERNC proveniente del SIC. Y desde la perspectiva de los requerimientos de respaldo en ese sistema, el impacto de estos 3.700 a 4.400 MW de generación ERNC, implicaba la necesidad de

instalar y operar entre 570 MW y 740 MW de plantas a carbón aproximadamente.

En consecuencia, el proyecto mantiene la estabilidad regulatoria, genera mecanismos de competencia entre generadores ERNC y permite diversificar adecuadamente la matriz, sin aumentar los costos del sistema.

Explicó que lo anterior ha sido corroborado recientemente por un estudio encargado por la GIZ alemana, en el marco de un proyecto de colaboración con el Ministerio de Energía, al Centro de Energía de la Universidad de Chile, denominado “Expansión de largo plazo para distintos escenarios de desarrollo ERNC en el SING”. En dicho estudio, se hace un análisis de las implicancias de una mayor penetración de las ERNC en el SING, considerando diversos escenarios, costos de inversión y operación de diversas tecnologías. Los escenarios analizados fueron: base, combustibles constantes, gas natural, 20/20 energía, penetración máxima del 10% y escenario pesimista sin ERNC.

La Directora Ejecutiva de la Fundación Chile Sustentable, señora Sara Larraín, señaló que la moción en estudio establece como objeto central el facilitar el ingreso de proyectos ERNC aprobados a los sistemas eléctricos, aumentando la cuota de inyección de estas fuentes desde el 10%, previsto para el año 2024, a un 20% en el año 2020.

Indicó que además perfecciona notablemente la ley N° 20.257, para lo cual facilita la diversificación de la matriz al interior de cada sistema interconectado, obligando a acreditar, al menos, el 50% de la cuota ERNC en el mismo sistema interconectado, ya sea en el SING o en el SIC; también apoya el ingreso de las ERNC en los sistemas medianos, mediante acreditación de un porcentaje en sus planes de expansión del parque generador y se establece que a partir del 1 de enero de 2020, todos los retiros de energía deben quedar afectos a la obligación de acreditación del 20% de ERNC.

Por otra parte, destacó que en virtud del inciso quinto del Artículo Primero Transitorio de la ley N° 20.257, las distribuidoras no están afectas a la gradualidad creciente de la obligación de cuota, para los procesos de licitación iniciados antes del 1 de abril de 2008, por lo cual, sólo están obligados a retirar un 5% de ERNC, hasta el año 2034.

Informó que, de acuerdo a la situación actual, en el año 2010 la inyección de ERNC fue de 1.031 GWh. Sin embargo, la obligación de acreditar ERNC se aplicó sólo al 23,6% de los contratos de suministro, lo cual, correspondió a una acreditación ERNC de 1,18% (647 GWh).

En tal sentido, precisó que en el SING, 2,89 GWh, de los 14.286 GWh inyectados, fueron generados a través de las ERNC, equivalentes al 0,020%. Mientras que en el SIC, 1.029 GWh fue generado a partir de las ERNC, de un total de 42.324 GWh, equivalentes al 2,43%.

Hizo presente que los Certificados ERNC que debieron ser acreditados, al aplicar el cumplimiento de la cuota de 5% para el año 2010, representaron 133,6 GWh-ERNC, en el SING, equivalentes al 0,96%, y una cantidad de 513,8 GWh-ERNC, equivalentes al 1,25%, en el SIC, haciendo un total, en conjunto, de 1.032 GWh ERNC, lo que corresponde al 1,82% de la generación neta de 56.610 GWh del SIC-SING.

Explicó que al respecto, se produjo un excedente de 2.924 unidades, en las empresas eléctricas del SING, y de 381.493 unidades, en las generadoras del SIC. Por lo tanto, el total de excedentes de en ambos sistemas, fue de 384.418 MWH-ERNC, generado por 23 compañías eléctricas, cuya acreditación podrá ser realizada en los ejercicios de los años posteriores a 2011.

Planteó que entre los beneficios que tiene el proyecto, se encuentra lo relativo al aumento de la obligación de poder efectuar retiros de energía mediante ERNC y se establece que el ciento por ciento de los contratos quedan afectos a partir del año 2020. Sin embargo, respecto de la escasa oferta de ERNC en el SING y el no reconocimiento de dicho atributo, se establece la obligación de que al menos 50% de los retiros de energía ERNC deban ser cubiertos mediante generación proveniente del mismo sistema eléctrico.

Respecto de los obstáculos financieros, afirmó que se establece un proceso de licitación bianual para proyectos ERNC, a precios competitivos, cuya puesta en marcha, se estima entre los años 2016 y 2020. Además, las empresas adjudicatarias podrán vender su energía al sistema, a precio de oferta, durante 12 años, a contar de la puesta en marcha, mientras que el resto de las unidades del sistema continúan bajo el régimen a un costo marginal.

Finalmente, destacó como beneficio económico del proyecto, que el ciento por ciento de la obligación se licita, lo que significa la incorporación de ERNC, por el equivalente a entre 3.700 y 4.400 MW. Esto significa que en el caso del SING, que la participación ERNC sólo llegaría a alcanzar un 10%, de manera tal que el saldo restante sería aportado íntegramente por generación ERNC, proveniente del SIC. Junto con ello, determinó que los requerimientos de respaldo para una Ley 20/20, sólo requieren instalar y operar entre 570 MW y 740 MW de plantas cuya energía sea proveniente de combustibles fósiles. También demostró que el costo total del 20/20 sobre el sistema, considerando inversión y operación, tendría una variación entre un -0.3% y un +0.6%. Es decir un impacto prácticamente nulo.

Asimismo, los estudios realizados por la GIZ y la Universidad de Chile para el Gobierno, además de los realizados por Valgesta y la misma Universidad de Chile para Acera, muestran que la mayor inserción de ERNC baja los costos operacionales del parque generador, además de reducir el costo del precio marginal de la energía en el mercado *spot*.

El Director de Estrategia de la Empresa Abengoa Solar, señor Florian Klein, señaló que comparte plenamente el proyecto de ley en estudio y que la empresa que representa tiene más de 25 años de experiencia en Chile. Sin embargo, solicita que es necesario hacer una ampliación de la cobertura que tiene esta iniciativa, respecto de los proyectos sobre energía solar, ya que, a su juicio, es necesario efectuar modificaciones adicionales para que exista un desarrollo real de las ERNC en Chile.

Planteó que el 15% de la cuota exigible para el año 2020, no implicaría desarrollos adicionales de ERNC en ninguno de los dos sistemas principales de Chile. Es por ello, que a su juicio, es necesario hacer extensivo al ciento por ciento los contratos de cumplimiento de las obligaciones, para que tenga un impacto real; definir un precio estabilizado que percibirían las fuentes de generación ERNC, ya que la variabilidad de comercializar la energía en el mercado *spot* no permitiría cerrar la financiación

de ningún proyecto; aumentar el periodo de 12 años de pago hacia plazos superiores, que permitan la amortización de la deuda de proyecto; aumentar las multas por incumplimiento de cuotas de ERNC y evitar que el pago de la misma exima del cumplimiento. En caso contrario, se habrá aprobado una legislación que no conduce a su objetivo.

Finalmente planteó que su empresa, en Chile, ha generado un aumento de la capacidad instalada de energía renovable no convencional, con un alto grado de fiabilidad; disminución de la dependencia sobre los combustibles fósiles que componen el mix energético, sustituyendo dichos combustibles por un recurso local inagotable, como es el sol, con el consiguiente ahorro asociado a un menor consumo de combustible fósil; una mejora de la balanza de pagos; una disminución de la dependencia energética internacional; una reducción de emisiones de CO₂; la creación de puestos de trabajo para la construcción y fabricación de componentes durante toda la vida de la central, y el desarrollo de la industria local y la atracción de inversiones nacionales y extranjeras.

El Ministro de Energía, señor Jorge Bunster, manifestó que el Ejecutivo respalda esta iniciativa, sin embargo, es necesario efectuar algunas indicaciones al respecto.

Planteó que es preciso efectuar una fórmula de licitación de bloques de energía renovables no convencionales, las que deberán tener una propuesta de mecanismo, con el que se pague por encima del costo marginal y se adjudique la licitación a aquel desarrollador de proyecto que solicite una prima menor, con un cierto techo.

Agregó que al respecto, se han analizado muchas propuestas y ejemplos, pero que es importante considerar que muchos países que hoy se ponen de ejemplo, el sobre costo de la generación de este tipo de energías ha sido traspasado al cliente residencial. Por ello, se encuentran buscando fórmulas de desarrollo que no encarezcan el costo para los usuarios.

Finalmente señaló, que existe una posibilidad de aplicar subsidios al desarrollo de las ERNC, sin embargo, los proyectos que se han desarrollado, no han tenido este tipo de ayuda y aún así, en la práctica han demostrado que son competitivos.

El Subsecretario de Energía, señor Sergio del Campo, explicó que el Ejecutivo visualiza una serie de dificultades de carácter económico y técnico, lo que imposibilitaría llevar a la práctica la meta propuesta en el proyecto, de garantizar para el año 2020 una participación del 20% de la matriz a las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), ya que, la localización de los recursos renovables, generalmente lejos de los centros de consumo, dificultaría la transmisión de energía eléctrica al sistema, requiriéndose la instalación de líneas transversales para evacuar dicha generación. Por lo tanto, se requeriría de un nuevo dimensionamiento de las líneas troncales para evacuar inyección de proyectos ERNC, en el marco de la aplicación de una futura ley 20/20.

Agregó, que en virtud de las estimaciones por la demanda de energía para el año 2020, se requeriría de forma adicional de alrededor de 4.600 MW en nuevos proyectos ERNC, en menos de 7 años, los

cuales, se deberían concentrar principalmente en las tecnologías de, por ejemplo, la biomasa, limitada por la disponibilidad y logística del recurso; mini hydro, dependiendo de la factibilidad técnica económica para llegar a la red de transmisión; la eólica, en virtud de contar con mediciones confiables; la solar, que al desarrollarse principalmente en el norte dependerá de la factibilidad técnica, de incorporarla al SING (Sistema Interconectado del Norte Grande); y la geotermia, que depende de las exploraciones en curso.

En tal sentido, criticó la variabilidad e incertidumbre que existe del recurso solar y eólico, y planteó que dichas fuentes requieren mayores reservas operativas, modelos de predicción de calidad, inversiones en automatismos, como el control automático de generación, y modificación de políticas operacionales.

Por otra parte, indicó que se están evaluando posibles alternativas sobre la meta, como podría ser, reducir el porcentaje de participación a un 15% de la matriz o, de lo contrario, aumentar el año en el que el sistema entraría en vigencia plena.

También indicó, que el Ejecutivo aspira a tener un incentivo que coexista con el mecanismo actual de la ley N° 20.257, que establece una escala de integración obligatoria de las ERNC para las generadoras convencionales, que partió con un 5% en 2007 y que llegaría a un 10% el 2023.

Por último explicó que la idea que existe, es generar un mecanismo de licitaciones públicas que incluya una prima o una regalía para la o las empresas ganadoras. En ese sentido, destacó que la ventaja con el sistema de la ley N° 20.257, es que éste requiere de la intermediación de una generadora convencional y que agrega un cargo, el que se suma al costo final; en tanto, que la licitación sería una transacción directa con la empresa de ERNC y, por tanto, evitaría ese cobro intermedio.

El Director Ejecutivo de la Asociación Chilena de Energías Renovables ACERA A.G., señor Carlos Finat, señaló que la posición que tiene la Asociación Chilena de Energías Renovables, es que el proyecto de ley es técnicamente factible de realizar en las metas propuestas originalmente, además, de ser económicamente conveniente para el país. En tal sentido, afirmó que las aprehensiones manifestadas por el Ministerio de Energía, no justifican la sustitución o postergamiento de esta iniciativa. Por otra parte, propuso habilitar su participación en los llamados a licitación para las distribuidoras, las que se deberán realizar próximamente.

La Gerente de Asuntos Corporativos de la empresa Pacific Hydro Chile, señora Carolina Pellegrini, señaló que la empresa que representa, lleva veinte años generando energía limpia y renovable. Por ello cuentan con proyectos hidroeléctricos, eólicos, solares y geotérmicos en distintas fases de desarrollo, operación y construcción en Australia, Brasil y Chile.

Explicó que en el año 2003 compraron a Codelco las centrales hidroeléctricas Coya y Pangal. Más tarde, en el 2010 inauguraron sus primeras centrales hidroeléctricas de pasada en Chile. Se trata de las centrales La Higuera y La Confluencia, ubicadas en el Valle del Tinguiririca, en la Región de O'Higgins. Éstas, en conjunto tienen una capacidad instalada

de 310MW y son parte del *joint venture* que tienen con la empresa noruega SN Power. Junto a ello, en la misma Región, cuentan con derechos de agua por 600MW en el Valle del Alto Cachapoal, para su central hidroeléctrica de pasada Chacayes, una de las pocas centrales que, a su juicio, entró en operaciones dentro del tiempo programado.

Destacó que además tienen en etapa de construcción el parque eólico de Punta Sierra, ubicado en la Región de Coquimbo, el que tendrá una capacidad instalada de 108MW. Para ello han trabajado con los expertos de Pacific Hydro de Australia, donde cuentan con nueve parques eólicos operando, junto a otros dos en Brasil.

Planteó que el crecimiento del país requiere de avances significativos para contar con una matriz energética más competitiva, eficiente y limpia. En este contexto, el rol que juegan las energías renovables es muy importante. Sin embargo, para poder discutir la participación de las energías renovables en la matriz energética es clave que la discusión se base en la realidad país, que en el caso de Chile cuenta con una de las matrices más renovables del mundo.

Respecto del proyecto de ley en estudio, planteó que deben revisarse algunos de los criterios establecidos en la ley N° 20.257, justamente en la que se basa la iniciativa, con el fin de contar con una meta realista, que no genere costos excesivos para el país.

En tal sentido, propuso eliminar o evitar subsidiar a determinadas tecnologías, tal como se encuentra establecido en el proyecto, ya que, a su juicio, el apoyar a un tipo de energía renovable por sobre otra desincentiva la competencia y distorsiona las señales y la estabilidad del mercado, ya que se obligaría a las energías renovables a ser un generador regulado, impidiendo la posibilidad de pactar un contrato de manera independiente, coartando al mercado el interés de participar de este tipo de energías.

Concluyó que para un mejor logro de objetivos, a su juicio, es necesario eliminar de la ley el apellido “no convencional”, ya que genera distorsiones, al considerar no convencionales a energías que por décadas han sido utilizadas y que nada tienen de no convencionales, tales como la eólica y la mini hidroelectricidad. Con ello, se reconocería ya no sólo a las mal denominadas energías renovables no convencionales, sino que a la real participación de las energías renovables en la matriz eléctrica y su potencial, lo que permitiría, por ejemplo, aumentar la meta de las Energías Renovables; disminuir nuestra huella de carbono y hacerla coherente con la realidad del país; mayor existencia de oferta eléctrica, con precios más bajos, y menor presencia de combustibles fósiles en la matriz energética.

Por último, además propuso retirar la obligación de compra de atributo de energía renovable para centrales hidroeléctricas de pasada mayores a 40MW, por considerarlo arbitrario, ya que actualmente es considerado necesario para que las centrales hidroeléctricas de pasada califiquen como ERNC, en circunstancias que a nivel internacional son consideradas sólo como energías renovables. Además, éstas utilizan el recurso más abundante y competitivo de generación con el que Chile cuenta, y lo aprovechan de manera eficiente y amigable con el medioambiente. Dicha situación, a su juicio, desincentiva el aprovechamiento del real potencial hidroeléctrico y, por tanto, de nuestros recursos renovables, lo que debe ser suplido por combustibles fósiles, generando un mayor impacto ambiental, ya que se desarrollan más centrales en una misma cuenca, con más líneas y más intervención.

El Vicepresidente de la Asociación Chilena de Energías Renovables ACERA A.G., señor José Ignacio Escobar, manifestó que comparte plenamente esta iniciativa y que, como gremio, hicieron una propuesta a la Comisión Nacional de Energía, la que se ajusta a los términos de la licitación que está prevista en el respectivo reglamento.

Tampoco ven que existan obstáculos relacionados con materias técnicas, para que sea implementada esta iniciativa dentro de los plazos propuestos, y que considera que la institucionalidad del sector es adecuada para preservar la seguridad de los sistemas interconectados. Además, que existen beneficios económicos relevantes, por cuanto, se ha demostrado técnicamente que los costos de operación y el costo marginal, bajan con la inclusión de ERNC.

En relación a ello, advirtió que existe un estudio efectuado por el Centro de Energía de la Universidad de Chile, para ACERA, el que arrojó que la operación de ERNC en el Sistema Interconectado Central (SIC), en el 2011, implicó la reducción del costo de operación en 186 millones de dólares; una reducción del 7% del costo marginal; y evitó la emisión de 500.000 toneladas de CO₂e (dióxido de carbono equivalente).

Planteó que la discusión que ha dilatado el trámite de este proyecto, es económica, ya que de aplicarse, las ERNC absorberían aproximadamente la mitad del crecimiento de la demanda, con lo cual, aumentaría la competencia en este mercado. Con ello, por cada dólar por MWh que baje el precio de la energía, los consumidores ahorrarían casi 33 millones de dólares al año.

Por otra parte, sostuvo que el costo marginal no es una señal relevante para la localización de centrales que requieren grandes inversiones, sin embargo, la única excepción son las centrales de respaldo, de rápida instalación y alto costo variable, que se instalan temporalmente para aprovechar una situación de costos marginales altos.

Además destacó, que la señal de precio estabilizado establecido en el proyecto es eficiente, por cuanto, es básico para otorgar certidumbre en los ingresos de los titulares de proyectos ERNC.

Finalmente, sostuvo que difieren de la apreciación del Ejecutivo, respecto de la implementación el proyecto de ley, en torno a que el precio estabilizado es contrario al que el mercado internalice eventuales bajas de precio de combustibles fósiles. Ello supone solamente un escenario de baja de precio, sin que existan antecedentes sólidos, para considerar que ese vaya a ser el escenario de largo plazo mas probable. Eso no considera la dinámica que existe en el desarrollo de la oferta en el sector, especialmente del caso del GNL.

-Puesto en votación en general el proyecto de ley, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes señores Bertolino, don Mario; Carmona, don Lautaro; Espinosa, don Marcos; Harboe, don Felipe; Latorre, don Juan Carlos; Lemus, don Luis; Nuñez, don Marco Antonio; Rojas, don Manuel; Vilches, don Carlos y Ward, don Felipe.

IV.- DISCUSIÓN Y VOTACIÓN EN PARTICULAR.

El proyecto aprobado por el H. Senado, consta de dos artículos permanentes y un artículo transitorio.

El Ejecutivo ha formulado una indicación a los artículos 1° y 2°, del proyecto, la que se analizará en el momento de estudiar dichos artículos.

En relación con la indicación formulada por el Ejecutivo, el **Ministro de Energía, señor Jorge Bunster**, destacó que dicha modificación, tiene por objeto incorporar el sentir expresado por los actores que han participado en el debate del proyecto, habido en el seno de la Comisión, y que además es el resultado del trabajo y del acuerdo logrado entre los gremios involucrados, los miembros de la Comisión y el Ejecutivo.

El asesor del Senador Jaime Orpis, señor Ramón Galaz, indicó que conforme a las modificaciones realizadas al proyecto de ley, mediante la indicación sustitutiva, formulada por el Ejecutivo al proyecto de ley, el porcentaje que se propone como meta de integración de las ERNC a la matriz energética, es del 20 por ciento para el año 2025, y no de un 20 por ciento para el año 2020, tal como se proponía originalmente. Ello obedece a una meta más realista, acordada entre todas las partes involucradas.

Agregó que con el acuerdo logrado, se mantiene lo medular del proyecto aprobado por el H. Senado, salvo algunas modificaciones.

Explicó que la primera modificación propuesta, se refiere al porcentaje de obligación que establece la ley N° 20.257 y le introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energías Renovables No Convencionales. Recordó que la iniciativa aprobada por el H. Senado, establece una obligación de generación de un 20 por ciento, para el año 2020 y por eso se denomina el proyecto 20/20. Sin embargo, luego de haberse producido una discusión profunda sobre el tema, se llegó al acuerdo que el momento más adecuado para que fuese viable el cumplimiento del objetivo propuesto, es que el porcentaje de ERNC sea del 20 por ciento para el año 2025.

Indicó que junto a lo anterior, fue necesario revisar la progresión que establece la ley N° 20.257, consistente en un incremento de 0,5 por ciento anual a partir del año 2015, hasta el año 2024, donde se enteraría el 10 por ciento de ERNC al sistema. Sin embargo, mediante la indicación, se incrementa esa progresión a partir del año 2014 en un 1 por ciento anual, hasta el año 2020; y a partir del año 2021 y hasta el año 2025, se aumenta esa suma en un 1,5 por ciento, lográndose, de esa manera, la meta fijada de 20 por ciento de integración de ERNC para el año 2025.

Explicó que la segunda modificación propuesta, tiene relación con la obligatoriedad de cumplimiento de la obligación de cubrir al menos el 50 por ciento de ERNC en cada sistema interconectado. Eso se elimina y se reemplaza por otro mecanismo, para lograrlo de mejor manera.

La tercera modificación tiene que ver con la exención del cumplimiento de la obligación mediante el pago de una multa. Sin embargo, luego del análisis técnico y legal, se llegó a la conclusión que ello generaba incertidumbre regulatoria, ya que se alteran las condiciones actuales. Por lo tanto, se eliminó aquello del proyecto de ley, mediante la indicación.

Una cuarta modificación, tiene relación con otro mandato establecido en la ley N° 20.257, consistente en que la obligación se haga a través del denominado atributo ERNC. Sin embargo, desde el punto de vista de mercado, el concepto de atributo no necesariamente corresponde a un bien transable. Por lo tanto, se llegó a la conclusión que ello genera interpretaciones que no han permitido que este mecanismo logre las condiciones de mercado más apropiadas para el desarrollo de las energías renovables no convencionales. Por lo tanto, se propone que se haga mediante certificados de ERNC.

Otra modificación que se establece, es un complemento a lo recientemente planteado, porque una de las barreras que deben enfrentar los proyectos de ERNC son los mecanismos de financiamiento, como por ejemplo el acceso a créditos. Por lo tanto, se establece un mecanismo de licitación que permita optar a un precio fijo a estas tecnologías, por un período de diez años.

Planteó que hay una quinta modificación que mejora bastante el proyecto original y tiene que ver con que ese mecanismo de licitación, o el bloque asociado susceptible de ser licitado, debía ser aquella parte que no fuera cubierta de forma natural por la expansión propia del mercado. O sea, que si para un año determinado, la cuota establecida es de 10 por ciento, y el mercado de manera natural logra copar el 8 por ciento; el 2 por ciento de remanente no cubierto debe ser licitado por el Estado bajo ciertas condiciones, tales como un precio fijo por diez años, lo que genera mayor competencia sin subir los costos. Dicha licitación resulta ser un complemento a la ley N° 20.257. La razón de ello es que al mismo tiempo que permite que se fije el precio y se compita por él, la licitación establece como tope el máximo de costo medio de desarrollo de una planta eficiente del sistema, más un 10 por ciento. Eso incentiva tremendamente la entrada de las ERNC, versus las plantas a carbón, como sucede actualmente.

Explicó que dado que se establece seguridad respecto del precio al adjudicatario de la licitación, se consideró aconsejable establecer además una banda que permita que el precio quede acotado, a pesar de que las fluctuaciones sean amplias, por ejemplo, con ocasión de años hidrológicos muy húmedos versus otros muy secos. Dicha banda está definida de acuerdo al pago del cargo por no cumplimiento del proyecto de ERNC, y equivale a 0,4 UTM por cada MWh que se haya licitado. Ello implica que el mecanismo, como mercado, queda absolutamente equilibrado, porque se hace equivalente al cargo por no cumplimiento que establece la ley N° 20.257, y asegura que no existan sobrecostos.

Finalmente señaló, se fija por ley que en los sistemas medianos se priorice la expansión de generación con proyectos ERNC. Eso hoy no está establecido de manera legal. Además, se regula que los contratos que quedan afectos a las modificaciones planteadas, sean los que suscriban a partir del 1° de julio de 2013.

El asesor de la Senadora Ximena Rincón, señor Andrés Romero, indicó que es del caso explicar que con el mecanismo complementario a la licitación que se propone, incluso la multa por incumplimiento comienza a perder sentido, porque aquella parte que no se cubra por el mercado, se debe licitar; y si las licitaciones son fallidas o se declaran desiertas, la cuota se acumula para el año inmediatamente siguiente, y así sucesivamente.

Destacó que la nueva progresión propuesta, incluso adelanta el objetivo impuesto en la ley N° 20.257, para el año 2018. Con ello

se hace un reconocimiento al avance que han tenido las ERNC en nuestro mercado, además del planteamiento que se puede ser incluso, más exigente con las metas propuestas, sin generar sobrecostos a los clientes o a las empresas.

El Director Ejecutivo de Acera, señor Carlos Finat, planteó que la curva de progresión de inyección que se plantea para las ERNC, es totalmente factible para los proyectos en curso y para los que se encuentran en carpeta, de acuerdo a los estudios realizados.

Afirmó que el hecho de eliminarse las exigencias por el sistema interconectado, es una realidad que tanto en el SING como en el SIC existen proyectos muy importantes de desarrollo que cubren las cantidades presupuestadas. Eso genera la existencia de un mercado nacional para las ERNC.

Por último destacó que las ERNC actualmente son predecibles, conforme a los pronósticos meteorológicos, perdiendo cada vez más su carácter de volatilidad.

Artículo 1°.-

Mediante este artículo se modifica el decreto con fuerza de ley N°4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, que fijó el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N°1, del Ministerio de Minería, de 1982, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, las siguientes modificaciones, de la siguiente forma:

1) En el artículo 150 bis:

a) En el inciso primero:

i.- Reemplazar el guarismo “10%” por “20%”.

ii.- Incorporar la siguiente oración final: “Los retiros acreditados deberán corresponder en a lo menos un 50% a inyecciones realizadas en el sistema eléctrico respectivo.”.

b) Agregar en el inciso cuarto, la siguiente oración final: “La obligación no se entenderá extinguida por el pago del cargo, y deberá cumplirse en el próximo año calendario en conjunto con la obligación respectiva de dicho período.”.

c) Agregar en el inciso sexto, la siguiente oración final: “Asimismo, las señaladas Direcciones de Peajes llevarán un registro público de todas las transferencias y valores de los certificados de energías renovables no convencionales emitidos por dicha Dirección.”.

2) Incorporar el siguiente artículo 150 ter, nuevo:

“Artículo 150 ter.- Conforme a los términos establecidos en este artículo, se efectuarán licitaciones públicas bianuales para la inyección de bloques de energía provenientes de medios de generación de energía renovable no convencional, por fuente de energía primaria propias del literal aa) del artículo 225 de la ley, con el objeto de que las empresas eléctricas den cumplimiento, en todo o parte, a la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior. Para los efectos de dar cumplimiento a la señalada obligación, las empresas eléctricas podrán

acreditar su cumplimiento mediante los bloques de energía licitados y efectivamente inyectados. Sin perjuicio de lo señalado, para todos los efectos legales las señaladas empresas no podrán excusar su cumplimiento por los resultados efectivos de las licitaciones.

El período de vigencia de las inyecciones de los bloques de energía licitadas, la prorrata por fuentes de energía primaria y los precios adjudicados regirán por doce años consecutivos, contados desde la fecha de inicio de inyección de energía, conforme lo determinen las bases de licitación correspondientes. El bloque de energía proveniente de medios de generación de energías renovables no convencionales a licitar por fuente de energía primaria se indicará en las bases de licitación correspondientes, las que en todo caso no podrán ser superiores a la obligación establecida en la ley.

Las bases de la licitación de cada proceso serán publicadas dentro del primer semestre del periodo correspondiente y, a lo menos, deberán especificar las condiciones de licitación, la información técnica y comercial que deberá entregar cada participante, las garantías, los plazos y las condiciones para postular, presentar ofertas y caucionar el cumplimiento de su obligación de inyección en el evento de adjudicarse algún bloque de energía.

Quienes presenten ofertas en los respectivos procesos de licitación, por fuente primaria de energía, para la generación de energía proveniente de medios de generación de energías renovables no convencionales, deberán acreditar, a lo menos, lo siguiente: (i) que los proyectos de medios de generación de energía renovable no convencional de que son titulares cuentan con una resolución de calificación ambiental favorable o bien una declaración suficiente que el proyecto no deba someterse al sistema de evaluación ambiental conforme a la normativa vigente; (ii) que los titulares de los proyectos de medios de generación de energía renovable no convencional que participen en la licitación tienen un capital suscrito o bien cuentan con compromisos formales de aporte de capital, igual o superior al 30% del total requerido para construir y poner en operación el proyecto respectivo; (iii) que son propietarios, usufructuarios, arrendatarios, concesionarios o titulares de servidumbres sobre los terrenos en los cuales se ubiquen o construyan el o los medios de generación de energías renovables no convencionales; (iv) la entrega de una caución por seriedad de la oferta conforme a lo que las bases de licitación correspondientes determinen para estos efectos; v) la entrega de una caución para garantizar la materialización efectiva de los proyectos ofertados, y vi) la entrega de una caución para garantizar el pago de las sanciones que contemple la licitación por los incumplimientos en las inyecciones de energía comprometidas durante todo el plazo que establezca la licitación.

Para los efectos de determinar el bloque de energía proveniente de medios de generación renovable no convencional a licitar, por fuente de energía primaria en cada proceso de licitación, se considerará el volumen de energía proveniente de medios de generación de energía renovables no convencionales que cada sistema deberá inyectar anualmente para dar cumplimiento, en todo o parte, a la obligación establecida en el inciso primero del artículo 150 bis de la presente ley. Para efectos de determinar lo anterior, se considerará el informe técnico de precios de nudo para el período correspondiente.

Cada proceso de licitación tendrá un plazo no superior a doscientos días contados desde la fecha de publicación de las bases respectivas para la recepción de las ofertas. Cada proceso de licitación

se entenderá concluido con el acto de adjudicación de todo o parte de los bloques de energía provenientes de medios de generación de energía renovable no convencional licitada por fuente de energía primaria conforme a las ofertas recibidas. La adjudicación se efectuará tomando en consideración los volúmenes de energía ofertada y el menor precio de energía proveniente de medios de generación renovables no convencionales inyectada por fuente de energía primaria.

La licitación se adjudicará, hasta completar el bloque correspondiente, sucesivamente a el o a los oferentes que ofrezcan el menor precio de energía. En el caso de que haya más de un punto de abastecimiento, la forma de calcular el precio de energía ofrecido será la que indique el reglamento. Se considerarán los precios de energía provenientes de medios de generación de energías renovables no convencionales ofertados por fuentes de energía primaria, corregidos por los factores de penalización del sistema correspondientes según el informe técnico de precio de nudo.

El precio de energía que percibirán aquellos participantes adjudicados en los procesos de licitación, corresponderá al que cada participante haya indicado en su propuesta, el que regirá durante el periodo de doce años consecutivos, e incluirá el valor de la energía y de la acreditación de la energía proveniente de medios de generación de energía no convencionales. En consecuencia, quienes retiren energía del nodo en donde el medio de generación de energía renovable no convencional adjudicado haga su inyección, tendrán derecho a percibir la acreditación por dicho retiro.

Con todo, en las bases de licitación correspondientes se establecerá un precio máximo igual al costo medio de desarrollo de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente del sistema cuyo valor actual neto es igual a cero, el que será establecido en el informe técnico de precio de nudo, el que podrá incrementarse en hasta un 10% adicional.

Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 149, en caso de inyectarse energía como resultado de un proceso de licitación, el precio instantáneo de retiro de la energía eléctrica, en cada barra del sistema, será el resultante del promedio ponderado, por las inyecciones de cada barra, de los costos marginales instantáneos y el precio fijo de energía proveniente de medios de generación de energías renovables no convencionales adjudicados en los procesos de licitación a que se refiere el presente artículo.”.

3) Incorporar el siguiente artículo 174 bis, nuevo:

“Artículo 174 bis.- Los planes de expansión de las instalaciones de generación de cada sistema mediano deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales, los que deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria considerando una expansión eficiente del sistema. Con todo, al 1 de enero del año 2020, una cantidad de energía equivalente al 20% de las inyecciones de cada uno de estos sistemas deberá provenir de medios de generación renovables no convencionales.”.

*El Ejecutivo formuló una indicación para modificar el Artículo 1°, de la siguiente forma:

a) Eliminar el literal ii) de la letra a) del numeral 1.

b) Eliminar la letra b) del numeral 1).

c) Reemplazar el artículo 150 ter del numeral 2), por

el siguiente:

“Artículo 150 ter.- Para dar cumplimiento a parte de la obligación establecida en el inciso primero del artículo anterior, el Ministerio de Energía deberá efectuar licitaciones públicas anuales, para la provisión de bloques anuales de energía provenientes de medios de generación de energía renovable no convencional. Para estos efectos, el Ministerio de Energía efectuará hasta dos licitaciones por año en caso de que el bloque licitado no sea cubierto en su totalidad.

Cada licitación se realizará para dar cobertura total a aquella parte de la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior, que no sea cubierta con la inyección de energía proveniente de proyectos de energías renovables no convencionales en operación, en construcción o bloques de energía adjudicados, al momento de iniciarse el proceso de licitación, respecto de la cuota exigible al tercer año posterior a ésta, el que será considerado para los efectos de este artículo como el año de inicio. Con todo, el Ministerio de Energía no estará obligado a efectuar las referidas licitaciones cuando la obligación señalada se encontrase cumplida.

Los bloques adjudicados se destinarán a dar cumplimiento, en todo o parte de la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior, por lo que las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema, podrán acreditar su cumplimiento mediante los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada, a prorrata de sus retiros.

Sin perjuicio de lo señalado, en caso que los bloques adjudicados no cubran en su totalidad lo indicado en las bases de licitación, o bien, la licitación se declare desierta, el cumplimiento de la obligación respecto de dicho bloque se postergará para el año siguiente al año de inicio.

El bloque de energía a licitar se indicará en las bases de licitación correspondientes, no pudiendo superar la cuota de energía proveniente de medios de generación de energías renovables no convencionales establecida en la ley. Para estos efectos, el Ministerio de Energía solicitará a la Comisión un informe técnico que establezca el bloque de energía renovable no convencional a licitar y considerará, para ello, el informe técnico definitivo de precios de nudo vigente al momento de publicación de las bases de licitación correspondiente.

El período de vigencia de las inyecciones de energía licitadas, el bloque de energía anual a licitar y los precios adjudicados regirán por diez años consecutivos, contados desde la fecha de inicio de inyección de energía, conforme lo determinen las bases de licitación correspondiente.

Las bases de licitación serán elaboradas por el Ministerio de Energía. Un reglamento determinará el contenido mínimo de las bases de licitación, el que también establecerá, entre otros, los criterios de evaluación de las ofertas y de selección de él o los adjudicatarios, la información que se solicitará a las empresas eléctricas que corresponda, y todas las demás materias necesarias para la debida ejecución de este artículo.

Sin perjuicio de lo anterior, las bases de la primera licitación de cada proceso serán publicadas dentro del primer semestre del período correspondiente y, a lo menos, deberán especificar las condiciones de licitación, la información técnica y comercial que deberá entregar cada participante, las garantías, los plazos y las condiciones para postular, la forma

en que se deben presentar las ofertas y los mecanismos para caucionar el cumplimiento de sus obligaciones.

Se podrán realizar procesos de licitación separados e independientes para cada sistema eléctrico con capacidad instalada superior a 200 megawatts respecto de los cuales deba cumplirse la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior.

Podrán participar de los procesos de licitación todos aquellos proyectos que, al momento de publicarse las bases no se encuentren interconectados al sistema eléctrico respectivo.

Los proponentes que presenten ofertas en los respectivos procesos de licitación deberán indicar en su propuesta el compromiso de inyección de energía renovable no convencional que realizarán anualmente, indicando el compromiso de inyección mensual para dar cumplimiento al mencionado compromiso anual.

Adicionalmente, los proponentes deberán, a lo menos, cumplir con lo siguiente, conforme las disposiciones de las bases correspondientes:

(i) acreditar que los proyectos de medios de generación renovables no convencionales de que son titulares cuentan con una Resolución de Calificación Ambiental favorable, si correspondiere, conforme a la normativa vigente;

(ii) acreditar que los proyectos de medios de generación renovables no convencionales de los que son titulares, y que participen en la licitación, tienen un capital suscrito, o bien cuentan con compromisos formales de aporte de capital, igual o superior al 20% del total requerido para construir y poner en operación el proyecto respectivo;

(iii) acreditar que son propietarios, usufructuarios, arrendatarios, concesionarios o titulares de servidumbres sobre los terrenos en los cuales se ubiquen o construyan el o los medios de generación de energías renovables no convencionales, toda o parte de cuya producción sea ofertada en la licitación, han solicitado la respectiva concesión o bien cuentan con un contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del inmueble que lo habilite para desarrollar el proyecto;

(iv) entregar una caución por seriedad de la oferta, y

(v) entregar una caución para garantizar la materialización efectiva del proyecto de acuerdo a las características técnicas de la propuesta presentada.

La adjudicación se efectuará tomando en consideración los volúmenes de energía ofertada y los precios unitarios asociados a ellos, debiendo adjudicarse las ofertas con menores precios.

En el caso de que haya ofertas en más de un punto de inyección, la comparación entre los precios ofertados se hará refiriendo todos los precios a un punto particular del sistema. Para ello, se considerarán los precios de energía ofertados corregidos por los factores de penalización de energía del sistema correspondiente, informados en el informe técnico definitivo de precios de nudo más reciente, vigente a la fecha de publicación de las bases de licitación, o el mecanismo que establezca el reglamento.

Con todo, en las bases de licitación correspondientes se establecerá un precio máximo para la energía igual al costo medio de desarrollo de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente en el sistema correspondiente, cuyo valor actual neto es igual a cero. Para ello se considerará la información contenida en el informe

técnico definitivo de precio de nudo, y que podrá incrementarse en hasta un 10% adicional.

A cualquier proponente le podrá ser adjudicada la totalidad o un monto parcial de el (los) bloque(s) de energía que haya ofertado.

El precio de energía que percibirán aquellos adjudicatarios en los procesos de licitación, corresponderá al que cada participante haya indicado en su propuesta, e incluirá tanto el valor de la energía como el del certificado emitido por la Dirección de Peajes correspondiente de la energía proveniente de medios de generación renovables no convencionales. Junto con ofertar un precio para el mes inicial, los proponentes podrán incluir un mecanismo de indexación, el que deberá ajustarse a lo que las bases indiquen.

Para estos efectos, cada Dirección de Peajes realizará una liquidación mensual del balance de energía renovable no convencional inyectada, considerando el promedio mensual de los costos marginales instantáneos en el punto de inyección y el precio licitado. En caso que el balance arroje que el ingreso producto de la energía inyectada, valorizada al costo marginal promedio sea mayor al ingreso por la energía inyectada valorizada al precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema recibirán la diferencia, a prorrata de sus retiros, hasta un valor máximo de 0,4 UTM por MWh, percibiendo el exceso de dicha cifra el respectivo generador renovable no convencional.

Por su parte, en caso que el ingreso por la energía inyectada, valorizada al promedio mensual de los costos marginales, sea inferior al ingreso por la energía inyectada valorizada al precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema deberán pagar la diferencia, a prorrata de sus retiros, hasta un valor máximo de 0,4 UTM por MWh. En caso que la energía mensual efectivamente inyectada por un proponente que se haya adjudicado la licitación, sea mayor o igual al bloque mensual comprometido, el excedente de energía se valorizará a costo marginal instantáneo de cada sistema eléctrico, en concordancia con lo señalado en el inciso primero del artículo 119° de la presente ley. El adjudicatario recibirá un monto igual a la valorización del bloque comprometido de acuerdo a las condiciones ofertadas más un monto correspondiente al excedente de energía, valorizada como se indicó. Al mismo tiempo, el adjudicatario recibirá los certificados de energías renovables no convencionales emitidos por dicha Dirección correspondientes a la inyección del mencionado excedente de energía.

La energía inyectada mensualmente correspondiente a bloques adjudicados y comprometidos en alguna de las licitaciones a las que refiere este artículo se empleará para el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior. Para ello, cada mes se asignará esta energía a todas las empresas que realicen retiros, a prorrata de los montos de energía retirados en el mes por cada una de ellas.

Las valorizaciones de energía mencionadas, así como la determinación de transferencias monetarias, serán realizados por la Dirección de Peajes que corresponda.”.

d) Eliminar en el número 3) la segunda oración del artículo 174 bis, que comienza con la expresión “Con todo” y termina en el punto final (.).

-Puesta en votación la indicación formulada por el Ejecutivo, para modificar el Artículo 1°, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes señores Baltolu; Bertolino; Espinosa, don Marcos; Harboe; Latorre; Lemus; Núñez; Rosales; Sandoval y Ward.

-Puesto en votación el Artículo, con las indicaciones, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes, señores Baltolu; Bertolino; Espinosa, don Marcos; Harboe; Latorre; Lemus; Núñez; Rosales; Sandoval y Ward.

Artículo 2°.-

Por medio de este Artículo, se modifica el artículo 1° transitorio de la ley N°20.257, de la siguiente forma:

a) Agregar en el inciso primero, la siguiente oración final: “Con todo, los contratos, renovaciones, extensiones u otras convenciones de similar naturaleza suscritos antes de la fecha señalada, quedarán afectos al cumplimiento de la totalidad de la obligación a partir del 1 de enero del año 2020.”.

b) Reemplazar el inciso cuarto, por el siguiente:

“Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de 5% para los años 2010 a 2013, aumentándose en 2% anual a partir del año 2014 hasta el año 2019; y aumentándose en un 3% en el año 2020, hasta alcanzar el año 2020 el 20% previsto en el artículo 150 bis.”.

c) Suprimir el inciso quinto.

***El Ejecutivo formuló una indicación para modificar el Artículo 2°, de la siguiente forma:**

“Artículo 2°.- Sustituir el inciso cuarto del artículo 1° transitorio de la ley 20.257, por el siguiente:

“Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto en el artículo 150° bis, para los contratos celebrados con posterioridad a 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será de un 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos de 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% al año 2024, y un incremento de 2% al año 2025 para llegar al 20% al año 2025. El mecanismo de licitación será aplicable a contar del año 2015. En caso que el reglamento no se encuentre vigente para dicho periodo, la licitación comenzará a regir a contar del año siguiente y así sucesivamente. Para el período en que no hubiese comenzado a regir el

mecanismo de licitación, la obligación será íntegramente exigible para las empresas eléctricas que efectúen retiros.”.

-Puesta en votación la indicación, fue aprobada por la unanimidad de los Diputados presentes, señores Baltolu; Bertolino; Espinosa, don Marcos; Harboe; Latorre; Lemus; Núñez; Rosales; Sandoval y Ward. Por la misma votación, fue aprobado el artículo 2°.

Artículo transitorio.-

Establece que dentro del plazo de noventa días, contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, se dictará un reglamento que establezca las condiciones del procedimiento de licitación que regula el artículo 150 ter, nuevo, de la Ley General de Servicios Eléctricos, y las demás normas necesarias para su implementación eficaz.

-Puesto en votación el Artículo transitorio, fue aprobado por la unanimidad de los Diputados presentes, señores Baltolu; Bertolino; Harboe; Latorre; Lemus; Rosales; Sandoval y Ward.

V.- TEXTO DEL PROYECTO DE LEY.

En mérito de las consideraciones anteriores y de las que, en su oportunidad, os podrá añadir el señor Diputado Informante vuestra Comisión de Minería y Energía, os recomienda la aprobación del siguiente:

PROYECTO DE LEY.

“Artículo 1°.- Introdúcense en el decreto con fuerza de ley N°4, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, de 2007, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N°1, del Ministerio de Minería, de 1982, que contiene la Ley General de Servicios Eléctricos, las siguientes modificaciones:

1) Al artículo 150 bis:

a) Reemplazase en el inciso primero el guarismo

“10%”, por “20%”.

b) Agréguese en el inciso sexto, luego del punto aparte (.), la siguiente oración final: “Asimismo, las señaladas Direcciones de Peajes llevarán un registro público de todas las transferencias y valores de los certificados de energías renovables no convencionales emitidos por dicha Dirección.”.

2) Incorpórese el siguiente artículo 150 ter, nuevo:

“Artículo 150 ter.- Para dar cumplimiento a parte de la obligación establecida en el inciso primero del artículo anterior, el Ministerio de Energía deberá efectuar licitaciones públicas anuales, para la provisión de

bloques anuales de energía provenientes de medios de generación de energía renovable no convencional. Para estos efectos, el Ministerio de Energía efectuará hasta dos licitaciones por año en caso de que el bloque licitado no sea cubierto en su totalidad.

Cada licitación se realizará para dar cobertura total a aquella parte de la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior, que no sea cubierta con la inyección de energía proveniente de proyectos de energías renovables no convencionales en operación, en construcción o bloques de energía adjudicados, al momento de iniciarse el proceso de licitación, respecto de la cuota exigible al tercer año posterior a ésta, el que será considerado para los efectos de este artículo como el año de inicio. Con todo, el Ministerio de Energía no estará obligado a efectuar las referidas licitaciones cuando la obligación señalada se encontrase cumplida.

Los bloques adjudicados se destinarán a dar cumplimiento, en todo o parte de la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior, por lo que las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema, podrán acreditar su cumplimiento mediante los certificados emitidos producto de la inyección de energía licitada y efectivamente inyectada, a prorrata de sus retiros.

Sin perjuicio de lo señalado, en caso que los bloques adjudicados no cubran en su totalidad lo indicado en las bases de licitación, o bien, la licitación se declare desierta, el cumplimiento de la obligación respecto de dicho bloque se postergará para el año siguiente al año de inicio.

El bloque de energía a licitar se indicará en las bases de licitación correspondientes, no pudiendo superar la cuota de energía proveniente de medios de generación de energías renovables no convencionales establecida en la ley. Para estos efectos, el Ministerio de Energía solicitará a la Comisión un informe técnico que establezca el bloque de energía renovable no convencional a licitar y considerará, para ello, el informe técnico definitivo de precios de nudo vigente al momento de publicación de las bases de licitación correspondiente.

El período de vigencia de las inyecciones de energía licitadas, el bloque de energía anual a licitar y los precios adjudicados regirán por diez años consecutivos, contados desde la fecha de inicio de inyección de energía, conforme lo determinen las bases de licitación correspondiente.

Las bases de licitación serán elaboradas por el Ministerio de Energía. Un reglamento determinará el contenido mínimo de las bases de licitación, el que también establecerá, entre otros, los criterios de evaluación de las ofertas y de selección de el o los adjudicatarios, la información que se solicitará a las empresas eléctricas que corresponda, y todas las demás materias necesarias para la debida ejecución de este artículo.

Sin perjuicio de lo anterior, las bases de la primera licitación de cada proceso serán publicadas dentro del primer semestre del período correspondiente y, a lo menos, deberán especificar las condiciones de licitación, la información técnica y comercial que deberá entregar cada participante, las garantías, los plazos y las condiciones para postular, la forma en que se deben presentar las ofertas y los mecanismos para caucionar el cumplimiento de sus obligaciones.

Se podrán realizar procesos de licitación separados e independientes para cada sistema eléctrico con capacidad instalada

superior a 200 megawatts respecto de los cuales deba cumplirse la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior.

Podrán participar de los procesos de licitación todos aquellos proyectos que, al momento de publicarse las bases no se encuentren interconectados al sistema eléctrico respectivo.

Los proponentes que presenten ofertas en los respectivos procesos de licitación deberán indicar en su propuesta el compromiso de inyección de energía renovable no convencional que realizarán anualmente, indicando el compromiso de inyección mensual para dar cumplimiento al mencionado compromiso anual.

Adicionalmente, los proponentes deberán, a lo menos, cumplir con lo siguiente, conforme las disposiciones de las bases correspondientes:

(i) acreditar que los proyectos de medios de generación renovables no convencionales de que son titulares cuentan con una Resolución de Calificación Ambiental favorable, si correspondiere, conforme a la normativa vigente;

(ii) acreditar que los proyectos de medios de generación renovables no convencionales de los que son titulares, y que participen en la licitación, tienen un capital suscrito, o bien cuentan con compromisos formales de aporte de capital, igual o superior al 20% del total requerido para construir y poner en operación el proyecto respectivo;

(iii) acreditar que son propietarios, usufructuarios, arrendatarios, concesionarios o titulares de servidumbres sobre los terrenos en los cuales se ubiquen o construyan el o los medios de generación de energías renovables no convencionales, toda o parte de cuya producción sea ofertada en la licitación, han solicitado la respectiva concesión o bien cuentan con un contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del inmueble que lo habilite para desarrollar el proyecto;

(iv) entregar una caución por seriedad de la oferta, y

(v) entregar una caución para garantizar la materialización efectiva del proyecto de acuerdo a las características técnicas de la propuesta presentada.

La adjudicación se efectuará tomando en consideración los volúmenes de energía ofertada y los precios unitarios asociados a ellos, debiendo adjudicarse las ofertas con menores precios.

En el caso de que haya ofertas en más de un punto de inyección, la comparación entre los precios ofertados se hará refiriendo todos los precios a un punto particular del sistema. Para ello, se considerarán los precios de energía ofertados corregidos por los factores de penalización de energía del sistema correspondiente, informados en el informe técnico definitivo de precios de nudo más reciente, vigente a la fecha de publicación de las bases de licitación, o el mecanismo que establezca el reglamento.

Con todo, en las bases de licitación correspondientes se establecerá un precio máximo para la energía igual al costo medio de desarrollo de largo plazo de generación de un proyecto de expansión eficiente en el sistema correspondiente, cuyo valor actual neto es igual a cero. Para ello se considerará la información contenida en el informe técnico definitivo de precio de nudo, y que podrá incrementarse en hasta un 10% adicional.

A cualquier proponente le podrá ser adjudicada la totalidad o un monto parcial de el (los) bloque(s) de energía que haya ofertado.

El precio de energía que percibirán aquellos adjudicatarios en los procesos de licitación, corresponderá al que cada participante haya indicado en su propuesta, e incluirá tanto el valor de la energía como el del certificado emitido por la Dirección de Peajes correspondiente de la energía proveniente de medios de generación renovables no convencionales. Junto con ofertar un precio para el mes inicial, los proponentes podrán incluir un mecanismo de indexación, el que deberá ajustarse a lo que las bases indiquen.

Para estos efectos, cada Dirección de Peajes realizará una liquidación mensual del balance de energía renovable no convencional inyectada, considerando el promedio mensual de los costos marginales instantáneos en el punto de inyección y el precio licitado. En caso que el balance arroje que el ingreso producto de la energía inyectada, valorizada al costo marginal promedio sea mayor al ingreso por la energía inyectada valorizada al precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema recibirán la diferencia, a prorrata de sus retiros, hasta un valor máximo de 0,4 UTM por MWh, percibiendo el exceso de dicha cifra el respectivo generador renovable no convencional.

Por su parte, en caso que el ingreso por la energía inyectada, valorizada al promedio mensual de los costos marginales, sea inferior al ingreso por la energía inyectada valorizada al precio licitado, las empresas eléctricas que efectúen retiros del sistema deberán pagar la diferencia, a prorrata de sus retiros, hasta un valor máximo de 0,4 UTM por MWh. En caso que la energía mensual efectivamente inyectada por un proponente que se haya adjudicado la licitación, sea mayor o igual al bloque mensual comprometido, el excedente de energía se valorizará a costo marginal instantáneo de cada sistema eléctrico, en concordancia con lo señalado en el inciso primero del artículo 119° de la presente ley. El adjudicatario recibirá un monto igual a la valorización del bloque comprometido de acuerdo a las condiciones ofertadas más un monto correspondiente al excedente de energía, valorizada como se indicó. Al mismo tiempo, el adjudicatario recibirá los certificados de energías renovables no convencionales emitidos por dicha Dirección correspondientes a la inyección del mencionado excedente de energía.

La energía inyectada mensualmente correspondiente a bloques adjudicados y comprometidos en alguna de las licitaciones a las que refiere este artículo se empleará para el cumplimiento de la obligación señalada en el inciso primero del artículo anterior. Para ello, cada mes se asignará esta energía a todas las empresas que realicen retiros, a prorrata de los montos de energía retirados en el mes por cada una de ellas.

Las valorizaciones de energía mencionadas, así como la determinación de transferencias monetarias, serán realizados por la Dirección de Peajes que corresponda.”.

3) Incorpórese el siguiente artículo 174 bis, nuevo:

“Artículo 174 bis.- Los planes de expansión de las instalaciones de generación de cada sistema mediano deberán contemplar proyectos de medios de generación renovables no convencionales, los que

deberán priorizarse en relación a otras fuentes de energía primaria considerando una expansión eficiente del sistema.”.

Artículo 2°.- Sustituyese el inciso cuarto del artículo 1° transitorio de la ley N° 20.257, por el siguiente:

“Con todo, la obligación aludida en el inciso primero será de un 5% para los años 2010 a 2014, aumentándose en un 0,5% anual a partir del año 2015. Este aumento progresivo se aplicará de tal manera que los retiros afectos a la obligación al año 2015 deberán cumplir con un 5,5%, los del año 2016 con un 6% y así sucesivamente, hasta alcanzar el año 2024 el 10% previsto en el artículo 150° bis, para los contratos celebrados con posterioridad a 31 agosto de 2007 y con anterioridad al 1 de julio de 2013. Para los contratos firmados con posterioridad al 1 de julio de 2013, la obligación aludida será de un 5% al año 2013, con incrementos del 1% a partir del año 2014 hasta llegar al 12% el año 2020, e incrementos de 1,5% a partir del año 2021 hasta llegar al 18% al año 2024, y un incremento de 2% al año 2025 para llegar al 20% al año 2025. El mecanismo de licitación será aplicable a contar del año 2015. En caso que el reglamento no se encuentre vigente para dicho periodo, la licitación comenzará a regir a contar del año siguiente y así sucesivamente. Para el período en que no hubiese comenzado a regir el mecanismo de licitación, la obligación será íntegramente exigible para las empresas eléctricas que efectúen retiros.”.

Artículo transitorio.- Dentro del plazo de noventa días, contado desde la publicación de la presente ley en el Diario Oficial, se dictará un reglamento que establezca las condiciones del procedimiento de licitación que regula el artículo 150 ter, nuevo, de la Ley General de Servicios Eléctricos, y las demás normas necesarias para su implementación eficaz.”.

Se acordó designar Diputado Informante al señor **Carlos Vilches Guzmán.**

SALA DE LA COMISIÓN, a 12 de junio de 2013.

Tratado y acordado, conforme se consigna en las actas de fechas 3 de octubre de 2012, y de 8 de enero, 20 de marzo; 8 y 22 de mayo, y 12 de junio de 2013, con la asistencia de los Diputados señores Vilches, don Carlos, (Presidente); Bertolino, don Mario; Carmona, don Lautaro; Espinosa, don Marcos; Harboe, don Felipe; Kort, don Issa; Latorre, don Juan Carlos; Lemus, don Luis; Núñez, don Marco Antonio; Rivas, don Gaspar; Rojas, don Manuel; Velásquez, don Pedro, y Ward, don Felipe.

Se hace constar que en algunas sesiones, asistieron por la vía del reemplazo los Diputados, Baltolu, do Nino; Cerda, don Eduardo; Rosales, don Joel, y Sandoval, don David.

PATRICIO ÁLVAREZ VALENZUELA
Secretario de la Comisión