

INFORME 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, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios.

BOLETÍN N° 9.515-08

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 Su Excelencia la Presidenta de la República, con calificación de urgencia "suma".

Se dio cuenta de esta iniciativa ante la Sala del Honorable Senado en sesión celebrada el 4 de noviembre de 2014, disponiéndose su estudio por la Comisión de Minería y Energía.

Asistió a sesiones de la Comisión, además de sus miembros, el Honorable Senador señor Antonio Horvath Kiss.

- - -

Cabe hacer presente que este proyecto de ley se discutió sólo en general, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 36 del Reglamento del Senado.

- - -

A las sesiones en que se discutió este asunto, concurrió, especialmente invitado, el Ministro de Energía, señor Máximo Pacheco, acompañado del Director Ejecutivo y de la Jefa del Departamento Jurídico de la Comisión Nacional de Energía (CNE), señor Andrés Romero y señorita Carolina Zelaya, respectivamente; el asesor ministerial señor Felipe Venegas, y el coordinador de prensa señor Diego George-Nascimento.

Concurrieron, también:

- De la Asociación de Generadoras de Chile A.G., la asesora señorita Daniela Gorab.

- De ACERA A.G., el Director Ejecutivo señor Carlos Finat, y el Director señor Claudio Espinoza.

- De VALGESTA Energía S.A., el Gerente General señor Ramón Galaz.

- De la Asociación de Empresas Eléctricas A.G., el Director Ejecutivo señor Rodrigo Castillo.

- De la Asociación de Pequeños y Medianos Generadores A.G., el Presidente señor Sebastián Pizarro, y el asociado señor Juan José Chávez.

- Del Instituto Igualdad, la asesora señorita Daniela Fuentes.

- De la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (ODECU), el Presidente señor Stefan Larenas, y el asesor legislativo señor Edgardo Ceballos.

- De GDF Suez Energy Andino, el CEO señor Juan Clavería; el Gerente de Asuntos Corporativos, señor Pablo Villarino, y el Vicepresidente Comercial, señor Enzo Quezada.

- De COLBÚN Energía, el CEO señor Thomas Keller; el Gerente de Negocios, señor Juan Eduardo Vásquez, y la asesora externa señora Joanna Davidovich.

- De ENDESA, el Gerente de Comercialización señor José Venegas.

- De ENERSIS, el Gerente de Regulación señor Guillermo Pérez del Río.

- De la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas A.G., el Director Ejecutivo señor Rafael Loyola, y el asesor señor Fernando Cubillos.

- De Gestión Comunicación, la señorita Constanza Sapag.

- De FIRST SOLAR, la asesora de comunicaciones señorita Carmen Rodríguez.

- De Radio Cooperativa, el periodista señor Jorge Espinoza.

- Del Diario La Tercera, la periodista señorita Carolina Pizarro.

- De la Fundación Jaime Guzmán, el abogado señor Héctor Mery.

- Del Centro Democracia y Comunidad, el asesor legislativo señor Cristián Mundaca.

- Del Instituto de Ecología Política, el señor Manuel Baquedano.

- De la Biblioteca del Congreso Nacional, el analista señor Rafael Torres.

- Del Instituto Libertad y Desarrollo, la Directora del Programa Legislativo señorita Bárbara Vidaurre, y la especialista señora Susana Jiménez.

- El asesor parlamentario señor Luis Donoso.

- - -

OBJETIVOS DEL PROYECTO

El proyecto de ley persigue, fundamentalmente, mejorar el proceso de licitaciones de suministro de clientes regulados, de tal manera de asegurar un suministro bajo contrato para la totalidad de estos clientes; obtener precios competitivos en un mercado preferentemente de largo plazo, y garantizar el cumplimiento de las metas de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico.

- - -

ANTECEDENTES

1.- Antecedentes normativos.

1) Decreto con fuerza de ley N° 4, del Ministerio de Economía, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

2) Ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

3) Decreto supremo N° 14, del Ministerio de Energía, de 2012, que fija tarifas del sistema de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación.

4) Decreto supremo N° 61, del Ministerio de Energía, de 2011, que fija instalaciones del sistema de transmisión troncal, el área de influencia común, el valor anual de transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2011-2014.

2.- Mensaje del Ejecutivo.

El Mensaje con que se origina este proyecto de ley hace presente que el modelo regulatorio del funcionamiento de nuestro sistema eléctrico se encuentra establecido en la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE). En esencia se deja a la iniciativa privada el desarrollo y operación de la industria eléctrica, mientras el accionar del Estado se dirige a

regular y fiscalizar el sistema, en materia de generación, transmisión y distribución.

Agrega el Mensaje que dicho cuerpo legal ha sido objeto de diversas modificaciones desde la promulgación de su primera versión en septiembre de 1982. De tales enmiendas las más importantes para los clientes regulados se introdujeron mediante la ley N° 20.018 (llamada Ley Corta II), que determinó un esquema de licitaciones para el suministro de los consumos. Son clientes regulados aquellos usuarios finales cuya potencia conectada es inferior o igual a 500 kilowatts, ubicados en zonas de concesión de servicio público de distribución o que se conecten mediante líneas de su propiedad o de terceros a las instalaciones de distribución de la respectiva concesionaria. Los clientes cuyo consumo se ubica entre 500 y 2.000 kilowatts pueden optar tanto por un régimen de tarifa regulada como por uno de tarifa libre.

Hasta la entrada en vigencia de la ley N° 20.018 cada distribuidora eléctrica licitaba el suministro de sus clientes regulados, asignándose de esta manera el “suministrador” (generador) de la energía correspondiente. En cuanto al precio de este suministro, la ley establecía que el precio de energía y potencia que se traspasaba a clientes regulados correspondía al que se determinara semestralmente por la autoridad, mediante la dictación de un decreto de “precio de nudo de corto plazo”, el cual era el resultado de un proceso en que intervenía la Comisión Nacional de Energía (CNE) y el Ministerio de Economía. El precio de nudo debía reflejar un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel de generación –transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza, estos precios estaban sujetos a fluctuaciones asociadas a situaciones coyunturales.

Enseguida, el Mensaje recuerda que la aprobación en 2005 de la Ley Corta II fue una respuesta a la crisis energética ocasionada por los cortes en el abastecimiento de gas natural proveniente de Argentina, iniciados a principios de 2004. Desde 1997 el gas natural era el combustible que lideraba las inversiones en generación eléctrica en el país y se transformó en la tecnología que determinó el costo de desarrollo del sistema en el largo plazo. El inicio de los cortes y restricciones en los envíos de gas natural instaló la incertidumbre en el suministro gasífero. Como consecuencia, el sector de generación eléctrica frenó sus inversiones, debido al riesgo sobre la disponibilidad futura de ese combustible. De esta manera la evolución en el largo plazo de los precios tanto para los clientes libres como regulados se tornó impredecible.

Las centrales a carbón, posibles alternativas de desarrollo a las centrales de gas natural y que a la sazón tenían un costo variable superior a estas últimas, no resultaban atractivas para la inversión. Lo anterior se debía a la posibilidad de que el suministro de gas se reanudara, disminuyendo el precio de nudo. Ello habría dejado a las centrales a carbón sin posibilidad de financiarse a través de contratos para suministro con clientes regulados (a precio de nudo), y expuestas a una situación de abastecer contratos a precios menores que sus costos de desarrollo.

Para enfrentar esa situación y despejar la incertidumbre en el mercado eléctrico para el desarrollo de futuras inversiones en generación se dictó la Ley Corta II, cuyo objeto era reforzar la seguridad y competencia en el abastecimiento eléctrico para el país y permitir la incorporación de nuevos actores y proyectos de generación eléctrica. La solución ideada entonces fue cambiar el sistema de fijación de precios existente hasta ese momento, determinado por el Estado al cliente regulado, por uno donde el precio es determinado por la oferta que realizan las empresas generadoras en procesos de licitaciones desarrollados por las compañías distribuidoras. Este sistema permite a los desarrolladores de proyectos de generación rentabilizar a largo plazo sus instalaciones, mediante contratos de suministro celebrados con las concesionarias de distribución a precios fijos, estables y debidamente indexados de acuerdo al combustible elegido para suministrar los contratos y por períodos de tiempo relativamente largos (de hasta quince años de duración).

Además, la ley N° 20.018 dispuso que las distribuidoras debían licitar sus suministros a clientes regulados, con una antelación mínima de tres años, para permitir la entrada de nuevos proyectos y oferentes al mercado eléctrico chileno. Se estableció también un valor máximo o precio máximo, por encima del cual no pueden presentarse las ofertas de las empresas generadoras, y que se fija semestralmente por la CNE junto con el precio de nudo. La metodología de cálculo del mencionado precio quedó plasmada en la propia ley.

El articulado transitorio de la ley incorporó una norma en cuya virtud el precio a traspasar a clientes regulados de las distribuidoras, que al momento de ingreso a tramitación de la ley se encontraban sin contrato, sería el precio de nudo, e incorporaría las desviaciones respecto del costo marginal con un tope del 20% por fijación semestral respecto del precio de nudo, a través de un mecanismo de cargos (y abonos) adicionales en la cuenta eléctrica. Este régimen transitorio duraría dos años con la facultad de extenderse por un año más. Como resultado de la aplicación de este mecanismo transitorio los clientes regulados pagaron durante su aplicación del orden de US\$1.500 millones, recursos suficientes para financiar hoy la inversión y operación de una central a carbón de 300 MW por veinticinco años.

A continuación, el Mensaje alude a los supuestos de la ley N° 20.018, entre ellos:

- 1) El rezago de inversiones duraría un máximo de tres años: la ley estableció un régimen transitorio de dos años, extensibles a tres, donde la diferencia entre precio de nudo y costo marginal se podía traspasar a clientes regulados, para el caso de los suministros que no contaran con contrato. Con esto la regulación asumía que en tres años como máximo se restablecería el equilibrio entre oferta y demanda y se podría superar el rezago de inversiones que estaba determinando una fuerte alza del costo marginal. Lo anterior, acrecentado por el uso alternativo del petróleo diésel como combustible de base, en aquellas centrales que no recibieron más gas natural y que eran duales en el uso de combustible.

Despejadas las principales incertidumbres para la inversión, el régimen de contratos seguiría siendo la regla absoluta en el mercado de los clientes regulados.

2) Las distribuidoras tenían ventajas comparativas para la confección de las bases de licitación: el legislador entregó la iniciativa de la confección de las bases de licitación a las distribuidoras, con la aprobación previa de la CNE. Tras esta estructura del procedimiento de confección de las bases, el legislador se puso en el supuesto de que las distribuidoras eran las más idóneas para cumplir ese cometido debido a su mayor conocimiento de las necesidades de consumo y de demanda de los clientes regulados, así como la idea de que siendo un negocio de “traspaso de costos” en relación al precio de energía cobrado al cliente regulado, las distribuidoras contaban con los incentivos para buscar los mejores precios finales posibles.

3) El precio máximo actuaría como protección al consumidor para un mercado concentrado y no enteramente competitivo: el precio techo o valor máximo de las ofertas fue concebido como una protección al consumidor, que podría enfrentar condiciones de escasa oferta o baja competencia, con precios muy altos que durarían varios años. La metodología de cálculo del precio techo está influido por precios de mercado ya fijados y no basados en el costo de desarrollo de largo plazo. Además se previó un mecanismo de alza en el precio techo (hasta 15%) para cuando no se hubieran recibido ofertas en las licitaciones respectivas o éstas hubieran sido declaradas total o parcialmente desiertas.

4) Se fortalecería el régimen de contratos a largo plazo: la Ley Corta II quiso remover los principales desincentivos y trabas a la contratación de largo plazo en el mercado eléctrico, especialmente en el mercado de los clientes regulados. Al efecto, el máximo instrumento de estabilización de precios que contempló es el de los contratos de suministro con una vigencia de hasta quince años y con indexadores específicos elegidos por los oferentes de un set establecido previamente en las bases.

El siguiente es el cuadro con los resultados de los procesos de licitación efectuados desde el año 2006 a la fecha:

PROCESO DE LICITACIÓN [US\$/MWh]	Precio techo TOTAL		
	Precio Ofertado Energía	Precio Indexado	
Mayo-2014 Adjudicada	[US\$/MWh]	[US\$/MWh]	[GWh]
LICITACIONES SIC			
2006/01	62,7	52,9	68,3 12.076
2006/01- 2	62,7	54,5	91,0 1.130
2006/02	61,7	59,8	62,0 5.700
2006/02-2	71,1	65,8	74,4 1.800
2008/01	125,2	104,3	112,5 7.821
2008/01-2	125,2	99,5	107,3 935
2010/01	92,0	90,3	97,5 2.200

2012/01	129,5	129,5	130,0	924
2012/03-2	140,0	138,9	135,6	248
2013/01	129,0	128,9	133,2	3.900
LICITACIONES SING				
SING 2008/01	138,2	90,0	105,4	2.530

El cuadro muestra que las primeras licitaciones realizadas el año 2006 obtuvieron precios relativamente competitivos y hubo oferta suficiente para cubrir las cantidades demandadas. Sin embargo, las licitaciones posteriores comenzaron a evidenciar serias dificultades de oferta, debido al diagnóstico que se instauró de manera generalizada entre los años 2007 hasta el 2009, esto es, que al año 2010 se produciría un gran descalce entre oferta y demanda por el retraso de algunos proyectos de generación. Esta situación llevó a la autoridad de la época a establecer un sistema de indexación que limitó la exposición al riesgo a los potenciales oferentes, ante la expectativa de costos marginales esperados del sistema muy por arriba de los precios máximos presentes en las licitaciones. Finalmente las licitaciones tuvieron éxito en términos de participación de oferentes, pero a precios sustantivamente mayores que las de 2006 y con un lapso de dos años sometidas a un sistema de indexación, que recogía parcialmente los vaivenes del costo marginal.

En el último proceso de licitación desarrollado el año 2013, junto con no presentarse ofertas suficientes para cubrir el total de la energía demandada, el precio al cual se adjudicó la licitación fue de US\$/128,9 MWh, lo cual correspondió al precio “techo”. Éste refleja una situación coyuntural de estrechez de oferta, que en ningún caso corresponde a un desarrollo eficiente del segmento generación. El alza en los precios de licitaciones desarrollados en los últimos ocho años ha significado que el componente energía de la cuenta eléctrica de hogares, comercios y pequeñas empresas sea 20% superior respecto al año 2010. De mantenerse el escenario de precios adjudicados en 2013, el costo de la electricidad para clientes regulados podría subir 34% durante la próxima década.

En ese marco, el Mensaje arguye que a casi diez años de la Ley Corta II el país se encuentra nuevamente ante la coyuntura de licitar los suministros de las distribuidoras con un escenario de estrechez de oferta eléctrica. De igual manera, el supuesto de que las distribuidoras tendrían de manera permanente y completa sus suministros cubiertos por contratos de largo plazo con las generadoras no se ha cumplido cabalmente, y los regímenes excepcionales que regulan el caso de un suministro para clientes regulados de una distribuidora que no se encuentren respaldados por un contrato con un generador no han contado con una solución única y permanente en el sistema, lo que genera incertidumbre y barreras de entrada para nuevos competidores.

En los últimos diez años se han determinado variadas formas de solucionar los problemas de asignación y precio del suministro, desde la emisión de la Resolución Ministerial Exenta N° 88, del Ministerio de Economía, de 2001, pasando por el artículo 27 transitorio de la Ley Corta II y la ley N° 20.220, que reguló la situación de quiebra de una suministradora. Actualmente se sigue aplicando una regla equivalente de

excepcionalidad, mediante las Resoluciones Exentas N^{os}. 2.288, de 2011, y 239, de 2012, de la SEC. De esta forma, la regulación caso a caso que rige para las distintas situaciones que se han presentado o podrían presentarse en el futuro cercano contribuye a aumentar la incertidumbre regulatoria que se intentó combatir.

Entre los supuestos no cumplidos de la Ley Corta II, el Mensaje indica que el relativo a que en tres años máximos se podría restablecer el equilibrio entre oferta y demanda, superando el rezago de inversiones que estaba determinando una fuerte alza del costo marginal, no fue tal. La falta de competencia en el proceso de licitaciones, con precios cada vez mayores, ausencia de nuevos participantes, energía de base contratada que se concentra en las tres principales generadoras del país, y costos marginales esperados del sistema por sobre los precios máximos fijados en las licitaciones, evidenció un nuevo descalce entre una demanda creciente y una estrechez de la oferta por parte de las empresas generadoras.

Por otra parte, tampoco se cumplió el supuesto de que las distribuidoras, dado su mayor conocimiento de las necesidades de consumo y de demanda de los clientes regulados, entregarían proyecciones acordes al crecimiento de la demanda. Estas proyecciones tendían a sobreestimarse por parte de las distribuidoras con altas tasas de crecimiento, dando lugar a una serie de observaciones por parte de la autoridad regulatoria para que justificaran dichas proyecciones. Ha sido la CNE la que asume la responsabilidad de autorizar la proyección de demanda y el consecuente diseño del bloque de suministro acorde a fundamentos y justificaciones estimados por ellas. A esto debe sumarse que no existe la certeza que las distribuidoras posean los incentivos necesarios para buscar los mejores precios, dado que éstas simplemente realizan el traspaso de costos a sus clientes finales.

En lo que respecta a que el precio de techo o valor máximo de las ofertas actuaría como protección al consumidor, dado que nos encontramos ante un mercado de generación concentrado y con competencia imperfecta, en los hechos terminó entendiéndose como un derecho de los generadores a ofertar y, en consecuencia, a vender a ese precio y no como un precio establecido en beneficio de clientes regulados. Es decir, un precio límite en que bajo su umbral deberían ofertar las generadoras. El precio techo ha jugado un rol al menos discutible con un efecto indeseado, dado que al ser observable, predecible y calculable para las empresas potencialmente oferentes, éstas adaptan su oferta a la evolución esperada del precio techo, toda vez que dicho precio se puede calcular anticipadamente sobre la base de valores calculados y establecidos en los decretos de precios de nudo de corto plazo, con una cierta adición definida en la propia ley, de modo que opera sin generar el efecto de dar lugar a precios basados en costos eficientes de mercado con señales de largo plazo.

Así pues, añade el Mensaje, se esperaba que el procedimiento licitatorio permitiera que los generadores recibieran ingresos consistentes con sus costos de producción y que fomentara la competencia

en el sector eléctrico. No obstante, a ocho años de haberse realizado el primer proceso de licitación y habiéndose realizado más de una decena de procesos, los precios de adjudicación han aumentado aproximadamente al doble, muy por encima de los costos competitivos de largo plazo, y el proceso no ha conseguido atraer la competencia deseada y necesaria para el buen funcionamiento del sector.

El Mensaje comenta que la situación de estrechez de oferta reseñada tiene múltiples causas y lleva años de gestación.

Por una parte, el Estado no ha tenido un rol activo en la conducción, dirección y orientación de largo plazo del sector ni en el establecimiento de las condiciones conducentes a un desarrollo energético seguro, sustentable, equitativo y a costos razonables. Adicionalmente, se aprecia un mercado eléctrico altamente concentrado, que ha presentado niveles de competencia por debajo de lo deseado a nivel de generación, y un dinamismo en el desarrollo de inversiones inferior al que Chile necesita.

Por otra, la denominada “judicialización” de proyectos energéticos tiene como discusión de fondo la compatibilidad en el uso del territorio entre las distintas actividades humanas, las prioridades locales y el desarrollo eléctrico. Asimismo, un creciente cuestionamiento ciudadano frente a determinadas fuentes de generación debido a sus impactos socio-ambientales y la falta de participación temprana de las comunidades receptoras de los proyectos en los beneficios ligados a las iniciativas.

En razón de lo anterior, el Gobierno definió una “Agenda de Energía”, dada a conocer por S.E. la Presidenta de la República en mayo del presente año, construida desde su inicio de forma abierta y participativa, a través de reuniones e intercambio de ideas con diversos actores sociales, políticos, parlamentarios, municipales, empresariales, ONG y académicos, buscando conjugar gran parte de esas visiones y ha trazado la ruta o carta de navegación de los próximos años para el sector energético en Chile.

La Agenda de Energía señala los principales lineamientos que deberán guiar dichos esfuerzos, partiendo de la base de reconocer que la energía es un insumo esencial para la sociedad, de manera que su disponibilidad y abastecimiento influyen directamente en el crecimiento social y económico y, en consecuencia, en la reducción de la pobreza. La falta de acceso a fuentes y redes de energía confiables constituye una limitación para el progreso social sostenible, el crecimiento económico y el bienestar de la población, por el impacto que tiene para los hogares de Chile el costo de la electricidad.

Esta Agenda ha trazado una ruta que tiene como objetivo lograr que nuestra energía sea confiable, sustentable, inclusiva y de precios razonables, con una matriz eléctrica diversificada, equilibrada y que garantice al país mayores niveles de soberanía en sus requerimientos energéticos. Para ello se impulsarán políticas y acciones para avanzar en cambios sustanciales en los próximos diez años. Una de las metas

planteadas en la Agenda apunta a reducir en 25% los precios de las licitaciones de suministro eléctrico de la próxima década para hogares, comercios y pequeñas empresas, respecto a los precios ofertados en la última licitación realizada en 2013 (que ascendieron a US\$/128,9 MWh). Herramienta clave para lograr este objetivo, son las licitaciones de suministro para clientes regulados.

Los próximos procesos de licitación involucran una cantidad de suministro de tal magnitud que tendrán una incidencia significativa en el precio para los clientes regulados durante la próxima década. Así, para el año 2021 se requerirá licitar en el SIC aproximadamente 20.000 GWh, lo cual representa cerca del 45% del total de suministro contratado para dicho año. El precio promedio de los contratos que se traspa a clientes regulados se encuentra a esta fecha en torno a los 85 US\$/MWh. Si se considera que los contratos de menor precio, suscritos en las licitaciones del año 2006, comienzan a vencer a partir de 2019, y de continuar la tendencia de los precios de adjudicación de los últimos procesos, en torno a los 130 US\$/MWh, el resultado de las próximas licitaciones puede implicar un alza muy importante en el precio de los clientes regulados, cuyos efectos perdurarían por un extenso período, puesto que se trata de contratos de hasta quince años. Por tal motivo, resulta de gran importancia incorporar modificaciones al diseño de las licitaciones de suministro que permitan incorporar mayor competencia, nuevos proyectos eficientes y lograr menores precios para los clientes regulados.

El Mensaje continúa explicando que en la última década se observan altos costos marginales y precios de electricidad para clientes finales que no reflejan el costo de un desarrollo eficiente del sistema. Diversos estudios apuntan que uno de los problemas del mercado eléctrico estaría asociado a la falta de competencia en el mercado de generación. En un reciente estudio encargado por la Fiscalía Nacional Económica, se indica que la forma de las ofertas en las licitaciones de distribución no son consistentes con competencia perfecta (esto es, cercanas al coste de oportunidad de proveer energía). De la misma forma se descartan conductas de colusión (i.e. acciones concertadas para levantar precios). Se observa competencia imperfecta con un ejercicio de poder de mercado de tipo unilateral o no-cooperativo. Este informe advierte que el alza de los precios resta competitividad a la industria chilena y comienza a transmitirse paulatinamente a las familias. En el SIC las tres empresas más grandes de generación eléctrica y sus relacionadas poseen más del 76% de la capacidad instalada, mientras que en el SING alcanza al 98%.

En tal sentido, Chile se enfrenta al riesgo de adjudicar contratos para los hogares, pequeñas empresas y comercios (clientes regulados) que tendrán efectos por toda la próxima década, a precios muy por encima de los costos competitivos de largo plazo. El costo de la electricidad podría subir 34% durante la próxima década respecto al año 2014. De suceder eso, en diez años las cuentas eléctricas habrán subido en torno al 50%. Por ello, uno de los objetivos planteados por el Gobierno es generar las condiciones para permitir y promover mayor competencia en el mercado eléctrico y así lograr precios razonables para los clientes regulados.

Uno de los instrumentos claves para el logro de estos objetivos está constituido por los procesos de licitación de suministro para clientes regulados, que representan cerca del 50% de la demanda de consumo eléctrico del SIC y SING. Por ello, estas licitaciones sentarán las bases de los precios de la próxima década, junto con los niveles de diversificación, competencia y seguridad en el suministro eléctrico del país.

El mercado eléctrico nacional es un mercado de contratos, lo cual implica que toda la energía que se consume debe estar respaldada en un contrato de suministro. Dada la magnitud que representan los contratos de suministro para clientes regulados dentro del mercado de contratos, la manera en que las licitaciones incentiven la incorporación de nueva capacidad incide en el desarrollo del sistema eléctrico. En particular, el logro de atributos deseables y necesarios para el sistema eléctrico, tales como eficiencia en la generación eléctrica, competencia en el sector, seguridad en el suministro, diversificación de las fuentes de energía y sustentabilidad del parque generador, serán posibles de alcanzar en la medida que el mercado de contratos de los clientes regulados propenda a ellos. El Estado no puede restarse en la participación del diseño de estos procesos de licitación, que proporcionan un medio relevante para asegurar el cumplimiento de dichos objetivos, puesto que es el Estado el responsable final del funcionamiento del servicio eléctrico para los usuarios del país.

Además, la obtención de un contrato de suministro que dé mayor certeza en cuanto a los ingresos es un elemento fundamental para concretar la instalación de nuevos proyectos de generación, pues de la existencia de contratos depende fuertemente el otorgamiento del financiamiento necesario para materializarlos. El desarrollo de procesos de licitación orientados por parte de empresas distribuidoras únicamente a la obtención del respaldo de suministro contratado, sin lograr incorporar medidas que incentiven el ingreso de nuevos y adecuados proyectos de generación, ha tenido efectos en una expansión más restringida del parque de generación. Es clave que el Estado vele por un diseño apropiado de las licitaciones de suministro para clientes regulados, a fin de viabilizar la incorporación de nuevos actores y centrales de generación al mercado alineados con los objetivos mencionados.

En opinión del Ejecutivo, el suministro al cliente regulado es un servicio público y el Estado debe velar, supervisar y propender a que éste sea confiable, sustentable, inclusivo y a precios razonables. En consecuencia, la actividad económica que conlleva la licitación de energía y su respectivo contrato de adjudicación debe ser regulada por el interés público involucrado. Existe convicción técnica en orden a que el mecanismo de licitaciones públicas para obtener el suministro y determinar el precio de energía para los clientes regulados es un mecanismo adecuado para el funcionamiento de un mercado dinámico y competitivo del segmento generación.

En mérito de lo expuesto, y sobre la base de la experiencia de los ocho años de aplicación del mecanismo y de la experiencia de otros países de la región que contemplan mecanismos comparables (como Brasil y Perú), se propone introducir ajustes al

mecanismo contemplado en nuestra legislación, que tienen como uno de sus ejes principales fomentar la competencia del mercado de generación eléctrica, mediante la incorporación de nuevos actores y fuentes de generación que perfeccionen el funcionamiento competitivo de este mercado. Estas condiciones permitirán reducir los precios para los clientes regulados en el largo plazo y mejorar las condiciones de abastecimiento energético nacional en su conjunto.

El Estado no puede actuar como un espectador pasivo, sino que debe jugar un rol fundamental orientando y conduciendo el desarrollo eléctrico del país en el largo plazo. Este rol se traduce en atribuciones que permitan a la autoridad diseños licitatorios que cumplan con objetivos estratégicos y atraigan nuevas inversiones al sector. Se trata de desplazar el eje de la responsabilidad del proceso desde las concesionarias de servicio público de distribución hacia la autoridad reguladora.

Al concluir, el Mensaje considera que este nuevo marco de licitaciones dará al oferente señales de certeza regulatoria y de desarrollo orgánico. Conforme al principio de servicio público que rige el suministro de electricidad a clientes regulados, no habrá lugar a la opción de interrumpir este suministro mientras exista la capacidad técnica y la disponibilidad de energía para suministrarlo.

3.- Estructura del proyecto de ley.

La iniciativa consta de un artículo único y tres artículos transitorios.

El artículo único contiene trece numerales, que introducen diversas enmiendas al decreto con fuerza de ley N° 4, del Ministerio de Economía, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.

Entre las principales modificaciones que se consultan en el texto aprobado por la Honorable Cámara de Diputados, cabe mencionar:

- Las licitaciones de suministro eléctrico se constituyen en un mecanismo que garantiza el suministro contratado de clientes regulados a precios competitivos, y asegura condiciones de eficiencia económica, seguridad, competencia y diversificación del sistema eléctrico. La CNE, explicitará los lineamientos asociados para el cumplimiento de los referidos objetivos, lo que serán considerados para definir los contenidos de las licitaciones.

- La autoridad regulatoria será responsable de elaborar las bases de licitación y las empresas distribuidoras serán las encargadas de llevar a cabo el proceso administrativo de licitación. Los contratos de adjudicación que se suscriban entre una distribuidora y el suministrador serán contratos tipos, que formaran parte de las Bases de Licitación, y serán aprobados por la CNE. Tratándose de contratos de

suministro de energía para servicio público de distribución, se rigen por normas de orden público.

- Se establece un esquema flexible de definición de bloques de suministro a licitar. De esta manera, se podrán definir licitaciones de largo plazo con al menos cinco años de antelación, en donde se espera mayores niveles de competencia con nuevos actores. Adicionalmente, en caso de resultar necesario, se podrán definir licitaciones de corto plazo. El plazo máximo de duración de los contratos se extiende a veinte años (en concordancia con los plazos de financiamiento de centrales de generación que permitan obtener precios de ofertas más bajos).

- El precio máximo de las ofertas puede mantenerse oculto a los oferentes hasta después de abiertas las ofertas. Este precio máximo será determinado por la autoridad en base al período de suministro y costos eficientes de abastecimiento del bloque de suministro a licitar. Con ello se impide la adjudicación a precios por sobre lo razonable para el producto licitado, y se incorpora un instrumento que podría incentivar mayor competencia que precio máximo revelado, eliminando expectativas de adjudicaciones a precios coyunturales.

- Se permite a los oferentes que respalden su oferta en nuevos proyectos de generación para que, en caso de enfrentar problemas para la instalación de sus centrales por razones inimputables, puedan poner término anticipado al contrato, o postergar el inicio de suministro. Esto reduce el riesgo de cumplir con la obligación de suministro recurriendo a compras al mercado *spot*, sin haber logrado concretar la instalación del proyecto debido a razones no imputables, permitiendo la participación de mayor oferta y competencia a las licitaciones.

- Los criterios de evaluación económica de las ofertas que se establezcan en las bases podrán contemplar las fórmulas de indexación, o premiar aquellas ofertas basadas en nuevos proyectos de generación, respaldadas en energía firme disponible para ser contratada, medios de generación que se proponga fomentar, entre otros, según los objetivos determinados para la licitación.

- Se aclara la indefinición legal respecto de la regulación de suministros destinados a clientes regulados sin contrato que lo respalde, definiendo la responsabilidad de los generadores y el precio de transacción, en caso que los retiros sean mayores que el suministro contratado. Esta medida es excepcional, por lo que se estima adecuado que la aplicación de la regulación sea única, independiente de la causal específica que la origina.

- Las empresas generadoras asignadas para suministrar la correspondiente fracción del suministro sin contrato recibirán por la venta de dicha energía (por parte de la empresa distribuidora) un valor equivalente al precio de venta de la energía que corresponde al máximo valor entre el Precio de Nudo de Corto Plazo y el costo variable de operación propio del generador, más las diferencias de costos marginales entre el

punto de retiro y el punto de inyección, ajustado por factores que reconozcan las pérdidas de energía.

- Se aumenta el límite que define los clientes libres (actualmente, clientes libres son aquellos cuya potencia conectada es inferior o igual a 500 kW; entre dicho límite y 2.000 kW, se puede optar entre los tipos de tarifa). Así, se consideran clientes libres aquellos con capacidad instalada superior a 10.000 kW, lo que tiene como principal motivación el hecho de que hoy clientes libres no tienen una gran capacidad de negociación frente a sus proveedores de energía.

- - Se permite (en una norma transitoria) gradualidad en la implementación del aumento. Por ejemplo, se establece que aquellos usuarios entre 5.000 y 10.000 kw, sólo podrán optar por el traspaso a régimen regulado a partir del cuarto año de publicada la ley. Además, se incorporó una disposición relacionada con el denominado "multirut", en orden a evitar la práctica de algunos clientes industriales consistente en dividir el consumo energético en varios empalmes para acceder al mercado regulado.

- Se incluye un plazo de noventa días, contado desde la publicación de la ley, para dictar el reglamento respectivo, y se prorroga hasta el 31 de diciembre de 2015 el decreto N° 14, del Ministerio de Energía, de 2012, que fija tarifas de los sistemas de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de Indexación.

- - -

DISCUSIÓN EN GENERAL

Al iniciarse la discusión de esta iniciativa legal expuso ante la Comisión, en primer término, el **señor Ministro de Energía**.

El personero de Gobierno señaló que la ley N° 20.018 estableció un sistema de licitaciones competitivas que aseguran el precio por un tiempo determinado con incentivo a la inversión en generación. Este cuerpo legal contempló, además, la obligación de las empresas de distribución eléctrica de comprar bloques de potencia para asegurar el suministro eléctrico de clientes regulados.

Las licitaciones de suministro, dijo el Ministro, son públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Las bases son elaboradas por las distribuidoras y aprobadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE). El período de suministro no puede ser superior a quince años.

El objetivo de esta regulación fue la incorporación de nuevos proyectos y competencia al segmento de generación, definiendo precios eficientes para clientes regulados. Sin embargo, el suministro ha tenido un alza significativa, llegando a cerca del doble del valor de las licitaciones. De esta manera, mientras para clientes regulados (familias, comercios y empresas pequeñas) el suministro fue adjudicado en 2006 a

valores promedio de 65 US\$/MWh, en la última la licitación del año 2013 ese valor fue de 128 US\$/MWh. De mantenerse la tendencia de los procesos de licitación de 2013 el costo de la electricidad podría subir 34% durante la próxima década respecto al año 2014. Y en diez años las cuentas eléctricas habrán subido 50%.

El Secretario de Estado adujo que las licitaciones son un poderoso instrumento que permite promover la competencia en el mercado eléctrico y lograr precios razonables. Las licitaciones sentarán las bases de los precios de la próxima década, junto con los niveles de diversificación, competencia y seguridad en el suministro eléctrico del país. Si bien existe una cantidad relevante de energía contratada, a partir del año 2019 habrá déficit de ella (esto es lo que ahora se pretende licitar).

El señor Ministro recordó que la ley N° 20.018 entregó la conducción del proceso a las distribuidoras eléctricas, dado su mayor conocimiento de necesidades de consumo y demanda de clientes regulados. No obstante, en ocho años de licitaciones se ha demostrado que las distribuidoras no cuentan con los incentivos necesarios para buscar precios eficientes, ya que realizan el traspaso de costos a sus clientes finales.

Así las cosas, el principio detrás de esta nueva regulación es que el suministro a cliente regulado es un servicio público, por lo que el Estado debe velar, supervisar y propender a que sea confiable y a precios razonables. Los objetivos que debe perseguir el mecanismo de licitaciones son asegurar suministro bajo contrato para clientes regulados a precios competitivos y garantizar el cumplimiento de los fines de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico, promoviendo la entrada de nuevos actores y tecnología.

Al Estado, acotó el señor Ministro, le corresponderá un nuevo rol en materia energética: las bases de las licitaciones de suministro eléctrico serán desarrolladas por la CNE. Los criterios de evaluación económica de las ofertas podrán considerar fórmulas de indexación, premiar ofertas en nuevos proyectos de generación, o bien respaldadas en energía firme, entre otros criterios que se definan según objetivos determinados para la licitación.

Esta iniciativa de ley, adujo el personero, propone un esquema flexible de definición de bloques de suministro a licitar. Se podrán definir licitaciones de largo plazo, con al menos cinco años de antelación, lo que debería suscitar mayores niveles de competencia con nuevos actores. Y si fuere necesario, se podrán establecer licitaciones de corto plazo. Por otra parte, se aumenta el plazo máximo a veinte años, de manera de establecer tiempos más acordes con los de financiamiento de nuevas centrales de generación.

Además, se faculta a los oferentes que respalden su oferta en nuevos proyectos de generación, para que en caso de enfrentar problemas para la instalación de sus centrales por razones inimputables, puedan poner término anticipado al contrato o postergar el inicio de

suministro. Ello reduce el riesgo de comprar en el mercado *spot* sin haber logrado concretar la instalación del proyecto, lo cual da pie a mayor oferta y competencia en las licitaciones. La verificación de las condiciones que gatillan la aplicación de esta medida debe estar fundamentada en un informe de consultor independiente y deberá efectuarse al menos con tres años de antelación al inicio de suministro.

Según dijera el señor Ministro, una de las razones por las cuales las empresas se presentan a las licitaciones con precios altos está dada por los riesgos: éstos pueden ser compartidos para obtener precios más bajos y evitar agregar el valor de dicho riesgo.

Enseguida, el personero destacó que en la proposición del Ejecutivo el precio máximo de ofertas se mantiene oculto a los oferentes hasta después de abiertas aquéllas. Esto contribuirá a dinamizar la competencia, pues este precio funciona como referencia. En todo caso, el precio será determinado por la CNE en base al período de suministro y costos eficientes de abastecimiento.

Ante una consulta surgida en el seno de la Comisión, el **Director Ejecutivo de la CNE** explicó que el precio de adjudicación de la oferta en 2013 fue de U\$132 con un precio máximo conocido, mientras que en la licitación siguiente (en 2014) –al establecerse un precio de reserva no conocido- alcanzó los U\$112. Lo dicho demuestra, en su opinión, la fortaleza de una norma que contemple un precio máximo oculto. El problema radica en que en su momento el precio máximo conocido se incorporó a la ley para favorecer al consumidor, pero terminó operando en forma contraria a sus intereses y se transformó en un derecho de las empresas al momento de licitar.

Ante una consulta del **Honorable Senador señor Pizarro** acerca de los niveles de competencia –en relación al número de empresas oferentes- observados en dicha ocasión, el **Director Ejecutivo de la CNE** aclaró que en esta licitación participó la misma empresa (esto es, ENDESA), estimándose un precio de reserva de U\$114, que en rigor se había fijado en U\$120.

Al retomar el uso de la palabra el **señor Ministro de Energía** apuntó que en el actual escenario entre las empresas se comienza a percibir una mayor competencia, notándose un alza de proyectos y de nuevos actores. Así, mientras en marzo del presente año existían veintiocho proyectos en construcción por 1.949 MW, a octubre se contabilizan cuarenta y ocho iniciativas por 3.682 MW.

El personero señaló, luego, que los contratos pueden contener mecanismos que permitan, previa aprobación de la CNE, traspasar ciertos cargos a los precios cuando éstos se originen en cambios no previsibles al momento de la adjudicación y que signifiquen una alteración importante al régimen económico del contrato. Se busca, de este modo, resolver la indefinición legal respecto del suministro destinado a clientes regulados sin contrato que lo respalde. Al efecto se define la responsabilidad de los generadores y el precio de transacción, en caso que los retiros sean

mayores que el suministro contratado. Esto sólo se aplicaría en caso de una licitación previa fallida, realizada con un año de antelación, que contemple condiciones particulares para el valor máximo de las ofertas.

Asimismo, dijo, se propone asignar los volúmenes de energía del suministro sin contrato de cada hora de operación entre los diferentes generadores que inyectaron energía al sistema durante tales horas y a prorrata de su energía inyectada. El precio de venta de la energía corresponde al máximo valor entre el precio de nudo de corto plazo y el costo variable de operación propio del generador, más las diferencias de costos marginales entre el punto de retiro y el punto de inyección. Este precio se traspa al cliente final, incorporándose en la reliquidación del precio de nudo promedio.

El **Honorable Senador señor Orpis** fue de opinión de que mientras en el actual esquema normativo el incentivo es dejar desierta la licitación, en este proyecto de ley el incentivo se orienta a perfeccionar el contrato. El contrato no sería la excepción, por lo cual en los siguientes procesos no debería haber licitaciones desiertas, sino que estarían todas contratadas.

El **Secretario de Estado** afirmó que estos argumentos convergen, por cuanto si el mercado espera que lo señalado conlleve una rebaja en precios, lo razonable es salirse del *spot*. Pero si éste va a caer, lo que se necesita es contratar. De esta manera se ha creado una dinámica de inversiones debido a que con estos precios la rentabilidad se ve incrementada. Con todo, agregó, el problema no se resuelve sólo con la generación, sino que queda por acometer lo más complejo que es la transmisión.

El **Honorable Senador señor Horvath** adujo que para nadie es desconocido lo concentrado que se encuentra el mercado de la energía. En un sistema que funciona mediante oligopolios o que tiende a configurarse así, añadió, se debe hacer un esfuerzo de evaluación de las tarifas posibles, del mismo modo como en los sistemas de aguas y alcantarillado se efectúan comparaciones con empresas modelos. Sostuvo que este ejercicio sería beneficioso para saber qué esperar en escenarios futuros.

A continuación, consultó a los representantes del Ejecutivo si en las licitaciones se consideran bloques especiales para ERNC separadas; si se contemplan los programas de eficiencia energética o de cogeneración para obtener la energía convenida a precios más convenientes, y en materia de transmisión cómo se pretende aplicar el instrumento de la CORFO en una misma cuenca pero con una red única que se prorratea.

Al responder, el **señor Ministro** enfatizó que la idea es que, luego de aprobado este proyecto, se entreguen las bases de licitación en marzo de 2015 y se pueda recibir ofertas en marzo de 2016, para suministrar energía ya en el año 2021. Se dispone de cinco años para desarrollar el proyecto, realizar estudios de impacto ambiental, obtener la

resolución de calificación ambiental y construir. En el evento de surgir un problema justificable e imprevisto se extiende por dos años más el plazo correspondiente.

En lo relativo a los “bloques horario”, el personero afirmó que existe una consideración particular para las ERNC, toda vez que se reconoce el carácter intermitente de su generación. No obstante, el viento es predecible en cuanto a su comportamiento y su horario, dependiendo también de la altura del molino respectivo. El señor Ministro, a título ilustrativo, señaló que en Alemania existen en la misma zona proyectos de energía base y de energía intermitente. Estas energías por bloque horario deben complementarse con otras para conferirle estabilidad al sistema. Los bloques horarios van a permitir que tanto la energía eólica, cuanto la solar, ingresen a las licitaciones con ofertas atractivas.

El Honorable Senador señor Orpis manifestó su inquietud por el modo cómo se resuelve el espacio ciego que se produce en esta situación.

El Director Ejecutivo de la CNE precisó que los bloques horarios, de 1.000 GWh por año, se subdividen en tres sub-bloques y cualquier empresa puede ofertar por alguno de ellos o escoger una oferta de veinticuatro horas. Si bien el viento es intermitente, es relativamente predecible: existen parques eólicos respecto de los cuales se conoce su perfil de viento, lo que permite estructurar una oferta por el bloque nocturno, cuando el viento sopla con más fuerza. Hay empresas que ya están realizando ofertas que combinan energía solar y eólica. Se trata de ofertas de empresas independientes por veinticuatro horas.

Si la licitación es exitosa, dijo, no habrá problemas. Si quedan bloques sin licitar, habrá que licitar nuevamente esos descalces. Para ello se establecerá una licitación de corto plazo, se subirá el precio de la oferta y se analizará cuán conveniente es el precio final medio de todo el bloque para los consumidores. Esto es distinto que las licitaciones que se han hecho hasta ahora, esto es, bloques de veinticuatro horas, gruesos o grandes, a U\$130 ó U\$115. En esta materia, afirmó, la política adoptada es responsable, porque se trata de bloques pequeños (se están licitando 1.000 GWh).

El Honorable Senador señor Horvath arguyó que si el sector pequeño o mediano no cuenta con la garantía de una red de transmisión única financiada a prorrata, será difícil materializar lo que pretende el Ejecutivo.

El Honorable Senador señor Guillier consultó por el plazo que el Ejecutivo se ha fijado para entregar el estudio integrado de cuencas.

El Honorable Senador señor Orpis señaló que este proyecto de ley constituye la oportunidad de incorporar la generación distribuida (*smart grid*), al menos respecto de la alta potencia.

El **señor Ministro de Energía** comentó que el estudio integrado de cuencas no sólo es un elemento que permitirá visualizar la infraestructura de transmisión susceptible de construirse en tales cuencas, sino que además dará ocasión para una mayor competencia entre las generadoras de manera de no depender de un único proyecto. Este estudio se adjudicó a una empresa canadiense en conjunto con la Pontificia Universidad Católica de Chile y se encuentra en pleno desarrollo. Debería estar concluido en agosto del próximo año.

En otro orden, el señor Ministro dijo que existe el compromiso de ingresar a tramitación antes de fin de año el proyecto de ley de asociatividad. Esta iniciativa busca que la patente municipal se pague en la comuna donde se instala el proyecto, como un mecanismo que permita aplanar la diferencia que existe en las tarifas que se cobran entre distintas comunas.

El **Director Ejecutivo de la CNE** sostuvo que la implementación del *smart grid* depende de los incentivos del marco regulatorio. Respecto de las redes inteligentes residenciales la clave será el proyecto sobre eficiencia energética, que supone un trabajo conjunto entre las compañías y sus clientes para incentivar conductas de ahorro. El financiamiento de esta red se tendrá que dar en el contexto de un cambio en la forma cómo estamos entendiendo la distribución eléctrica. Este tema se contiene en el proyecto de transmisión.

El **Honorable Senador señor Orpis** fue partidario de abordar en esta iniciativa legal la denominada “red inteligente de alta potencia”. Dado que la red inteligente opera sobre la base de los contratos que se celebran con los grandes consumidores, las distribuidoras tienen la facultad de captar parte de la energía que ellos no ocupan. Así, se le entrega una alternativa a las empresas distribuidoras: no sólo contratar con la generadora, sino también con grandes consumidores para efectos de abastecerse de energía en los distintos bloques horarios.

El **señor Ministro** recordó que recientemente ha entrado en plena vigencia el *net metering*, lo que permitirá que la energía que no sea utilizada por el usuario pueda ser inyectada a la red y la distribuidora deba pagar por ella.

En relación con la eficiencia energética, señaló que es necesario que se instalen más empresas de ahorro de energía en Chile, las cuales cobran un porcentaje de lo que se logra ahorrar.

El **Honorable Senador señor Horvath** hizo presente que el Gobierno anterior modificó sustantivamente el texto original del proyecto de ley sobre *net metering*. Esta modificación da lugar a una distorsión, esto es, produce un efecto no deseado, pues permitirá a las empresas pagar un valor cercano al 47% de lo que ellas mismas cobran por la energía que inyecta el usuario.

En lo que atañe a los suministros sin contrato, el **Director Ejecutivo de la CNE** explicó que todos los suministros de clientes

regulados deberían estar amparados por un contrato, el cual define cuál es la empresa responsable de la energía y el precio a que ésta se transa. Por distintas razones, agregó, en los últimos catorce años se han producido situaciones en las que ha sido necesario determinar quiénes son los que responden por la energía que se consumió y a qué precio, en circunstancias que éste es un servicio público que se caracteriza porque no se deja de entregar el respectivo servicio al usuario si la distribuidora no tiene contrato.

Al respecto, han existido cinco soluciones distintas (por ejemplo, responder por el suministro todo el parque generador a precio nudo fijado por la autoridad, o bien, a prorrata de las inyecciones que se realizan en un año a costo marginal). Cuando se hizo el análisis de los elementos a mejorar en la regulación, para atraer inversiones y bajar los costos, se consideró un riesgo clave la aparición de suministros sin contrato en el mercado, sin que hubiera certeza acerca de cuál era la solución que debía adoptar la autoridad. Ello impidió a los bancos evaluar dicho riesgo.

La solución del proyecto de ley no debería inhibir la inversión: ningún generador responderá con su patrimonio por el suministro no contratado, pero se deberá proteger al consumidor final y no exponerlo a los riesgos del *spot*. Esta solución se aplicará sólo cuando habiéndose previsto que puede existir un suministro sin contrato, se establezcan licitaciones de cortísimo plazo por año para cubrir ese déficit, con un precio conocido de 30% sobre el precio medio de mercado. De no licitarse responde el generador que inyectó energía a la hora del consumo. En tanto en el mercado físico inyección y retiro a la misma hora es igual a cero, en el mercado comercial el precio se asigna al mayor valor entre el precio nudo a corto plazo (que fija la autoridad), o el costo variable de la unidad.

Ante una consulta del **Honorable Senador señor Pizarro** referida a si la diferencia resultante la paga el consumidor final, el **Director Ejecutivo de la CNE** sostuvo que este costo se traslada habitualmente al usuario.

Luego, el personero de Gobierno sostuvo que en consideración a un informe de la Fiscalía Nacional Económica, sobre cómo mejorar la situación de pequeños clientes libres, se estimó conveniente aumentar el límite que los define. En tal sentido, el proyecto entiende como clientes libres a aquellos con capacidad instalada superior a 10.000 KW. Los clientes con capacidad instalada entre 500 y 10.000 KW podrán optar al régimen de tarifa regulada o de precio libre, permitiéndoseles acceder a los precios determinados por las licitaciones de suministro para clientes regulados y mejorar sus condiciones de negociación ante los generadores. Con todo, se contempla un período de transición de cuatro años para los clientes entre 5.000 KW y 10.000 KW.

El **Honorable Senador señor Guillier** preguntó si la alternativa prevista causa algún perjuicio al cliente que queda bajo el límite y decide regularse, frente al que –en igualdad de condiciones- opta por quedar libre.

En su respuesta el **señor Ministro** aclaró que este cliente es el usuario que tiene una empresa pequeña. A su turno, el **Director Ejecutivo de la CNE** complementó indicando que se estableció una gradualidad: la ley se aplica de inmediato para clientes bajo 5 MW; a partir del cuarto año podrán optar por esta modalidad los clientes entre 5 y 10 MW. Introducir una demanda alta de energía en los procesos de licitación de corto plazo podría generar un descalce muy relevante. En el afán de reducir riesgos, para que no sean traspasados a consumidores finales, se hizo una revisión exhaustiva de los contratos entre generadoras y clientes libres, estableciéndose que existe una práctica del mercado consistente en incorporar la cláusula de renegociación eventual de precios por causa no prevista.

El proyecto establece una institucionalidad adecuada para proteger tanto al consumidor como al generador, en términos que la correspondiente renegociación se hace por la CNE y, en caso de no haber acuerdo, el dirimente es el Panel de Expertos Eléctricos, organismo autónomo.

El **Honorable Senador señor Pizarro** señaló, en relación al precio máximo de oferta y ajuste, que las empresas al hacer la oferta en la licitación estiman que pueden llegar a cierto precio en condiciones determinadas. Al aparecer un problema no previsto la cuestión es cómo se hace para que comience a funcionar el proyecto cuando no se puede materializar por razones inimputables al oferente, produciéndose diferencias de precios.

El **señor Ministro** afirmó que no se pretende seguir expuestos a la carga de sobrepagos por eventualidades razonables que cambian las condiciones en que el mercado funcionaba y a partir de las cuales el proyecto iba a desarrollarse. De ser así se podrá extender el plazo de suministro, otorgándosele al titular del proyecto hasta dos años para que lo inicie, pero si sobrepasa dicho plazo se podrá negociar el precio. Con este esquema se persigue compartir el riesgo entre los diversos actores. Además, en la práctica el Panel de Expertos inhibe a las empresas a recurrir a él, incentivándolas a alcanzar acuerdos antes de llegar a esta instancia.

El **Honorable Senador señor Horvath** fue de opinión de que si bien el Panel de Expertos tiene prestigio, se encuentra financiado por las empresas eléctricas, lo cual se aleja del ideal en esta materia.

En una sesión posterior expuso ante la Comisión la **asesora del Instituto Libertad y Desarrollo, señora Susana Jiménez**, quien destacó que en cuanto esta iniciativa legal cambia el marco regulatorio de los procesos de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulación de precios, se orienta en la dirección correcta. Ello porque hay un diagnóstico compartido acerca de la necesidad de perfeccionar algunos aspectos del sistema vigente. Sin embargo, agregó, la propuesta del Ejecutivo no parece la más adecuada, pues corre el riesgo de alejar el objetivo último de las licitaciones, cual es garantizar el suministro de energía de clientes regulados al menor costo posible.

Las licitaciones de suministro para clientes regulados, dijo, surgen con la ley N° 20.018 para destrabar inversiones, estableciendo contratos de largo plazo a precios estables e indexados. Los resultados de los procesos de licitación iniciados el año 2006 fueron positivos, pero con el tiempo se observó una creciente dificultad para satisfacer la demanda, con la consecuente tendencia al alza de los precios de las licitaciones. En ese marco, la especialista afirmó que se requiere introducir mejoras al proceso para asegurar suministro a clientes regulados a precios competitivos. Estos clientes representan cerca del 50% de la demanda conjunta SIC-SING. La energía que será contratada alcanzará en torno al 80% de la demanda regulada del SIC en el año 2025.

Luego, la profesional del ILD aseveró que el proyecto otorga un rol de liderazgo al Estado en el proceso de licitación, adjudicación y modificación de contratos, y entrega a la autoridad regulatoria la responsabilidad de elaborar las bases de licitación y los contratos tipo. A su vez, incorpora un esquema flexible de definición de bloques de suministro a licitar, con licitaciones de largo plazo (de hasta veinte años), realizables con al menos cinco años de antelación, y licitaciones de corto y cortísimo plazo. Además, reemplaza el precio máximo o techo actual por uno que se mantiene oculto hasta una vez abiertas las ofertas.

Por otra parte, recordó que la iniciativa introduce en los contratos mecanismos de revisión de precios que permiten, previa autorización de la autoridad, traspasar ciertos costos a precios, cuando éstos se originan en cambios no previsibles, mediante solución de controversias a través del Panel de Expertos. De esta manera, se permite a oferentes con nuevos proyectos postergar el inicio de suministro o poner término a los contratos, hasta tres años después de la suscripción del mismo, ante problemas inimputables al oferente, previo informe de consultor independiente y aprobación de la CNE.

Enseguida, destacó como aspectos positivos del proyecto de ley en estudio, los siguientes: a) la posibilidad de anticipar el proceso de licitación; b) la opción de ajustar los bloques a licitar con arreglo a distintos plazos; c) la incorporación de cláusulas de postergación de suministro frente a eventos no controlables por el desarrollador y cambios relevantes en los costos de provisión del suministro eléctrico, y d) la búsqueda de soluciones a temas pendientes, como los referidos al traspaso de excedentes o al tratamiento de las concesionarias de distribución sin contratos de suministro.

Estas medidas, adujo, apuntan a reducir los riesgos y, por ende, debieran incentivar la entrada de nuevos proyectos.

Sin embargo, agregó la profesional, el proyecto también mostraría algunos aspectos negativos, a saber:

a) El rol que la iniciativa entrega al Estado se traduce en una mayor discrecionalidad de la autoridad pública, pero sin que existan contrapesos a su respecto.

b) En lo tocante a suministros sin contrato, la iniciativa incidirá en un aumento de los riesgos y desincentivará la entrada de nuevos actores.

c) Los criterios de evaluación de ofertas que se contemplan no garantizan el menor precio posible.

La señora Jiménez se preguntó si el Estado debe sólo generar un marco normativo apropiado o debe también hacerse cargo del sistema de licitaciones. Al respecto, consideró necesario zanjar claramente las responsabilidades de los actores participantes, a la luz de la pregunta relativa a quién debe asegurar el suministro de clientes. En tal sentido, fue partidaria de promover una agencia licitante independiente que garantice el proceso técnico-económico, aislado del ciclo político e intereses particulares. De lo contrario, agregó, a lo menos habría que precisar en la ley el objetivo a lograr y las funciones específicas de la autoridad para evitar arbitrariedades.

Una discrepancia fundamental, arguyó, radica en que se pretende usar un instrumento, esto es, las licitaciones, para el logro de múltiples objetivos, con resultados inciertos. El punto es si se buscará hacer política energética vía licitaciones y si acaso no sería conveniente considerar otros objetivos, como el riesgo de manejo de precios en un escenario de desacople del sistema por varios años. Dado que la CNE, prosiguió, contará con amplias atribuciones, urge establecer quién actuará como contrapeso del regulador en aspectos técnicos como informe preliminar, elaboración de bases, definición de precio de reserva, estimación de precio nudo, rechazo de postergación de suministro o término anticipado. En ese orden de ideas, propuso incluir la facultad de recurrir a instancias técnicas de resolución de controversias, lo cual implica fortalecer el rol del Panel de Expertos y crear instancias para dirimir conflictos entre privados.

Luego de cuestionar el alcance del concepto de “servicio público” en relación con la definición del contrato tipo de suministro de energía y la posibilidad de que éste deje de ser un convenio entre privados, advirtió que el mayor riesgo de la discrecionalidad de la CNE sin contrapesos es que origine menores incentivos para presentarse a licitaciones o suscite un mayor precio de adjudicación para compensar los riesgos.

A continuación, la personera comentó que se establece la obligación de suministro a las generadoras, asignándose los volúmenes de energía del suministro sin contrato de cada hora de operación entre los diferentes generadores que inyectaron energía al sistema durante tales horas y a prorrata de su energía inyectada. El precio de venta de dicha energía resulta del valor equivalente al máximo entre el precio de nudo de corto plazo y el costo variable de operación propio del generador, más las diferencias de costos marginales entre el punto de retiro y el punto de inyección, lo anterior debidamente ajustado por factores que reconozcan las pérdidas de energía. Esta solución, dijo, obligará a las generadoras a satisfacer esos requerimientos a un precio que puede ser insuficiente para

pagar la inversión. El problema es qué ocurrirá cuando se acumulen retiros sin contrato, considerando que ello conlleva una venta obligada a precio regulado. La figura se agrava al ampliar el universo de usuarios que pueden acogerse al régimen de tarifa regulado.

La iniciativa, en su opinión, introduce un mayor riesgo para las generadoras de base y para todas aquellas que deban ajustar su nivel de contratación. Ello desincentiva la entrada de nuevos actores, y en las licitaciones termina traspasando el riesgo a precios. Por tal motivo el retiro sin contrato debiera ser excepcional, si bien parece razonable reconocer el costo de oportunidad de esta energía, a pesar de que está recogido en el marginal, el cual puede ser alto o bajo. Sólo en el último año ese costo ha fluctuado entre US\$74 y US\$194 por MWh (Quillota, SIC) y CDEC-SIC, y se estima que alcanzaría US\$56 en junio de 2015. En este sentido, es dable preguntarse de quién es la responsabilidad final de garantizar el suministro de clientes regulados.

La regulación de suministros sin contrato, arguyó, no debe convertirse en una barrera para nuevos proyectos: debe reconocerse el costo de oportunidad de la energía suministrada. Si los premios para ofertas respaldadas en nuevos proyectos de generación introducen discriminación entre centrales existentes y nuevas, la norma no se condice con el objetivo de alcanzar el precio más bajo posible. Las fórmulas de indexación de las ofertas podrían ser razonables, pero conllevan las complejidades propias de toda proyección de precios de largo plazo. Además, los premios asociados a objetivos como la diversificación del sistema eléctrico abren un enorme espacio para la discrecionalidad en la adjudicación de las licitaciones. Los criterios de evaluación, distintos al menor costo de la energía, pueden redundar en mayores precios para clientes regulados.

La especialista resaltó que la resolución exenta N° 432, de la CNE, de 2014, que incluye una nueva estructura de tramos horarios para parte de los bloques a licitar, revela el uso de las licitaciones para definir la política energética y altera el principio de neutralidad tecnológica. En este sentido, añadió, la ley N° 20.698 (que propicia la ampliación de la matriz energética mediante ERNC) establece la facultad de realizar licitaciones especiales para alcanzar la meta correspondiente. Lo dicho puede encarecer la energía al elevar el costo del suministro conjunto, no ser costo eficiente y declararse desierto algunos tramos, lo cual, sumado a la regulación de suministro sin contrato propuesta en el proyecto de ley, aumenta los riesgos para los oferentes. Esto demuestra, a juicio de la especialista, que no es buena idea hacer política energética con las licitaciones.

Al finalizar su intervención reiteró que si bien el proyecto de ley es un avance, pues varios de los aspectos contenidos en él han sido largamente discutidos y urge su resolución, existen diversos temas que deberán ser estudiados y definidos con mayor detalle. Con todo, abogó por destrabar los proyectos de generación y trabajar en otras áreas de manera simultánea, como asociatividad local y licitación de terrenos fiscales,

apoyar proyectos en carpeta y acometer el ordenamiento local y la priorización de cuencas (factores que también causan incertidumbre).

Al hacer uso de la palabra el **Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G., señor Rodrigo Castillo**, hizo en primer término una relación de las circunstancias que condujeron a la dictación de la ley N° 20.018, de los objetivos que se tuvieron en vista con ella y de sus principales hipótesis normativas.

Enseguida, acotó que con ese cuerpo legal se esperaba que en el corto plazo no se presentaran situaciones que impidieran el desarrollo de las inversiones en el segmento de generación, particularmente de energía base. Pero hasta la fecha esto no ha ocurrido. Los procesos licitatorios que se han efectuado en los últimos años sólo han permitido adjudicar una parte de la energía requerida y a precios significativamente superiores a los que se adjudicaron las primeras licitaciones en el año 2007.

El profesional sostuvo que en la Agenda de Energía se establecen metas y objetivos relacionados con los procesos licitatorios, esto es, la reducción en un 25% de los precios de las licitaciones de suministro eléctrico de la próxima década; el rediseño de las bases de licitación de corto y largo plazo; la regulación del suministro sin contrato; el mejoramiento del poder de negociación de los “pequeños clientes libres” (hasta 10 MW instalados), y cambios normativos al reglamento de licitaciones, entre otros. En ese contexto surge el proyecto de ley en estudio.

En opinión del profesional este proyecto de ley es positivo, en la medida que reduce incertidumbres y riesgos a los potenciales inversionistas (oferentes); se hace cargo de la necesaria participación en el proceso, a través de informes de la CNE observables, y se proponen mejoras a la situación actual para suministros sin contrato. No obstante, acotó, existen elementos del proyecto que pueden ser perfeccionados.

Desde hace años se ha exigido una política energética clara y de largo plazo, respecto de la cual el sistema de licitaciones se ha concebido como una herramienta de política pública. De esta manera, la discrecionalidad podría enmarcarse en finalidades de este tipo. Por lo demás, no cabe confundir discrecionalidad con arbitrariedad. Al facultarse a la CNE para diseñar las bases de licitación se cumplen dos objetivos: minimizar precios de largo plazo a clientes regulados y promover competencia y nuevas inversiones, mediante la eliminación de barreras de entrada. Ello se traduce en gestión de riesgos de inversión y promoción de la diversificación y seguridad energética del país.

Por otra parte, el señor Castillo hizo presente que lo que se denomina el nuevo rol del Estado en materia energética es simplemente una explicitación de la realidad administrativa, por cuanto en la práctica el derecho a veto de la CNE ha implicado decidir todos los aspectos importantes de los procesos licitatorios. Así, los asuntos fundamentales involucrados en la compra en estas licitaciones, que son observados y fijados por la autoridad son: precio máximo; plazo del contrato; volúmenes

demandados; garantías exigidas a los proveedores, y tipo, tamaño y horario de los bloques. Lo único que hace el proyecto de ley, en consecuencia, es transparentar y fijar un marco normativo a la actuación que hoy le cabe al ente regulador en las licitaciones.

Por otra parte, en opinión del profesional, el mecanismo de suministros sin contrato genera certeza y claridad, en relación a la forma en que se han resuelto situaciones similares en el pasado como la RM 88/2001, del Ministerio de Economía, y la quiebra de Campanario. Este mecanismo debe generar incentivos para la contratación para suministro a clientes regulados, para lo cual asigna la obligación tomando en consideración la proporción inversa al nivel de contratación con clientes regulados, es decir, lo transforma en un instrumento de incentivo a participar en licitaciones.

En cuanto al incremento del límite para ser calificado como cliente regulado, el especialista sostuvo que protege a los clientes cuya potencia conectada se encuentra entre 2 y 10 MW de las actuales condiciones del mercado. Si se busca solucionar una situación transitoria y coyuntural, debe entonces tener igualmente carácter transitorio y resguardar el financiamiento de las inversiones, considerando el riesgo de subsidios cruzados. En tal sentido sería oportuno limitar la opción de elección cada cuatro años en caso de clientes sobre 500 KW, por las distorsiones que esto produce.

En otro orden de cosas, adujo que el sistema de licitaciones es un mecanismo para adquirir energía y establecer su precio. El Estado, a través de la CNE, ha fijado siempre el precio de la energía, hasta el año en forma directa y bajo criterios definidos por esta Comisión y en los procesos actuales la discrecionalidad ha bajado, debido a los precios que se obtienen del proceso licitatorio.

La responsabilidad de las distribuidoras consiste en cumplir los contratos adecuadamente y a tiempo. Al respecto, no hay cambios respecto de las responsabilidades ni para el Estado ni para las distribuidoras.

En lo que atañe al precio final a los clientes y el rol de las empresas distribuidoras, estimó que éstas tienen grandes incentivos para reducir precios pero no trasladan a clientes finales la totalidad de sus costos de compra de energía, producto de mecanismos de traspasos de costos que no los reconocen en su totalidad. En 2014, bajo una tarifa de compra de 100 US\$/MWh, las empresas deben financiar con cargo a su resultado final US\$100 millones al año. Al mismo precio, en el año 2030 este valor llegaría a US\$220 millones al año, costo que se incrementaría proporcionalmente en caso de aumentos del precio, correspondiendo sólo a pérdidas no reconocidas en la tarifa. Existe evidencia de que las alzas de precios también pueden disminuir la demanda e incrementar niveles de morosidad o incobrabilidad, e incluso el hurto

El señor Castillo afirmó que el mecanismo actual de licitaciones genera incentivos perversos para el segmento de distribución,

al exponer al titular a la amenaza de ser sancionado en caso de que sus estimaciones de demanda sean menores a la realidad y se produzca un déficit. Con la legislación propuesta se elimina este incentivo perverso y, por el contrario, se generan los estímulos necesarios para que las estimaciones sean acordes con las mejores expectativas del segmento, según las condiciones de mercado y económicas susceptibles de proyectarse en un momento determinado. Ello en consideración a la dificultad en la interpretación de la naturaleza del monto de la componente variable (10%) y de la complejidad en las proyecciones por rigideces en algunos de los primeros contratos firmados. No obstante, ni los mejores modelos de proyección de demanda, ni la mejor información disponible en un momento dado, pueden hacerse cargo de la existencia de variables que modificarán el esquema calculado.

El Presidente de la Organización de Consumidores y Usuarios (ODECU), señor Stefan Larenas, fue partidario de que el Estado defina qué recursos se explotan y cuándo. En tal sentido, dijo, al privado le corresponderá participar una vez que el Estado ha decidido. Enseguida, el personero informó que para concretar este proyecto de ley el Ejecutivo instaló durante tres meses una mesa de trabajo que contó con la participación de expertos y organizaciones del sector público y privado (como la ODECU, la Comisión Ciudadana Técnica Parlamentaria, empresas distribuidoras, empresas generadoras convencionales y no convencionales, entre otros actores).

El personero enfatizó que no existe intervención de los clientes regulados en los CDEC: en éstos sólo actúan generadores, transmisores y clientes libres, sin que haya representantes de los consumidores, quienes serán los sujetos pasivos del precio regulado. En ese marco, dijo, es necesario establecer la libertad para que el consumidor escoja a su productor de energía. Actualmente es tecnológicamente posible separar los costos de las redes de los costos de la energía. De esta manera, el consumidor podrá vender los excedentes y, si generó energía en casa, la distribuidora deberá permitir que inyecte esa energía a la red y remunere su contribución.

Nuestro país, adujo, se enfrenta al riesgo de adjudicar contratos para los hogares y pequeñas empresas a precios muy por encima de los costos competitivos de largo plazo. De mantenerse la tendencia de los últimos procesos de licitación del año 2013, el costo de la electricidad podría subir 34% durante la próxima década, respecto al año 2014. Esto significa que en diez años las cuentas eléctricas habrán subido 50%. Siendo así, una mayor competencia en el mercado eléctrico permite obtener precios razonables para los clientes regulados. Y un instrumento clave para el logro de ese objetivo está representado por los procesos de licitación de suministro para clientes regulados, pues involucran cerca del 50% de la demanda de consumo eléctrico del SIC y SING. Por tal razón, estas licitaciones sentarán las bases de los precios de la próxima década, junto con los niveles de diversificación, competencia y seguridad en el suministro eléctrico del país.

El señor Larenas explicó que la ley N° 20.018 entregó la conducción del proceso a las distribuidoras eléctricas. Pero en estos ocho años de aplicación del mecanismo se ha demostrado que las distribuidoras no cuentan con los incentivos necesarios para buscar precios eficientes, dado que éstas simplemente realizan el traspaso de costos a sus clientes finales. Por eso el principio que inspira esta nueva regulación es que el suministro a cliente regulado es un servicio público: el Estado debe velar, supervisar y propender a que éste sea confiable y a precios razonables.

En relación con el rol de la autoridad y alcance de las licitaciones como instrumento, arguyó que cuando se propone que las licitaciones de suministro eléctrico sean desarrolladas por la CNE lo que se pretende es garantizar el suministro contratado de clientes regulados a precios competitivos, y asegurar condiciones de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico.

A continuación, el personero destacó la idea del proyecto de ley en orden a resolver la indefinición legal respecto de la regulación de suministros destinados a clientes regulados sin contrato que lo respalde, determinando la responsabilidad de los generadores y el precio de transacción. Sólo se aplicaría esta situación si resultara fallida una licitación previa realizada con un año de antelación.

El Gerente General de VALGESTA Consultores, señor Ramón Galaz, afirmó que uno de los objetivos principales de la llamada Ley Corta II fue generar incentivos para que los generadores pudieran ofertar bloques de suministro de energía a precios estables y de largo plazo, disminuyendo así la importancia del costo marginal instantáneo como señal de precios de mercado. Adicionalmente, las enmiendas estaban orientadas a fortalecer el mecanismo de contratos de largo plazo dando mayor estabilidad al sistema. Estos objetivos, dijo, deseables al momento de promulgar la ley N° 20.018, siguen siendo relevantes y críticos para el sector.

En ese orden, sostuvo, cabe preguntarse si luego de nueve años de la promulgación de dicho cuerpo legal se están cumpliendo los objetivos planteados para el mecanismo de licitaciones. Después de tres procesos fallidos de licitación, el Ministerio de Energía determinó que el límite superior de la banda fuera aumentado en 8,8%. Posteriormente, en función de esa instrucción, la CNE aprobó las bases de licitación para un nuevo proceso, que resultó parcialmente desierto debido a que las ofertas recibidas no fueron suficientes para cubrir el total del bloque de suministro licitado.

Atendida la falta de ofertas para los distintos bloques de energía, toda o parte de la demanda licitada no puede ser cubierta con nuevos llamados de licitación para asegurar el abastecimiento de la totalidad del suministro licitado. Consecuencialmente, se han incrementado los precios de una manera que se ha vuelto iterativa. Existen múltiples causas que explican esta situación, que el señor Galaz resumió en lo siguiente: a) proceso poco flexible en plazos, periodicidad y estructura de precios; b) plazos de llamado de las licitaciones muy cortos, lo que

complejiza principalmente la entrada de nuevos actores; c) segmentación de la demanda poco flexible, lo que imposibilita ofertar en base a demanda de corto plazo y de largo plazo (esto se traduce en que el precio final de las ofertas de largo plazo se basa generalmente en la contingencia de corto plazo); d) las bases de licitación, que elaboran las empresas distribuidoras y que la CNE debe aprobar, generan confusión al no ser precisas en sus requerimientos (lo cual deja espacio a su interpretación, oscureciendo los roles y responsabilidades), y e) mayor incertidumbre en la construcción de plantas nuevas a resultas de la oposición social, el mayor cuestionamiento ambiental y la judicialización de los proyectos.

El mecanismo de licitaciones, adujo, tal como está estructurado, se considera poco flexible, no fomenta necesariamente el ingreso de nuevos agentes en generación, no ha producido las condiciones de competencia que se esperan de un proceso como éste y no permite definir claramente que la oferta de corto plazo versus la de largo plazo debieran tener un tratamiento diferenciado.

Así las cosas, esta iniciativa legal independiza el proceso del VAD y establece un proceso anual, donde el reglamento debe fijar uno o más periodos en el año para realizar los procesos de licitación. Además, entrega mayores atribuciones a la CNE, que diseña, coordina y dirige la realización de los procesos de licitación en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico.

Las distribuidoras son responsables de los aspectos administrativos y de gestión de los procesos de licitación, como también de los gastos en que se incurra en dichos procesos. Además, deberán monitorear y proyectar su demanda futura, para luego informar a la CNE en forma justificada, detallada y documentada las proyecciones de demanda y necesidades de suministro. El incumplimiento origina sanciones de acuerdo a la ley.

En lo que concierne a los principios que rigen los procesos de licitación, el especialista mencionó la no discriminación arbitraria, la transparencia y la estricta sujeción a las bases. El proceso de licitación se inicia con un informe preliminar de la CNE que contiene aspectos técnicos y, si existiesen, las condiciones especiales de la licitación. Los interesados, inscritos en el registro correspondiente, podrán realizar observaciones de carácter técnico a dicho informe, las que deberán ser respondidas por la Comisión en un plazo de treinta días y, posteriormente, debe notificar dicho informe con las modificaciones pertinentes producto de las observaciones que hayan sido acogidas.

El plazo máximo del contrato se aumenta de quince a veinte años. En las bases se establecerán las condiciones, criterios y metodologías que serán empleados para realizar la evaluación económica de las ofertas. Estos criterios podrán considerar las fórmulas de indexación de las ofertas, así como también criterios que favorezcan la evaluación de aquellas ofertas que aseguren el cumplimiento de los objetivos, tales como

respaldo de la oferta en nuevos proyectos de generación, respaldo de la oferta en energía firme disponible para ser contratada, entre otros.

Los contratos podrán tener mecanismos de revisión de precios en caso que, por causas que no hayan podido ser previstas por el suministrador, los costos de capital hayan variado en una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio económico, de acuerdo a un porcentaje definido en las bases. Este mecanismo se activa mediante solicitud del suministrador a las concesionarias, con copia a la CNE, encargada de autorizar las modificaciones al contrato. En caso de desacuerdo entre la Comisión y el suministrador, éste último puede presentar sus discrepancias ante el Panel de Expertos. El mecanismo podrá ser activado también por organizaciones de consumidores.

Hizo presente que en cada licitación el precio es fijado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en un acto administrativo de carácter reservado, que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas. Indicó que este valor deberá ser fundado y definirse en virtud del bloque de energía, periodo, y en consideración a estimaciones de costos eficientes de abastecimiento en cada caso. Añadió que el Reglamento deberá asegurar la confidencialidad del valor máximo, en el caso de que sea fijado en forma reservada.

En casos justificados se implementarán licitaciones de corto plazo, en cuyo proceso se fijarán condiciones distintas a las establecidas en la ley. Los oferentes que se adjudiquen licitaciones con proyectos nuevos de generación podrán solicitar, fundadamente, postergar plazo de inicio de suministro, o poner término anticipado al contrato por causas no imputables al adjudicatario. El plazo para ello es de hasta por tres años desde la suscripción del contrato. Las ofertas deben fijar hitos y plazos de seguimiento, y las bases deben exigir garantías u otras cauciones. El ejercicio de la facultad de postergar el plazo o terminar anticipadamente el contrato deberá fundarse en un informe de consultor independiente.

Las distribuidoras que dispongan de excedentes podrán convenir con otras distribuidoras, del mismo sistema eléctrico, el traspaso de excedentes. En las licitaciones de corto plazo, cuando la CNE prevea que, para el año siguiente, el consumo efectivo de energía a clientes regulados será superior al suministro contratado, dictará una resolución para implementar una licitación de corto plazo. El valor máximo no podrá ser inferior al precio medio de mercado, incrementado hasta en 30%. El periodo de contrato será de hasta un año.

El señor Galaz hizo hincapié en que si el consumo efectivo de energía a clientes regulados resulta superior al suministro contratado, considerando los traspasos de excedentes, corresponderá que los retiros necesarios para abastecer dichos consumos, sean realizados por todas las generadoras en función de sus inyecciones de energía, horarias.

Los consumos asociados al suministro sin contrato serán pagados por las distribuidoras a las generadoras que correspondan, a un precio equivalente al máximo valor entre el precio de

nudo de corto plazo y el costo variable de operación real del sistema, al que se le aplicará el factor de expansión de pérdidas medias del sistema.

A su turno, el **Director de la Asociación Chilena de Energías Renovables A.G. (ACERA)**, señor **Claudio Espinoza**, destacó que las ventas de energía a los clientes regulados corresponden al 55,9% de todas las ventas en esta materia. La generación con ERNC alcanzó el 9,3% del total SIC más SING en octubre de 2014. Hoy están en construcción del orden de 850 MW de centrales de este tipo de energías, encontrándose cerca de 14.300 MW aprobados, lo que acredita que el precio de ellas es competitivo.

El personero consideró que el proyecto de ley resuelve adecuadamente problemas evidenciados con el actual régimen de licitaciones. Entre ellos: falta de incentivos para las distribuidoras en cuanto a obtener precios bajos; licitaciones conducidas por las distribuidoras, pero donde la responsabilidad final por los resultados recae en la autoridad; licitaciones que pudiendo ser un potente instrumento de política pública para alcanzar objetivos de competencia, seguridad y sustentabilidad, no han sido usadas con ese fin; evidente falta de competencia en las licitaciones, lo que ha llevado a precios altos y a suministros sin contratos; desincentivo a la entrada de nuevos oferentes en número o tamaño relevante en las licitaciones; plazos entre la adjudicación y el inicio del suministro que no son consistentes con plazos de desarrollo de nuevas centrales; precio adjudicado a contratos indexados con combustibles fósiles que no refleja la variación futura ni el riesgo asociado al precio de esos combustibles, y un tratamiento del suministro a clientes regulados sin contrato que impone costos y riesgos a los participantes en las licitaciones.

En el esquema propuesto la CNE actúa sustentada en un informe fundado, que al menos se refiera a proyecciones de demanda de las concesionarias de distribución; condiciones esperadas de la oferta de energía en el periodo del contrato, y la justificación de las eventuales circunstancias excepcionales en las condiciones de la respectiva convocatoria. Los informes podrán ser observados por las distribuidoras, generadoras y otros interesados.

El proyecto de ley, dijo el profesional, flexibiliza la definición de bloques a licitar, de manera de permitir licitaciones de largo y corto plazo. Además, reconociendo que existen elementos de riesgo no controlables por el desarrollador de una central que podrían retrasar o impedir su concreción, permite posponer, con la debida justificación y por motivos inimputables, hasta dos años la fecha de inicio del suministro o bien terminar el contrato. Las condiciones que justifican esta opción la debe verificar un tercero imparcial y habrá de ejercerse con al menos tres años de anticipación.

Actualmente, explicó, las ofertas de suministro se evalúan y adjudican solo en función del precio ofrecido por cada generador, al momento de la presentación de la oferta. Los contratos basados en generación mediante combustibles fósiles están sujetos a la variabilidad del precio de los combustibles. El proyecto de ley dispone que podrán

considerarse las fórmulas de indexación de las ofertas a lo largo del período de suministro.

En materia de suministro sin contrato a distribuidoras, el proyecto de ley busca que este mecanismo se aplique solamente si los otros sistemas aplicables no permiten contratar ese suministro. Adicionalmente, la iniciativa persigue asegurar que estos suministros no sean una barrera de entrada para las licitaciones, ni un riesgo alto para los generadores; que quienes deban cubrir los suministros sin contratos no incurran en pérdidas; que las congestiones del sistema de transmisión asociadas al suministro sin contrato no sean de cargo de los generadores; que los retiros se asignen solo a los generadores que inyectaron durante las horas en que hubo retiros sin contratos. Para aquellos generadores que tengan contratos regulados, existirá un descuento o disminución de su participación en la asignación de retiros sin contratos.

En otro orden de ideas, precisó que si bien la ley N° 20.018 asignó a las distribuidoras la responsabilidad de dirigir y coordinar los procesos de licitación, en la práctica la CNE ha tenido una alta injerencia en dichos procesos. Pero para que esta Comisión pueda dar cuenta adecuadamente de las responsabilidades que se le asignan se la debe dotar con los recursos humanos y materiales necesarios. En todo caso, previno, se otorga un amplio ámbito de discrecionalidad a este organismo para definir los criterios de adjudicación, las condiciones que activarían el mecanismo de revisión de precios y las causales para postergar o terminar anticipadamente el contrato.

El personero consideró conveniente, a fin de dar mayor certeza regulatoria, que se definan criterios que eviten posibles arbitrariedades de la CNE en el ejercicio de las atribuciones que le otorga el proyecto de ley. Tales parámetros deben quedar consignados en el reglamento, sin perjuicio de ampliar la competencia del Panel de Expertos en aquellos temas no vinculados a materias de política energética. Agregó que, alternativamente, el proyecto de ley debiera establecer como criterio general que cualquiera sea la decisión de la Comisión sobre una materia determinada, esta debería ser debidamente fundamentada con anticipación.

Respecto del aumento a 10 MW del límite de potencia para clientes regulados, explicó que la medida se justificaría por las dificultades de los clientes libres bajo 10 MW para obtener contratos de suministro competitivos. La medida debería reducir el riesgo de precios para clientes medianos, estabilizar el precio de la energía y aumentar la demanda de los clientes regulados, haciendo más atractivas las licitaciones.

La baja oferta y los altos precios deberían ser una situación que permanezca por un tiempo hasta que la competencia que atraerá la licitación se haga efectiva. Sin embargo, la incorporación a las redes de distribución de demandas elevadas de clientes libres, que pasarían a clientes regulados y que pueden abandonar esa condición en cuatro años, puede llevar a que el sistema de distribución se sobredimensione, quedando indefinido el pago de esas inversiones una vez que un cliente decida volver a

ser cliente libre. Es relevante a este respecto, dijo el personero, que la legislación en un sector como el de energía sea estable en el tiempo.

El señor Galaz sostuvo que la incorporación de grandes bloques de demanda provenientes de clientes libres que opten por la opción de convertirse en clientes regulados puede implicar efectos en la calidad y continuidad del servicio a los clientes regulados actuales. La falta de oferta y las expectativas del mercado han hecho que existan empresas distribuidoras sin contrato de suministro por lo que la circunstancia de agregar la demanda de los nuevos clientes regulados en el segmento hasta 5 MW podría implicar el riesgo de una mayor cantidad de suministros sin contrato. Dado que las necesidades contractuales de los clientes residenciales y de clientes libres, esto es, traspaso de costos, cláusulas de salida, condiciones suspensivas, elementos no previstos en contratos regulados y que otorgan alternativas frente a distintos escenarios requeridos por el cliente, son diferentes, la tendencia no debiera ser la de aumentar la base de clientes regulados.

Con todo, tampoco queda clara la definición del tamaño de clientes libres que pueden ser regulados. Lo anterior introduce más incertidumbre a la hora de determinar las necesidades de abastecimiento para clientes regulados. Los contratos de suministro con clientes libres han permitido la concreción de proyectos de generación.

La experiencia internacional, comentó, apunta a resolver esta situación mediante la figura del comercializador, que opera entre el mercado mayorista de energía, esto es, clientes libres, y el mercado de clientes regulados. Nuestro ordenamiento jurídico contempla que las empresas distribuidoras puedan disponer de generación propia a efectos de satisfacer parte de la demanda de sus clientes regulados. No obstante, esta iniciativa legal elimina esta posibilidad que puede ser una potente herramienta para impulsar el desarrollo de generación distribuida en las redes de las concesionarias.

Con motivo de su exposición, el **Presidente de la Asociación de Pequeños y Medianos Generadores A.G., señor Sebastián Pizarro**, hizo un diagnóstico de la actual situación de deterioro en materia energética, señalando como causas generales la falta de proyectos de generación eficiente, con inversión y costos variables bajos; congestiones de transmisión y retraso de nuevas líneas; continuas sequías, y volatilidad de precios de los combustibles debido a la dependencia de mercados externos. Lo dicho explica la existencia de una oferta insuficiente, altos precios de la energía y procesos de licitaciones que deben declararse desiertas, tratándose de clientes libres y regulados. Otras razones son las siguientes:

- Oposición a proyectos de generación y transmisión, lo cual dice relación con la madurez civil de la sociedad y el cambio de paradigmas de las empresas generadoras.

- Fallas en las instituciones y judicialización, donde las resoluciones de calificación ambiental no garantizan certidumbre para

ejecución de proyectos y se presentan grupos de interés en contra de proyectos.

- Nuevas exigencias medioambientales, con normas de emisión de estándar europeo, lo cual produce mayores costos de inversión, y un nuevo reglamento del sistema de evaluación de impacto ambiental, que establece procesos más exigentes.

El señor Pizarro consideró que para recuperar el atractivo de la industria se debe acotar el riesgo de inversiones de generación, fortalecer la institucionalidad y recabar apoyo político transversal para el desarrollo del sector energético. Lo anterior pasa, entre otras cosas, por el rediseño de las licitaciones de distribuidoras.

Entre los factores incluidos en este proyecto de ley que aumentan el atractivo y apoyan al desarrollo de proyectos de generación, el personero aludió al suministro de largo plazo, de hasta 20 años; las licitaciones con cinco años de anticipación a inicio de suministros; la opción de postergar y cancelar contratos asociados a proyectos; la revisión de precios por cambios en condiciones del mercado, y las licitaciones de corto plazo.

Pero, enseguida, enumeró los aspectos que disminuyen el atractivo y que afectan la competencia, esto es: riesgos topológicos de la transmisión, retiros de energía para distribuidoras y precios referidos a barras que cambian semestralmente; discrecionalidad en cálculo del precio máximo; suministro forzado, es decir, precio justo, plazo máximo de aplicación y riesgo de sobrecontratación; ausencia de garantías y exigencias de suministradores, y falta de contraparte ante la CNE. En ese marco, manifestó su preocupación por los riesgos de transmisión de contratos a distribuidoras debido a que el STx conlleva grandes peligros de suministro en diferentes barras; congestiones de transmisión, que al no ser resueltas generarán dificultades para desarrollar proyectos de este tipo, y precios de venta que cambiarán todos los semestres. Al efecto, propuso incorporar diferencias de costos entre puntos de retiro e inyección, tal como se recoge en el precio de suministro forzado que corrige esta situación. De esta manera, se puede ofrecer precio único para todos los puntos de compra.

El personero recordó que sólo un 40% de los proyectos que contempla el plan de obras de la CNE sería competitivo para participar en licitaciones de distribuidoras.

Luego, expresó su preocupación por el riesgo de discrecionalidad en la determinación de precios máximos de licitaciones. A su juicio, el precio máximo debe ser definido bajo criterios objetivos y que generen consenso. Si se fijarán precios arbitrariamente bajos, se descartará los aportes de nuevas fuentes energéticas, lo que se traducirá en licitaciones desiertas y en suministro forzoso. Por el contrario, el proceso debe incentivar a obtener contratación en sistema, para lo cual debe reconocer la realidad de Chile en cuanto a la dependencia de combustibles fósiles, lejanía de recursos de energía y variaciones hidrológicas y de otras fuentes.

Por otra parte, dijo, la entidad que representa sugiere incluir en el proyecto una norma que permita discrepar ante el Panel de Expertos de los supuestos y criterios para determinar el precio máximo.

Por último, reiteró su inquietud en relación con el suministro a precio forzado, debido a que afecta las políticas de contratación de largo plazo y genera la imposibilidad de definir volumen a firme de oferta de generación, así como un riesgo de falta de financiamiento de futuros proyectos. No es sustentable para el país mantener la brecha en el tiempo, porque se crearían desincentivos de inversión en nuevos proyectos; fuga de clientes libres a regulados, como en la situación actual; favorecería la concentración de mercado, produciendo pérdida de competitividad de actores pequeño, y aparecerían un distanciamiento entre el costo real de la energía y el precio forzado (el principio debe ser converger a un precio justo). De allí es que, según dijera, sea preferible limitar el suministro a precio forzado, acortando su plazo de aplicación con un máximo de un año, y sincerar la condición real del sistema. Ya a partir del segundo año el precio debería tender a igualarse con el cargo/abono de distribuidoras sin contrato.

El Honorable Senador señor Orpis sostuvo que uno de los puntos centrales de la discusión que se suscita con ocasión de este proyecto de ley se vincula con la institucionalidad de la CNE. Este organismo, arguyó, debe tener autonomía para ser capaz de resistir presiones. El fortalecimiento de la independencia institucional de la CNE es una clara señal de certeza jurídica para inversiones que son de largo plazo.

El Honorable Senador señor Guillier indicó que es necesario determinar, en una sociedad, quién define una política pública de largo plazo. En tal sentido, previno que transformar a la CNE en un órgano autónomo podría incidir en asuntos en los que estuviera concernida la soberanía nacional.

El Director Ejecutivo de la CNE, señor Andrés Romero, en cuanto a la discrecionalidad de la entidad que representa, aseguró que en nuestro país existe una organización del Estado que hace que las entidades públicas actúen dentro de su competencia, en el marco establecido por la Constitución Política de la República y las leyes. Es precisamente la ley la que determina el margen de discrecionalidad de que goza un órgano público y los mecanismos de protección de los particulares.

En tal contexto, agregó, el país posee una institucionalidad que se funda en la Carta Fundamental y tutela a la ciudadanía de la arbitrariedad de la autoridad. Con todo, si bien el proyecto contempla mecanismos de resolución de controversias, todavía podría mejorarse el sistema contenido en los mismos contratos.

Enseguida, explicó que transformar a la CNE en un órgano autónomo, se aleja de las ideas matrices del proyecto de ley, por lo que es un asunto que supera la discusión que puede darse a su respecto, sin perjuicio de que además es una reflexión de lato conocimiento que corresponde a una política de Estado que no cabe dentro de lo acotado de la propuesta. Esta iniciativa legal, recordó, tiene un importante grado de

urgencia: atendido que el funcionamiento del mercado eléctrico depende de la contratación, el modelo actual no mejorará de no abordarse de forma distinta la licitación para clientes regulados.

La **asesora del Instituto Libertad y Desarrollo, señora Susana Jiménez**, consideró que discutir la discrecionalidad no significa limitar las facultades del Estado respecto de la política energética. Propender a una agencia o una CNE más independiente apunta al objetivo de llegar a un menor precio, porque al haber menor riesgo el negocio se torna más atractivo. Y en la misma línea, abogó por la existencia de una forma expedita de resolver legítimas diferencias. En su opinión, la falta de interés de los inversionistas puede deberse a problemas de discrecionalidad, por ejemplo, al retraso de la CNE en la revisión de las bases de licitaciones.

El **Honorable Senador señor Orpis** hizo hincapié en la necesidad de una mirada de mediano y largo plazo en materia energética. En ese marco, adujo, este proyecto de ley debería considerar una institución independiente. Dadas las facultades que se le entregan a la CNE es razonable dotarla paralelamente de mayor autonomía. Todo ello en aras de asegurar más certeza jurídica en el sistema.

El **Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G.** sostuvo que la CNE es un organismo técnico y, en los hechos, autónomo, cuyas facultades discrecionales sirven en situaciones relevantes. Históricamente ha sido un organismo que ha actuado de manera recta y consistente, en Gobiernos de diferente cuño político. Esto persuade acerca de su imparcialidad y transparencia.

El **Director de ACERA** arguyó que si bien no es fácil concebir una solución óptima en materia de institucionalidad, la política energética es un asunto de Estado que no debería quedar entregada a un organismo completamente autónomo.

A su turno, el **Gerente General de VALGESTA Consultores**, expresó que los elementos de política pública deben estar dictados por el Ministerio, mientras que a la CNE le debe corresponder un rol técnico que implica materializar dicha política. La discusión sobre si la CNE debe ser un órgano autónomo, añadió, no es relevante en este momento. Sin embargo, el especialista fue de opinión que teniendo consistentes grados de autonomía la CNE igualmente presentaría cierto componente político que sería deseable eliminar.

El **Presidente de la Asociación de Pequeños y Medianos Generadores A.G.**, abogando por la estabilidad de las normas que rigen en la materia, consideró que un organismo autónomo podría propender a afianzar ese objetivo.

El **Honorable Senador señor Orpis** recordó que los nombramientos de las autoridades de la CNE son de competencia del gobierno de turno, por lo que son designaciones que traducen en principio sólo una mirada coyuntural. La actual institucionalidad de la CNE, agregó, ha

mostrado importantes debilidades, por lo que no sería inoportuno perfeccionarla.

El **Director Ejecutivo de la CNE** hizo presente que cuando en el año 2009 se creó el Ministerio de Energía, el cargo de Director Ejecutivo del organismo a su cargo pasó a ser determinado mediante el sistema de alta dirección pública. Ésta fue la respuesta del Estado tratándose de organismos públicos que deben dirigir políticas de esta índole. La CNE goza de autonomía respecto del ministerio sectorial.

En cuanto a la certeza jurídica, manifestó que un punto fuerte de esta iniciativa legal es la estabilidad normativa a que aspira en próximas licitaciones. Así, la iniciativa perfecciona el mecanismo de licitaciones para facilitar la inversión y fomentar el ingreso de nuevos actores y competidores. No se puede olvidar, arguyó, que la Fiscalía Nacional Económica emitió hace un tiempo un informe en el que llamaba la atención sobre los severos problemas de competencia que se observan en este mercado.

El **Presidente de ODECU** estimó que si los proyectos se han judicializado ha sido en razón de que se han intentado llevar a cabo de mala manera. En su opinión, el actual Gobierno busca otro camino, que entiende que la validación social de cualquier proyecto es fundamental. Pero si las cosas se siguen haciendo mal, adujo, la ciudadanía utilizará las herramientas que le provee el Estado de Derecho.

Enseguida, comentó, por una parte, que en Brasil se contemplan licitaciones competitivas con distintos plazos y, por otra, que la licitación de transmisión troncal constaba de plazos muy cortos que fueron ampliados por la autoridad, lo que permitió la llegada de inversionistas extranjeros.

El **Honorable Senador señor Guillier** hizo hincapié en la necesidad de realizar licitaciones con transparencia. En cuanto a la revisión de la estructura institucional y autonomía de la CNE, previno acerca de la necesidad de preservar el rol conductor de la política energética pública que le compete.

En una tercera sesión, la Comisión prosiguió las audiencias para conocer la opinión que el proyecto les merece a los diversos actores involucrados en la materia.

En esta oportunidad intervino, primeramente, el **Presidente Ejecutivo de GDF Suez Energy Andino, señor Juan Clavería**, quien hizo hincapié en la circunstancia de que la ley N° 20.018 permitió que los clientes bajo los 2 MW tuvieran el carácter de libres.

Acto seguido, señaló que la presente iniciativa legal va en la dirección correcta, pues contribuye a mejorar la capacidad del sistema de diversificar la matriz. La idea medular es la de contar con un sistema de transmisión fuerte, pero para ello se requiere también convencer a la comunidad de la necesidad de los proyectos.

El Vicepresidente Comercial de GDF Suez Energy Andino, señor Enzo Quezada, a su turno, consideró positivo el proyecto en la medida que el nuevo diseño de las licitaciones permitirá disminuir los precios, incentivando la entrada de nuevos actores en generación y el consiguiente aumento de la competencia. En este marco, destacó como aspectos positivos el ajuste del precio ante cambios normativos y sustanciales en el mercado; la postergación del inicio del suministro ante causas no imputables al oferente; la anticipación para llamado a licitaciones de cinco años; la existencia de licitaciones de corto plazo, y los incentivos y castigos a empresas distribuidoras para la correcta previsión de su demanda.

No obstante, observó que existen algunas propuestas susceptibles aún de ser mejoradas, como el aumento de 2 a 10 MW para calificar como cliente regulado y los suministros sin contrato que no reconocen los costos. Según dijera, estas normas deben ser revisadas porque al aumentar el límite para calificar como cliente regulado se incrementa en forma importante el mercado regulado y se lesiona el grado de diversificación de la cartera de clientes. Por otra parte, sostuvo que si bien a GDF Suez le parece adecuado el mayor rol de la autoridad en defensa del consumidor residencial, rigidiza las condiciones de suministro pudiendo afectar el atractivo de los contratos regulados respecto de los contratos con clientes libres. Ello implica un riesgo de que el volumen de suministros sin contrato se incremente. Estas modificaciones pueden provocar que la obligación de los generadores de abastecer los suministros sin contrato se haga a un precio que podría ser inferior al costo de abastecimiento, en especial generadores termoeléctricos.

En ese orden, el profesional sugirió mantener el límite de 2 MW para calificar como cliente regulado y definir una excepcionalidad al régimen de suministros sin contratos contenida en el proyecto, consistente en un límite al volumen que opera bajo la fórmula de precio propuesta y un límite al plazo de este régimen. Si el volumen o el plazo exceden dichos límites, el precio del suministro debería ser el costo marginal.

El Gerente General de COLBÚN Energía, señor Thomas Keller, expresó que los altos costos de la energía por falta de generación de base, entre los años 2007 y 2011, obedecieron a que no se desarrollaron suficientes proyectos. El retraso de la inversión en proyectos de generación eléctrica podría implicar caídas acumuladas de 18% en inversión, 8% en el empleo y 6% en el PIB para período 2012-2019. Un estudio de grupo transversal de expertos convocados por la Confederación de la Producción y el Comercio, advierte que la sociedad chilena está asumiendo un sobre costo de 50% en el valor del suministro eléctrico por las dificultades enunciadas que se traducen en detención de proyectos.

Luego, consideró que en el SIC existirá un déficit de energía de base entre los años 2015-2020 cercano a los 21.000 GWh acumulados, lo que equivale a unas ocho centrales hidroeléctricas de unos 100 MW cada una. Con todo, en la medida que se ejecuten los

correspondientes proyectos dicho déficit podría ser superado sólo a partir del año 2021.

Chile, dijo, tiene un alto potencial en energías renovables no convencionales ERNC, pero dada su intermitencia se requieren también centrales de base, es decir, energía continua y competitiva como respaldo. Dado que una parte significativa de las ERNC proveen energía intermitente y con bajo factor de planta, se requerirá una fuerte expansión de la capacidad de centrales hidroeléctricas de embalse y de centrales térmicas eficientes.

El personero destacó la importancia de las licitaciones de suministro, por cuanto es un instrumento que busca asegurar energía en el largo plazo al menor costo posible. En este sentido, en circunstancias que el consumo regulado representa más del 50% de la demanda total de energía, al año 2026 la totalidad de la energía para clientes regulados deberá ser recontractada.

A continuación, el señor Keller fue de opinión que la principal causa de licitaciones desiertas es falta de proyectos de generación eficiente. Sin embargo, aseguró que licitaciones con reglas claras contribuyen a reactivar inversiones de largo plazo, más competencia y nuevos entrantes, siendo necesario reconocer que al menos en el período 2015-2020 no entrarán en servicio suficientes proyectos de generación de base. Aunque se perfeccione el proyecto de ley igual existirá un déficit de energía de base y, en consecuencia, se requerirá un mecanismo transitorio que reconozca y solucione dicha realidad.

La iniciativa de ley en discusión, dijo, constituye un buen instrumento pero requiere perfeccionamientos. Su objetivo debiera ser dar certeza regulatoria al proceso de las licitaciones y a sus contratos para aumentar la inversión. De allí es que se busque disminuir riesgos y facilitar el acceso de nuevos actores, con un plazo superior de contrato (veinte años), lo que permite financiar nuevos proyectos. En el mismo sentido, se establece una mayor anticipación para presentarse a la licitación (cinco años) y flexibilidad para postergar el inicio del suministro, con lo cual se abren puertas a nuevos generadores. Además, se desea solucionar problemas que la normativa vigente no acomete, como el traspaso de excedentes entre distribuidoras y los suministros sin contrato.

Sin perjuicio de lo anterior, el señor Keller enumeró los siguientes aspectos del proyecto susceptibles de perfeccionamiento:

- Es preciso reducir el riesgo regulatorio por falta de criterios y parámetros objetivos. En este sentido, adujo que el nuevo rol de la CNE afecta la seguridad jurídica, por cuanto ahora el organismo se hace cargo del proceso de licitaciones sin contrapesos autónomos y técnicos, y con ausencia de un sistema expedito de resolución de conflictos.

- Se requiere precisar los criterios para la definición de precios máximos; definir los contenidos mínimos del informe

técnico en la ley; evitar parámetros no cuantitativos en el mecanismo de adjudicación distinta al menor precio, e introducir mayor transparencia en supuestos, estimaciones y proyecciones.

- Se debe revisar la calificación de los contratos entre distribuidoras y generadores como “de servicio público”. Los efectos de esta calificación, señaló el personero de COLBÚN, son de alto riesgo para la estabilidad contractual. La CNE, ente regulador del sector eléctrico, también será en la práctica contraparte en los contratos, y en tal condición podría modificar por resolución o acto administrativo elementos de los contratos adjudicados. Por tal razón, sería necesario establecer un contrapeso técnico e independiente que resuelva eventuales conflictos.

- Es oportuno aclarar los criterios de evaluación de oferta para adjudicaciones. El proyecto intenta satisfacer múltiples objetivos que, a veces, se contraponen, como la eficiencia económica versus la diversificación. Pero no se explicitan los criterios en cuya virtud se definen las adjudicaciones. Si existe un mayor precio en la adjudicación por un criterio distinto al del mínimo costo, debería quedar establecido claramente con parámetros cuantitativos y comprobables.

- La iniciativa de ley faculta a las distribuidoras para convenir unilateralmente el traspaso de excedentes de energía, manteniendo las características esenciales del suministro contratado originalmente. Se debería corregir el precio según la diferencia de costos marginales entre la barra de inyección y la de retiro.

- Falta una regulación más exhaustiva para el caso del suministro sin contrato que surge por licitación desierta, quiebra de generadora o aumento de demanda no prevista. Los mecanismos propuestos en el proyecto de ley no resuelven adecuadamente este problema, e incluso podrían generar mayores riesgos y desincentivos a la contratación. Dada la imposibilidad técnica de poner en servicio nuevos proyectos de energía de base en el futuro cercano, la situación de suministro sin contrato estará presente en el período 2015-2020. El peligro radica en que una situación excepcional se transforme en la regla general. De allí que se requiera un mecanismo transitorio para el mencionado período.

El personero afirmó que la solución de fondo para reducir el costo de energía consiste en aumentar la oferta de generación. Al efecto se necesitan todos los proyectos posibles. Las licitaciones son instrumentos que pueden ser eficaces, en la medida que se logre dar certeza jurídica para que exista más oferta de generación competitiva.

El Honorable Senador señor Orpis preguntó al señor Keller si lo que propone es, en definitiva, eliminar las licitaciones más cortas, donde los contratos sean a veinte años, o complementar estas licitaciones con una capacidad de reserva.

El representante de COLBÚN indicó que un mecanismo alternativo es licitar una capacidad de reserva, la cual al final

opera como seguro. Existiendo cuatro mecanismos para resolver, se debe revisar el de cortísimo plazo (de un año) reemplazándolo por el de reserva.

A continuación expuso el **Gerente de Comercialización de ENDESA, señor José Venegas**.

El señor Venegas si bien coincidió en cuanto a la necesidad de este proyecto de ley, formuló un conjunto de observaciones al mismo, a saber:

1) En cuanto al aumento del límite de potencia contratada para calificar como cliente regulado, de 2.000 a 10.000 kW. Se trata, explicó, de una medida contraria a la tendencia mundial de liberalización del mercado, que ha ido reduciendo ese límite hasta incluso hacerlo igual a cero. Si lo que se pretende, añadió, es resolver un problema coyuntural, entonces lo razonable es establecer una solución que rija durante un lapso acotado. Así, la medida debiera ser tratada de manera que los clientes actualmente libres, de menos de 10.000 kW de capacidad instalada, mantengan esa condición hasta la más próxima expiración de sus actuales contratos, y a partir de esa fecha adquieran la categoría de clientes regulados por un período transitorio de cuatro años.

2) En la iniciativa de ley se introduce la posibilidad de postergar el inicio del suministro, cuando la oferta adjudicada se respalde en una planta nueva cuya puesta en servicio se retrase por causas no imputables al oferente. Debería extenderse dicha excepción al caso en que la entrega de energía al sistema contemplada en la oferta se sustente en la construcción de una nueva obra de transmisión troncal, y ésta sea afectada por algún retraso.

3) El proyecto de ley establece que la energía regulada que no esté amparada en contratos será asignada a los generadores, excepcional y transitoriamente, de modo proporcional a las inyecciones de energía. El punto en discordia radica en que la asignación establecida no distingue el nivel de contratación con energía regulada que tienen las empresas generadoras, cuyas plantas están inyectando energía al sistema. A la asignación le es indiferente si la empresa está plenamente contratada con energía regulada o si no lo está. En consecuencia, esta asignación no incentiva a las empresas generadoras a contratar: en la medida que inyecten energía al sistema deberán hacerse cargo de energías sin contratos. Tampoco se da adecuadas señales a potenciales nuevos entrantes, quienes una vez que ya están instalados pasan a formar parte de los generadores existentes y, por ende, están obligados a hacerse cargo de energías sin contratos. Esta incertidumbre podría hacer menos atractivo el ingreso al mercado.

Finalmente, el señor Venegas propuso que estas energías sin contratos sean suministradas, en principio, en función de las inyecciones físicas horarias, pero corregidas por un factor que implique un menor aporte proporcional de los generadores que posean un mayor porcentaje de energía contratada en licitaciones para abastecer al mercado regulado. Esta sugerencia es coherente con el propósito del Mensaje, a

saber, que la solución para energías sin contratos estimule la participación de los generadores en las licitaciones de suministro de las distribuidoras. De lo que se trata, arguyó, es que la aplicación de la norma no desincentive la presentación de ofertas en las licitaciones.

El **Honorable Senador señor Orpis** preguntó acerca de las diferencias de precios entre los contratos con clientes libres y regulados.

El **Honorable Senador señor Pizarro** precisó que existe cierta tendencia a no contratar. La experiencia parece mostrar que al no haber precio de referencia, los precios disminuyen en las ofertas de las licitaciones.

El **representante de ENDESA** acotó que los últimos contratos oscilan en torno a U\$120-U\$115. Sin embargo, en algunas oportunidades, dijo, se prefiere no suministrarlo en razón al riesgo asociado.

La **Honorable Senadora señora Allende** solicitó al personero explicitar cuáles son las condiciones de riesgo.

El **señor Venegas** aseveró que se trata de clientes a los que se suministra incurriendo en pérdidas que pueden ser muy altas. En el caso de ENDESA, agregó, cuando se producen sequías, se verifican pérdidas de más de 3 ó 4 TW/hora de capacidad de generación propia hidráulica. Esa pérdida debe remplazarse mediante combustibles más caros. Por esta causa los agentes analizan pormenorizadamente las licitaciones, evalúan sus riesgos y, en no pocas ocasiones, deciden no exponerse. El precio máximo es una referencia, que permite efectuar una estimación de los costos y riesgos reales y de la tecnología requerida.

Al retomar el uso de la palabra, el **Honorable Senador señor Orpis** manifestó que las normas sobre aumento del plazo, fuerza mayor y flexibilidad, se conciben en el contexto de un porcentaje relevante de suministro no contratado. La cuestión es determinar cuál es la actitud de los clientes sin contrato. Algunos optan por el precio spot. Siendo así, reviste interés conocer la fórmula que propone la industria tratándose de suministros sin contrato.

Al contestar, el **señor Venegas** hizo presente que la energía sin contrato es suministrada por los generadores a prorrata de su tamaño, a un precio fijo. Pero al momento de retirar a ellos le cuesta al precio spot, con una situación de pérdida posible. El problema tiene dos soluciones: o los clientes de suministros sin contrato son tarifados a precio spot, o el riesgo pasa a ser de cargo de las generadoras. Éste es el camino que adopta el proyecto, por lo que desde el punto de vista del Ejecutivo la discusión está zanjada. Lo único que cabe revisar es la cantidad.

El **CEO de COLBÚN** fue partidario de eliminar los suministros sin contrato, en vez de ver una fórmula para tarificarlo.

El **Presidente Ejecutivo de GDF Suez** estuvo de acuerdo con la tarificación y la forma de distribución. Sin embargo, dijo, si aumenta el número de clientes libres, se incrementará el riesgo de más suministros sin contrato.

Al momento de iniciar su exposición, el **Director Ejecutivo de la Asociación de Pequeñas y Medianas Centrales Hidroeléctricas A.G. (APEMEC)**, señor **Rafael Loyola**, consideró el proyecto de ley como una vía para minimizar riesgos y valoró la decisión de mejorar las condiciones de participación de proyectos nuevos y ERNC en los procesos de licitación. Además, destacó la incorporación de criterios adicionales para la adjudicación, como ofertas basadas en proyectos nuevos (actualmente la ley sólo contempla adjudicación por menor precio); de cláusulas de postergación y cancelación de suministro frente a eventos mayores; de intervención del Panel de Expertos en la resolución de conflictos, y de mecanismos de revisión de precios.

Posteriormente, el **asesor de APEMEC** efectuó las siguientes observaciones críticas al proyecto de ley en discusión:

1) Mantener el límite de potencia en clientes regulados en 2 MW, y no aumentarlo. Una demanda atomizada genera incentivos y más competencia en el mercado de contratos de suministro, y posibilita la entrada de pequeños y nuevos generadores. La licitación de distribuidoras es muy exigente, a diferencia de los clientes libres que son menos. Al mantener el referido límite se elimina el riesgo de crear un monopsonio.

2) En el evento de que las distribuidoras se queden sin contrato, los generadores que inyecten energía deberán distribuir a prorrata del suministro faltante pagado a costo marginal. El mecanismo propuesto en la iniciativa legal eleva los riesgos de los emprendedores al aumentar riesgo de ingresos. Es preferible crear bloques de reserva a licitar, que se gatillan para estos casos.

3) Reducir la discrecionalidad de la CNE, en particular en lo relativo a criterios de adjudicación de licitaciones, causales de postergación o término anticipado y requisitos para revisar precios. En esta materia el personero propuso fortalecer las atribuciones del Panel de Expertos, precisar los criterios en el reglamento y establecer una norma transitoria que disponga que estas disposiciones no entrarán en vigencia mientras no se dicten las correspondientes normas reglamentarias.

4) Respecto de la facultad de las distribuidoras de traspasar excedentes de suministro contratado, el personero estimó que los precios de oferta se reducirán si no existe riesgo de aumento de costos asociado a los traspasos. Todos los costos que involucra el traspaso de excedentes entre distribuidoras deben ser asumidos por ellas, y la distribuidora excedentaria le reembolsará al generador los costos adicionales.

5) En cuanto a la idea de declarar los proyectos de los generadores que ganen la licitación como proyectos de interés, lo que les permitirá contar con apoyo del Gobierno para agilizar los trámites necesarios para su concreción, ello debería ocurrir siempre que se cumplan con las exigencias normativas.

El personero finalizó su exposición haciendo hincapié en la necesidad de que los proyectos gocen también de certeza jurídica en materia ambiental. En relación con este punto, el personero sostuvo que los procedimientos vinculados al SEIA se caracterizan por la incertidumbre que generan, su excesiva duración, los altos costos que demandan y su complejidad. Además, abogó por la conveniencia de que la legislación sea capaz de recoger la especial realidad de las iniciativas minihidro, en particular sus riesgos frente a las obligaciones de entrega.

Ante una consulta del **Honorable Senador señor Orpis** referida a la declaración de interés que puede brindarse a los proyectos minihidro, el **personero de APEMEC** señaló que si los proyectos en actual construcción fueran declarados contratos de servicio público podría ocurrir que otros organismos del Estado se opusieran a su materialización. Por tal razón, dijo, sería oportuno priorizarlos para evitar retrasos y declarar de interés sólo a los nuevos proyectos.

Por otra parte, fue de opinión de establecer bloques de reserva en vez de suministros sin contrato.

El **Honorable Senador señor Pizarro** rechazó la posibilidad de que el Estado asuma la obligación de agilizar procesos, pues podría constituir una injerencia indebida. Nuestro ordenamiento jurídico, agregó, contempla procedimientos y plazos que deben cumplirse rigurosamente por razones de transparencia y seguridad jurídica.

El **Ministro de Energía** destacó especialmente que mientras a marzo de 2014 los proyectos en construcción alcanzaban la cifra de veintiocho, a octubre llegan a cuarenta y ocho. Ya se están tomando, dijo, todas las medidas necesarias para que agilizar proyectos con arreglo a las normas que rigen el Estado de Derecho. Se trata de US\$7.200 millones en inversión.

Enseguida, el señor Ministro informó que se trabaja en un plan para construir cien minihidros, desde las actuales cincuenta y siete con que cuenta el país. A título ilustrativo, comentó que en Europa existen en operación casi catorce mil centrales de este tipo.

Concluida la ronda de audiencias, la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión fue partidaria de enviar una señal consistente al mercado –mediante la aprobación de la idea de legislar– acerca de la voluntad política de acometer a la mayor brevedad los problemas que padece el sistema eléctrico chileno. En este sentido y sin perjuicio de las correcciones que es dable introducir al proyecto de ley con ocasión del trámite de segundo informe, el perfeccionamiento de la normativa en materia de licitación del suministro de bloques de energía de clientes

regulados se consideró prioritaria para el cumplimiento de las metas de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación de la matriz energética. Ello debería incidir en una rebaja de los precios de la energía, al menos en el mediano plazo.

- Sometida a votación la idea de legislar en la materia, fue aprobada por la unanimidad de los miembros presentes de la Comisión, Honorables Senadores señora Allende y señores Guillier, Ossandón y Pizarro.

- - -

TEXTO DEL PROYECTO

En concordancia con el acuerdo anteriormente expresado, vuestra Comisión de Minería y Energía recomienda aprobar en general el proyecto de ley de la Honorable Cámara de Diputados, cuyo texto es el siguiente:

PROYECTO DE LEY:

“Artículo único.- Introdúcense las siguientes modificaciones en la ley General de Servicios Eléctricos, decreto con fuerza de ley N° 1, de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido, coordinado y sistematizado fue fijado por el decreto con fuerza de ley N° 4/20.018, de 2006, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción:

1) Elimínase, en el inciso primero del artículo 108°, la frase “, con dos años de diferencia respecto del cálculo de los valores agregados de distribución establecido en esta ley y el reglamento”.

2) Reemplázase el artículo 131° por el siguiente:

“Artículo 131°.- Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que les permita satisfacer el total del consumo de sus clientes sometidos a regulación de precios. Para dichos efectos, aquéllas deberán contar con contratos de suministro, los cuales deberán ser el resultado de procesos de licitación pública. Dichos procesos no podrán incluir consumos de clientes no sometidos a regulación de precios, como tampoco se podrán incluir posteriormente en la ejecución de los contratos resultantes.

La Comisión deberá diseñar, coordinar y dirigir la realización de tales procesos de licitación, cuyo objeto será que las concesionarias de distribución dispongan de contratos de suministro de largo plazo para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios, con una antelación mínima de cinco años a la fecha de inicio del suministro.

Las empresas concesionarias de distribución deberán sujetarse a lo dispuesto en las respectivas bases y a lo requerido por la Comisión para la realización de los procesos de licitación.

Los aspectos administrativos y de gestión que dispongan las bases respectivas serán de responsabilidad de las concesionarias de distribución licitantes, así como todos los gastos necesarios para el desarrollo del proceso de licitación.

Las licitaciones públicas a que se refiere este artículo deberán cumplir con los principios de no discriminación arbitraria, transparencia y estricta sujeción a las bases de licitación. La información contenida en las ofertas de los proponentes será de dominio público a través de un medio electrónico.

Las concesionarias de servicio público de distribución deberán monitorear y proyectar su demanda futura permanentemente, debiendo informar semestralmente a la Comisión, en forma justificada, detallada y documentada, las proyecciones de demanda, las necesidades de suministro a contratar y los supuestos y metodologías utilizados conforme al formato y contenido que defina la Comisión. El incumplimiento de la obligación establecida en el presente inciso, así como la entrega de información errónea, incompleta o elaborada a partir de antecedentes no fidedignos, dará lugar a sanciones de acuerdo a la ley N° 18.410, en particular lo dispuesto en los artículos 15 y siguientes, y en las demás disposiciones que establezca la ley.”.

3) Agrégase, a continuación del artículo 131°, el siguiente artículo 131° bis:

“Artículo 131° bis.- Corresponderá a la Comisión, anualmente, y en concordancia con los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación que establece la ley para el sistema eléctrico, determinar las licitaciones de suministro necesarias para abastecer los consumos de los clientes sometidos a regulación de precios, sobre la base de la información proporcionada por las concesionarias de servicio público de distribución señalada en el artículo anterior. Para los efectos de lo dispuesto en este inciso, se entenderá por diversificación la obligación que establece el artículo 150 bis.

El reglamento establecerá uno o más períodos en el año para realizar los procesos de licitación.”.

4) Agrégase, a continuación del artículo 131° bis, nuevo, el siguiente artículo 131° ter:

“Artículo 131° ter.- El o los procesos de licitación se iniciarán con un informe preliminar de licitaciones fundado de la Comisión, el que se publicará por medios electrónicos, que contenga aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las concesionarias de distribución sujetas a la obligación de licitar, de la situación esperada respecto de la oferta potencial de energía eléctrica en el período relevante y, si existieren, las condiciones especiales de la licitación. Las concesionarias de distribución, empresas generadoras y aquellas instituciones y usuarios interesados, esto es, toda persona natural o jurídica que pudiera tener interés

directo o eventual en el proceso de licitación, que se inscriban en el registro correspondiente, podrán realizar observaciones de carácter técnico al referido informe en un plazo no superior a quince días contados desde su publicación y de acuerdo a los formatos, requisitos, condiciones, mecanismos de publicidad y registro que establezca el reglamento.

La Comisión deberá responder de manera fundada todas las observaciones técnicas que se realicen al informe, en un plazo no superior a treinta días. La Comisión deberá notificar el referido informe por medios electrónicos, el que deberá contener las modificaciones pertinentes producto de las observaciones que hayan sido acogidas.

El informe final contemplará, además, una proyección de los procesos de licitación de suministro que deberían efectuarse dentro de los próximos cuatro años.

5) Reemplázase el artículo 132° por el siguiente:

“Artículo 132°.- Una vez elaborado el informe a que se refiere el artículo anterior, la Comisión dispondrá la convocatoria de la licitación que corresponda, en caso de determinar la necesidad de realizarla. Para tal efecto, la Comisión elaborará las bases de licitación. Una vez elaboradas las bases de licitación, la Comisión las remitirá a través de medios electrónicos a las concesionarias de distribución licitantes, las cuales podrán efectuar observaciones a las mismas en los plazos y condiciones que establezca el reglamento. Dichas bases serán aprobadas por la Comisión mediante resolución exenta, la cual deberá ser publicada en el sitio web de la Comisión.

La Comisión establecerá en las bases las condiciones de la licitación, las cuales especificarán, a lo menos, la cantidad de energía a licitar, los bloques de suministro requeridos para tal efecto; el período de suministro que debe cubrir la oferta, el cual no podrá ser superior a veinte años; los puntos del sistema eléctrico en el cual se efectuará el suministro; las condiciones, criterios y metodologías que serán empleados para realizar la evaluación económica de las ofertas, a los efectos de la adjudicación a que se refiere el artículo 134°, y un contrato tipo de suministro de energía para servicio público que regirá las relaciones entre la concesionaria de distribución y la empresa generadora adjudicataria respectiva.

Las bases de licitación podrán agrupar en un mismo proceso los requerimientos de suministro de distintas concesionarias de distribución.”.

6) Modifícase el artículo 133°, en el siguiente sentido:

a) Reemplázase en el inciso segundo la expresión “además del informe” por la frase “además de los antecedentes que se puedan exigir para acreditar solvencias, tales como un informe”, y suprímese la frase final “, el que no deberá tener una antigüedad superior a 12 meses

contados desde la fecha de presentación del mismo en el proceso de licitación”.

b) Reemplázase el inciso tercero por el siguiente:

“Las demás condiciones de las licitaciones serán establecidas en el reglamento.”.

c) Reemplázase el inciso cuarto por el siguiente:

“El oferente presentará una oferta de suministro señalando el precio de la energía en el punto de oferta que corresponda, de acuerdo a las bases. El reglamento establecerá la forma de determinar el precio en los distintos puntos de compra a partir del precio de energía ofrecido en el punto de oferta.”.

d) Agréganse en el inciso quinto, a continuación de la frase “decreto de precio de nudo”, las palabras “de corto plazo” y reemplázase la frase final “licitación, dispuesto en el artículo 171º y siguientes” por “facturación que efectúe el suministrador”.

e) Suprímese, en el inciso sexto, la frase “y potencia” y agrégase luego del punto aparte, que pasa a ser coma, la oración “y deberán expresar la variación de costos de los combustibles y de otros insumos relevantes para la generación eléctrica”.

f) Suprímese el inciso séptimo.

7) Reemplázase el artículo 134º por el siguiente:

“Artículo 134º.- Las empresas concesionarias de distribución deberán adjudicar la licitación a aquellas ofertas más económicas, de acuerdo a las condiciones establecidas en las bases de licitación para su evaluación, debiendo comunicar a la Comisión la evaluación y la adjudicación de las ofertas, para los efectos de su formalización, a través del correspondiente acto administrativo. Los criterios de evaluación económica establecidos en las bases de licitación podrán considerar las fórmulas de indexación de las ofertas a lo largo del período de suministro, así como también criterios que favorezcan la evaluación de aquellas ofertas que aseguren el cumplimiento de los objetivos a que se refiere el artículo 131º bis, tales como respaldo de la oferta en nuevos proyectos de generación, respaldo de la oferta en energía firme disponible para ser contratada, entre otros.

El contrato tipo de suministro incorporado en las bases de licitación, conforme a lo dispuesto en el artículo 132º, deberá ser suscrito por la concesionaria de distribución y su suministrador, por escritura pública, previa aprobación de la Comisión mediante resolución exenta, y una copia autorizada será registrada en la Superintendencia. Asimismo, las modificaciones que se introduzcan en los contratos deberán ser aprobadas por la Comisión.

Los contratos de suministro podrán contener mecanismos de revisión de precios en casos que, por causas que no hayan podido ser previstas por parte del suministrador al momento de presentar su oferta, los costos de capital o de operación para la ejecución del contrato hayan variado en una magnitud tal que le produzca un excesivo desequilibrio económico, de conformidad al porcentaje o variación mínimo establecido en las bases para dichos efectos. Podrán ser causa de esta revisión, siempre que se cumplan con los requisitos de imprevisibilidad y magnitud de los efectos económicos del contrato, los cambios en la normativa sectorial o tributaria y en general todas las variaciones sustanciales y no transitorias en las condiciones del mercado. Se excluyen expresamente aquellos cambios normativos que sean aplicables con alcance general a todos los sectores de la actividad económica. El mecanismo de revisión de precios se activará a través de una solicitud enviada por el suministrador a la concesionaria de distribución, con copia a la Comisión. Una vez recibida la copia de dicha comunicación, la Comisión citará al suministrador a una audiencia, a la cual podrá también citar a la concesionaria de distribución. En dicha audiencia el suministrador expondrá los fundamentos y antecedentes que justifican su petición. Durante la misma audiencia y hasta quince días después de su realización, la Comisión podrá solicitar al suministrador nuevos antecedentes y, o correcciones a los criterios de modificación de precios y al nuevo precio propuesto. Recibidos los nuevos antecedentes y, o las correcciones solicitadas, la Comisión podrá citar a una nueva audiencia con el fin de acordar las modificaciones. En caso de llegar a acuerdo, la Comisión verificará previamente el cumplimiento de los requisitos señalados en este inciso y autorizará las modificaciones contractuales a que dé lugar este mecanismo.

En caso de desacuerdo entre la Comisión y el suministrador, este último podrá presentar sus discrepancias ante el panel de expertos, dentro del plazo de quince días siguientes a la formalización del desacuerdo ante la Comisión, individualizando detalladamente las materias en que existe desacuerdo. Dichas discrepancias serán resueltas por el panel de expertos conforme al procedimiento establecido en el artículo 211 dentro del plazo de treinta días, contado desde la respectiva presentación.

En todo caso, el total de la energía que deberán facturar el o los suministradores a una distribuidora será igual a la energía efectivamente demandada por ésta en el período de facturación.

El mecanismo de revisión de precios que establece este artículo también podrá ser activado por organizaciones de consumidores.

8) Reemplázase el artículo 135º por el siguiente:

“Artículo 135º.- En cada licitación el valor máximo de las ofertas de energía, para cada bloque de suministro, será fijado por la Comisión, en un acto administrativo separado de carácter reservado, que permanecerá oculto hasta la apertura de las ofertas respectivas, momento en el cual el acto administrativo perderá el carácter de reservado. Con todo, dicho valor máximo deberá ser fundado y definirse en virtud del bloque de

suministro de energía licitado, del período de suministro y en consideración a estimaciones de costos eficientes de abastecimiento para cada caso. El reglamento establecerá los procedimientos administrativos que correspondan para asegurar la confidencialidad del valor máximo de las ofertas, en el caso que éste sea fijado mediante un acto administrativo reservado.

La Comisión podrá licitar nuevamente los suministros declarados total o parcialmente desiertos, y podrá considerar esta situación como uno de los casos justificados a los que se refiere el artículo 135° bis.”.

9) Agrégase, a continuación del artículo 135°, el siguiente artículo 135° bis:

“Artículo 135° bis.- En los casos debidamente justificados en el informe final de la Comisión que da inicio al proceso de licitación, tales como crecimientos no anticipados de demanda, licitaciones declaradas total o parcialmente desiertas, entre otros, se implementarán licitaciones de corto plazo, las que podrán fijar, en las respectivas bases de licitación, condiciones distintas de las establecidas en los artículos 131° y siguientes, tanto para los plazos de la convocatoria a la licitación, como para los plazos de inicio y/o período de suministro de los contratos.”.

10) Agrégase, a continuación del artículo 135° bis, nuevo, el siguiente artículo 135° ter:

“Artículo 135° ter.- Las bases de licitación podrán establecer que los contratos de suministro de los oferentes que se adjudiquen licitaciones con proyectos nuevos de generación, contengan cláusulas que les faculden para solicitar, fundadamente, postergar el plazo de inicio del suministro o poner término anticipado al contrato si, por causas no imputables al adjudicatario, su proyecto de generación se retrasa o si se hace inviable. Estas cláusulas podrán hacerse efectivas, hasta el plazo máximo que en ellas se establezca, el cual no podrá ser superior a tres años desde la suscripción del contrato.

Para estos efectos, las ofertas deberán contemplar expresamente los hitos constructivos con los plazos asociados a los que se deberá comprometer el proyecto respectivo que funda la oferta, tales como la resolución de calificación ambiental, la solicitud y obtención de la respectiva concesión eléctrica, la orden de proceder de equipos mayores, el inicio de la construcción y todo otro elemento que se considere relevante en el proceso constructivo pertinente. Las bases de licitación deberán exigir garantías u otras cauciones que deberá entregar el oferente para garantizar el cumplimiento de sus obligaciones en relación con el desarrollo del proyecto o para caucionar el ejercicio de la facultad.

Tanto el ejercicio de la facultad de postergar el plazo de inicio de suministro como la de terminar anticipadamente el contrato deberá fundarse en un informe de un consultor independiente, el cual será contratado y financiado por el interesado. La Comisión podrá autorizar o

rechazar fundadamente la postergación del inicio de suministro o el término anticipado del contrato, según corresponda.

El ejercicio de la facultad de postergación o de terminación anticipada del contrato facultará a la empresa concesionaria de distribución para proceder al cobro de las garantías o cauciones en caso que correspondan. Los montos cobrados por este concepto deberán reintegrarse a los clientes sometidos a regulación de precios a través de la fijación de precios a que se refiere el artículo 158°, de acuerdo a las condiciones que establezca el reglamento.

Para efectos de la contratación del consultor independiente, la Comisión creará un registro público de consultores elegibles de reconocido prestigio. El reglamento establecerá las características del registro y los requisitos que deben cumplir los consultores que lo integren. En caso de ejercerse la facultad a que hace referencia este artículo, la Comisión deberá realizar un sorteo público, el que deberá contar con la presencia de el o los interesados, para elegir al consultor independiente que elaborará el informe a partir del registro señalado.”.

11) Agrégase, a continuación del artículo 135° ter, nuevo, el siguiente artículo 135° quáter:

“Artículo 135° quáter.- Las distribuidoras que dispongan excedentes de suministro contratado podrán convenir con otras distribuidoras, que pertenezcan al mismo sistema eléctrico, el traspaso de dichos excedentes. Dichas transferencias deberán mantener las características esenciales del suministro contratado originalmente. Estas transferencias de excedentes deberán efectuarse de acuerdo al procedimiento que establezca el reglamento.”.

12) Agrégase, a continuación del artículo 135° quáter, nuevo, el siguiente artículo 135° quinquies:

“Artículo 135° quinquies.- En aquellos casos que la Comisión prevea, para el año siguiente, que el consumo efectivo de energía de una concesionaria de servicio público de distribución, destinado a abastecer a sus clientes sometidos a regulación de precios, resulte superior al suministro contratado de energía disponible para tales efectos, dictará una resolución que instruya la implementación de una licitación de corto plazo, de conformidad con las reglas que se establezcan en el reglamento. En este caso, el valor máximo de las ofertas que fije la Comisión para el referido proceso de licitación no podrá ser inferior al precio medio de mercado, establecido en el informe técnico definitivo del precio de nudo de corto plazo vigente al momento de la convocatoria, incrementado hasta en el 30%. El período de duración del contrato que se celebre como producto de esta licitación no podrá exceder de un año.

Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 131°, en caso que para un determinado período de facturación el consumo efectivo de energía de una concesionaria de servicio público de distribución, destinado a abastecer a sus clientes sometidos a regulación de precios,

resulte superior al suministro contratado de energía disponible para tales efectos, considerando los traspasos de excedentes a que se refiere el artículo 135° quáter anterior, corresponderá que los retiros que se efectúen para el abastecimiento de dichos consumos que exceden el suministro contratado sean realizados por todas las empresas de generación del respectivo sistema eléctrico, en función de las inyecciones físicas horarias de energía.

Los referidos consumos que exceden el suministro contratado serán pagados por la concesionaria de distribución a las empresas generadoras que correspondan, según lo indicado en el inciso anterior, a un precio equivalente al máximo valor entre el precio de nudo de corto plazo vigente en la subestación más cercana a la barra de inyección de cada central de generación y el costo variable de operación de dicha central utilizado por el CDEC en la determinación de la operación real del sistema, al que se le aplicará el factor de expansión de pérdidas medias de energía del sistema. Al valor anterior se adicionará la diferencia entre el costo marginal en la barra de retiro y el costo marginal en la barra de inyección en el período horario correspondiente, a este último término se le aplicará el factor de expansión de pérdidas medias de energía del sistema.

La Comisión deberá implementar las licitaciones que sean necesarias, de acuerdo a lo establecido en el inciso primero del artículo 135° bis, para restablecer el respectivo régimen de contratos y procurar que la situación de consumos que exceden el suministro contratado dure el menor tiempo posible.

Para efectos de la determinación del precio a traspasar al cliente regulado, las valorizaciones de los consumos que exceden el suministro contratado de acuerdo al presente artículo serán considerados como si fueran contratos de las empresas distribuidoras excedidas en consumos.”.

13) Modifícase el artículo 147° en el siguiente sentido:

a) Sustitúyese, en el número 1 del inciso primero, el guarismo “2.000” por “10.000”.

b) Sustitúyese, en el número 2 del inciso primero, el guarismo “2.000” por “10.000”.

c) Intercálase el siguiente inciso segundo, nuevo, pasando el actual inciso segundo a ser tercero y el inciso tercero a ser cuarto:

“Para efectos de aplicar el límite señalado en los números 1 y 2, no podrá existir más de un empalme asociado a un suministro de un usuario final cuando sus instalaciones interiores se encuentren eléctricamente interconectadas.”.

ARTÍCULOS TRANSITORIOS

Artículo primero.- Las disposiciones introducidas por esta ley entrarán en vigencia a contar de su publicación en el Diario Oficial. No obstante, los usuarios no sometidos a fijación de precios sólo podrán optar por traspasarse a régimen de tarifa regulada en virtud de lo dispuesto en la modificación introducida en los números 1 y 2 del artículo 147º, una vez que se produzca el término de los contratos de compraventa de energía suscritos con sus suministradores y sólo por las causales de mutuo acuerdo entre las partes o expiración del plazo pactado en el mismo. Con todo, tratándose de los usuarios no sometidos a fijación de precios cuya potencia conectada sea superior a 5.000 e inferior a 10.000 kilowatts, sólo podrán optar por el traspaso a un régimen de tarifa regulada a partir del cuarto año contado desde la publicación en el Diario Oficial de esta ley y siempre que se haya producido el término de los contratos de suministro de energía de conformidad a las causales señaladas en este artículo.

Artículo segundo.- Dentro del plazo de noventa días, contado desde la publicación de esta ley en el Diario Oficial, se deberá dictar un reglamento que establezca las disposiciones necesarias para su ejecución. No obstante, las licitaciones que se efectúen con anterioridad a la vigencia del referido reglamento se sujetarán en cuanto a los plazos, requisitos y condiciones, a las disposiciones de esta ley y a las que se establezcan por resolución exenta de la Comisión Nacional de Energía.

Artículo tercero.- Facúltase al Ministro de Energía para que, mediante decreto supremo expedido "por orden del Presidente de la República", extienda por única vez, hasta el 31 de diciembre de 2015, el plazo de vigencia del decreto supremo N°14, de 2012, del Ministerio de Energía, que Fija Tarifas de Sistemas de Subtransmisión y de Transmisión Adicional y sus Fórmulas de Indexación, y del decreto supremo N°61, de 2011, del Ministerio de Energía, que Fija Instalaciones del Sistema de Transmisión Troncal, el Área de Influencia Común, el Valor Anual de Transmisión por Tramo y sus Componentes con sus Fórmulas de Indexación para el cuatrienio 2011-2014.

Dicha prórroga comprenderá la extensión de las disposiciones que regulan todos los pagos, peajes, sus fórmulas de indexación, valores, montos y niveles, las calificaciones de las instalaciones y sus condiciones de aplicación, contemplados en los señalados decretos para el año 2014, con el fin de ser aplicados durante el año 2015. Se exceptúan de la prórroga señalada los valores establecidos en la "Tabla N°5: A.V.I. Labores de Ampliación" del numeral 2.2., del artículo primero del mencionado decreto supremo N° 61.

Para la adecuada implementación de los procesos de fijación de tarifas de subtransmisión y de valorización del sistema de transmisión troncal en curso, el cuatrienio asociado a dichos procesos se iniciará el 1 de enero de 2016.

Para efectos de la aplicación de la prórroga señalada en el inciso primero, se considerarán cumplidos los plazos, etapas

y actuaciones, ya efectuados en el momento de la publicación de la presente ley, relativos a los procesos cuatrienales en curso de determinación del valor anual de los sistemas de subtransmisión y de valorización del sistema de transmisión troncal.”.

- - -

Acordado en sesiones celebradas los días 5, 10 y 12 de noviembre de 2014, con asistencia de los Honorables Senadores señor Alejandro Guillier Álvarez (Presidente), señora Isabel Allende Bussi y señores Manuel José Ossandón Irrázabal (Baldo Prokurica Prokurica), Jaime Orpis Bouchon, Jorge Pizarro Soto y Baldo Prokurica Prokurica.

Sala de la Comisión, a 17 de noviembre de 2014.

Ignacio Vásquez Caces
Secretario

RESUMEN EJECUTIVO

INFORME 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, perfeccionando el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sometidos a regulaciones de precios.

(Boletín N° 9.515-08)

- I. **OBJETIVOS DEL PROYECTO PROPUESTO POR LA COMISIÓN:**
Persigue, fundamentalmente, mejorar el proceso de licitaciones de suministro de clientes regulados, de tal manera de asegurar un suministro bajo contrato para la totalidad de estos clientes; obtener precios competitivos en un mercado preferentemente de largo plazo, y garantizar el cumplimiento de las metas de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación del sistema eléctrico.
- II. **ACUERDOS:** Aprobado en general por unanimidad (4x0).
- III. **ESTRUCTURA DEL PROYECTO APROBADO POR LA COMISIÓN:** Consta de un artículo único, compuesto de trece numerales, y tres artículos transitorios.
- IV. **NORMAS DE QUÓRUM ESPECIAL:** No tiene.
- V. **URGENCIA:** Suma.

- VI. **ORIGEN E INICIATIVA:** El proyecto se originó en Mensaje de S.E. la Presidenta de la República.
- VII. **TRÁMITE CONSTITUCIONAL:** Segundo.
- VIII. **APROBACIÓN POR LA CÁMARA DE DIPUTADOS:** Fue aprobado por 101 votos a favor, 5 abstenciones y ningún voto en contra.
- IX. **INICIO TRAMITACIÓN EN EL SENADO:** 4 de noviembre de 2014.
- X. **TRÁMITE REGLAMENTARIO:** Primer informe. Pasa a la Sala.
- XI. **LEYES QUE SE MODIFICAN O QUE SE RELACIONAN CON LA MATERIA:**
 - 1) Decreto con fuerza de ley N° 4, del Ministerio de Economía, de 2006, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del decreto con fuerza de ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos.
 - 2) Ley N° 18.410, que crea la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
 - 3) Decreto supremo N° 14, del Ministerio de Energía, de 2012, que fija tarifas del sistema de subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación.
 - 4) Decreto supremo N° 61, del Ministerio de Energía, de 2011, que fija instalaciones del sistema de transmisión troncal, el área de influencia

común, el valor anual de transmisión por tramo y sus componentes con sus fórmulas de indexación para el cuatrienio 2011-2014.

Valparaíso, 17 de noviembre de 2014.

Ignacio Vásquez Caces
Secretario

ÍNDICE

	Página
Antecedentes	
Objetivo del proyecto	3
Antecedentes normativos	3
Mensaje del Ejecutivo	3
Estructura del proyecto de ley	12
Discusión en general	14
Votación idea de legislar	45
Texto del proyecto de ley	45
Resumen ejecutivo	55