

NUEVA LEY CHILENA DE
LICITACIONES
DE SUMINISTRO
ELÉCTRICO
PARA CLIENTES REGULADOS:
UN CASO DE ÉXITO

JUNIO 2017

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	4
PREFACIO	6
INTRODUCCIÓN	8
CAPÍTULO I: SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ANTES DE LA LEY 20.805	13
INTRODUCCIÓN	14
I. PRIMERA ETAPA: DESDE LA ENTRADA EN VIGENCIA DE LA LGSE HASTA LA DICTACIÓN DE LA LEY CORTA II	18
1. VISIÓN GENERAL DE LA LGSE	18
2. CRISIS DEL SISTEMA INSTAURADO POR LA LGSE	22
1) CRISIS ENERGÉTICA DE 1998-1999	22
2) CRISIS DEL GAS ARGENTINO	26
II. SEGUNDA ETAPA: DESDE LA PUBLICACIÓN DE LA LEY 20.018 HASTA LA ENTRADA EN VIGENCIA DE LA LEY 20.805	29
1. DESCRIPCIÓN DE LA REFORMA DE LA LEY 20.018	29
1) MECANISMO DE LICITACIÓN PARA LA CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO	30
A) CONTROL DEL PROCESO POR LAS DISTRIBUIDORAS	31
B) CONTRATOS CON PLAZOS EXTENDIDOS	31
C) PRECIOS DE NUDOS DE LARGO PLAZO SUJETOS A FÓRMULAS DE INDEXACIÓN	31
D) PRECIO MÁXIMO DE CARÁCTER PÚBLICO	33
E) PLAZOS DE ANTELACIÓN DE LAS LICITACIONES	34
F) TRASPASO A CLIENTES FINALES DEL PRECIO DE LOS CONTRATOS	34
2) MECANISMO TRANSITORIO PARA INCENTIVAR CONTRATOS DE SUMINISTRO A DISTRIBUIDORAS QUE CARECEN DE ELLOS	34
3) ELIMINACIÓN DEL CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR COMO CAUSAL JUSTIFICADA PARA EL NO CUMPLIMIENTO DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO CON GAS NATURAL	36
4) ACUERDOS PARA AJUSTES DE CONSUMO POR PARTE DE CLIENTES REGULADOS	36
5) GARANTÍAS A MEDIOS DE GENERACIÓN CON FUENTES NO CONVENCIONALES	37
6) MODIFICACIÓN DE LOS CENTROS DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA	37
2. PRIMERAS LICITACIONES: LOS RESULTADOS DE LA LEY CORTA II	38
CAPÍTULO II: ANÁLISIS DE LA NUEVA POLÍTICA PÚBLICA	45
INTRODUCCIÓN	46
I. ALTERNATIVAS Y DECISIÓN DE POLÍTICA	50
1. RESPONSABLE DE LOS PROCESOS DE LICITACIÓN	51
1) MANTENER A LAS DISTRIBUIDORAS COMO RESPONSABLES DE LAS LICITACIONES	51
2) LOS CENTROS DE DESPACHO ECONÓMICO Y CARGA (CDEC) COMO RESPONSABLES DE LAS LICITACIONES	52
3) CREAR UN ORGANISMO INDEPENDIENTE A CARGO DE LAS LICITACIONES	53
4) LA AUTORIDAD COMO RESPONSABLE DE LAS LICITACIONES	54
2. ANTELACIÓN DE LAS LICITACIONES Y DURACIÓN DE LOS CONTRATOS	56
3. REGULACIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE LAS OFERTAS	59

4. MECANISMOS DE FLEXIBILIDAD ANTE IMPREVISTOS	61
5. FLEXIBILIZACIÓN DE CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y DIFERENCIACIÓN DE OFERENTES	64
6. RIESGOS DE ADJUDICACIÓN Y REGULACIÓN DE SUMINISTROS SIN CONTRATO	68
1) RIESGOS DE ADJUDICACIÓN	68
2) REGULACIÓN DE SUMINISTROS SIN CONTRATO	70
7. OTRAS PROPUESTAS REGULATORIAS	76
1) TRASPASO DE EXCEDENTES ENTRE DISTRIBUIDORAS	76
2) LICITACIÓN CONJUNTA DE SUMINISTROS ELÉCTRICOS CON TERRENOS PARA OPERAR	78
II. RESULTADOS DE LA REFORMA DE LA LEY 20.805: EVALUACIÓN DE LAS LICITACIONES 2015-2016	79
1. ANÁLISIS TEMPORAL DE PRECIO EN LAS LICITACIONES	83
2. PRECIOS DE LICITACIONES Y REFERENCIAS COMPARATIVAS	86
3. SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS DE LA LEY 20.805	89
CAPÍTULO III: EXPLICACIÓN NORMATIVA	94
INTRODUCCIÓN	96
I. EL NUEVO ROL DE LA AUTORIDAD EN LAS LICITACIONES	97
II. ESQUEMA Y PROCEDIMIENTO DE LICITACIONES	102
1. ETAPAS DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO	103
1) FASE PREVIA AL LLAMADO A LICITACIÓN	103
2) LA LICITACIÓN PROPIAMENTE TAL	106
3) EVALUACIÓN DE OFERTAS Y ADJUDICACIÓN	108
2. LICITACIONES DE CORTO PLAZO	110
3. LICITACIONES EXCEPCIONALES DE CORTO PLAZO	111
III. FLEXIBILIDAD ANTE IMPREVISTOS	113
IV. PRECIO MÁXIMO DE LAS OFERTAS	118
V. TRASPASO DE EXCEDENTES	120
CAPÍTULO IV: MODELO DE GOBERNANZA COLABORATIVA Y PARTICIPACIÓN PÚBLICA EN EL DESARROLLO DE CAMBIOS REGULATORIOS DE LA LEY 20.805	123
I. INTRODUCCIÓN	124
II. ANTECEDENTES SOBRE GOBERNANZA COLABORATIVA EN CHILE Y EL MUNDO	128
III. LA EXPERIENCIA EN EL DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DELIBERATIVO	133
IV. RESULTADOS Y APRENDIZAJES EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DELIBERATIVO	140
1. EL CONTEXTO SOCIAL Y LA INCERTIDUMBRE EN EL SECTOR ELÉCTRICO COMO FACILITADORES	140
2. LA IMPORTANCIA DEL LIDERAZGO Y EL ROL DE LOS AGENTES GUBERNAMENTALES	142
3. APRENDIZAJE COLECTIVO Y MEJORA DEL CLIMA SECTORIAL	145
4. CALIDAD LEGISLATIVA, LEGITIMIDAD SOCIAL Y LA IMPORTANCIA DE LA TRANSPARENCIA PÚBLICA	148
5. COMPROMISO DE LOS PARTICIPANTES Y OPORTUNIDADES DE MEJORA	151
BIBLIOGRAFÍA	155

PRESENTACIÓN

En marzo del año 2014, cuando asumimos el Gobierno, las perspectivas del sector eléctrico no eran positivas. Alta concentración de mercado y falta de competencia, precios cada vez más altos y creciente judicialización de nuevos proyectos de generación eran, entre otros, elementos que amenazaban no solo el crecimiento del país, sino la agenda de transformaciones que se había propuesto la actual Administración. Así, se hacía imperativo diseñar soluciones concretas y ejecutables en el más breve plazo posible.

Por ello, dentro de las 50 medidas para los primeros 100 días de Gobierno, la Presidenta Bachelet instruyó al Ministerio de Energía elaborar una agenda que estableciera las bases para una nueva Política Energética de largo plazo.

En cumplimiento de este mandato presidencial, nuestro Ministerio elaboró la "Agenda de Energía", documento que, junto con "Hoja de Ruta 2050" y "Energía 2050", sentó las bases para la transformación del sistema eléctrico. Un rol preponderante del Estado como garante del bien común; medidas tendientes a impulsar una fuerte reducción en los precios de la energía, con mayor competencia, eficiencia y diversificación de las fuentes de generación; impulso al desarrollo de recursos energéticos propios y a la inversión en infraestructura energética; mejor conectividad en el segmento transmisión, creando un sistema más robusto y seguro, y la promoción de políticas de uso eficiente de la energía, son todos objetivos que han guiado nuestras acciones. En el logro de estos objetivos, hemos buscado la participación activa de la ciudadanía, para que nuestras medidas cuenten no solo con validación política y técnica, sino también social, dado que una relación armónica entre proyectos de inversión y comunidad es clave para la viabilidad de estos en el largo plazo.

Una buena expresión de ello es la Ley 20.805, en cuya elaboración participaron distintos estamentos de la sociedad civil: dirigentes sociales, representantes de ONG y organizaciones gremiales, asociaciones de consumidores, directivos y ejecutivos de empresas de los distintos segmentos eléctricos, y representantes del mundo académico. Esta nueva Ley de Licitaciones constituye un ejemplo de una política pública exitosa: redujo sustancialmente los precios de la energía, aumentó la competencia y diversificación en el sector eléctrico, pero a la vez se hizo cargo de la demanda ciudadana de mayor participación.

La Ley 20.805 se traducirá en cuentas de electricidad sustancialmente menores para la mayor parte de los chilenos y chilenas, con lo que se cumple uno de los compromisos adquiridos por la Presidenta Bachelet con el país.

Esta ley no constituye un esfuerzo aislado de nuestro ministerio, sino que forma parte de otras muchas acciones que se han adoptado para darle un nuevo impulso al sector eléctrico. Tenemos la convicción de que la nueva Ley de Licitaciones de Suministro para Clientes Regulados, junto con, entre otras, la Ley 20.928 de Equidad Tarifaria, la Ley 20.936 que instaura un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y los proyectos para fortalecer y dotar de nuevas facultades al Ministerio de Energía como planificador y a la Comisión Nacional de Energía como regulador, han generado una nueva institucionalidad, más robusta, y un marco regulatorio que debe perdurar en el tiempo y permitir a nuestro país hacer frente de mejor manera a los desafíos del siglo XXI.

Andrés Rebolledo Smitmans
Ministro de Energía

PREFACIO

Aun cuando en siglos pasados, la humanidad ha cubierto sus demandas energéticas con recursos renovables, como por ejemplo los hidráulicos (molinos) o eólicos (navegación), la revolución industrial y el uso del vapor cambió sustancialmente esta tendencia hacia la utilización de recursos fósiles como fuente de energía, favorecidos principalmente por el carácter estable en su provisión, así como por sus precios competitivos. La crisis del petróleo de inicios de la década de los 70 y el incremento del consumo mundial de energía, trajo a las mesas de discusión a nivel global no solamente el carácter finito y problemas de seguridad de suministro de las fuentes convencionales, principalmente hidrocarburos y nuclear, sino también los problemas ambientales originados por estas opciones de abastecimiento de energía. Es así que, a partir de esta misma década, las energías renovables comienzan a ser consideradas una alternativa importante a las convencionales, impulsándose, principalmente en Europa, avances importantes en el desarrollo de tecnologías energéticas amigables al medio ambiente.

Un hito importante en el desarrollo mundial de las energías renovables se marca en Alemania en 1998, con la ascensión al poder de la coalición formada por los partidos social demócrata y verdes, que plantearon el concepto de desarrollo sostenible para el sector, basándose en el empleo extensivo de fuentes de energía renovable, la promoción de autoconsumo y la reducción de la demanda energética. El impulso de las energías renovables para generación de electricidad, y con ello la diversificación energética de este país, no hubiera sido posible sin una política energética decisiva de promoción, con un modelo de tarifas de inyección garantizadas (feed-in-tariffs) de largo plazo. Posteriormente, otros países de Europa, como España con su Plan de Fomento de las Energías Renovables (2000-2010), implementarían este mismo modelo, desarrollando además una gran industria global. La diseminación final de la energía renovable alcanzó a Latinoamérica y el Caribe a mediados de la década pasada, con un crecimiento rápido sobre todo en el sector eléctrico, impulsado principalmente por la fuerte baja en los precios de los productos tecnológicos renovables, la mayor conciencia ambiental en las políticas energéticas nacionales, el acceso a fuentes de financiamiento, y las medidas de promoción para incrementar la diversificación y seguridad en el suministro eléctrico. Actualmente, todos estos avances están alineados a acuerdos internacionales, como las Metas de Desarrollo Sostenible (SDG 7), la iniciativa Energía Sostenible para Todos (SE4All) o el Acuerdo de París dentro de la Convención Marco sobre Cambio Climático.

Algunos países de Latinoamérica y el Caribe, como Brasil, México y Chile, han sido particularmente innovadores al implementar mecanismos de subasta al licitar el suministro de energía eléctrica, con gran participación de energías renovables en un entorno muy claro de promoción de competencia. La presente publicación describe con mucho detalle el caso exitoso de Chile, donde los atributos de su política energética actual, que sustentan los resultados exitosos a la fecha en el segmento de generación eléctrica, radican en tres aspectos fundamentales: la búsqueda de eficiencia de mercado con una combinación óptima entre la calidad y diversificación de recursos energéticos. y los marcos regulatorios/comerciales adecuados para su explotación; la apertura del mercado a nuevos actores e incremento de competencia; y el alto ingrediente de socialización y participación de múltiples actores en la determinación de política y normativa sectorial. Lo primero, con modificaciones eficaces a los mecanismos de licitación, como por ejemplo al incorporar el concepto de bloques horarios; lo segundo, emitiendo señales claras desde el Estado para promover mayor competencia, como por ejemplo al incorporar un actor estatal como ENAP en el mercado eléctrico; y lo tercero, con mesas de diálogo que transparentaron las reformas propuestas bajo un concepto de gobernanza colaborativa. Como si lo anterior no fuera suficiente, todas estas medidas están encuadradas bajo una política energética de largo plazo, “Energía 2050”.

Estos resultados exitosos, con relevante aportación de energías renovables, que presentan una importante reducción en los precios de licitaciones de suministro adjudicados en el mercado eléctrico de Chile, y que se traducirán en tarifas más bajas para los usuarios finales, contribuirán sin duda a mejorar la competitividad y desarrollo sostenible del país, así como las vidas de sus habitantes, uno de los principales objetivos del Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Estamos, por tanto, muy honrados y orgullosos en el BID de haber podido apoyar en la reforma integral del sector energético chileno.

Enrique Rodríguez Flores
Especialista Líder en Energía del BID¹

¹ Las opiniones aquí expresadas son del autor y no necesariamente reflejan el punto de vista del BID, de su Directorio Ejecutivo ni de los países que representa.

INTRODUCCIÓN

“Licitación eléctrica consigue promedio histórico de US\$ 47,6”. Así titulaba un importante medio de comunicación de Chile, el resultado de la licitación eléctrica dado a conocer el 17 de agosto del año 2016, en un acto público realizado en la Estación Mapocho, en la ciudad de Santiago, en presencia de los más importantes actores del mercado eléctrico¹.

Se trataba de la mayor licitación de suministro eléctrico para clientes regulados realizada en la historia de nuestro país, por un total de 12.430 GWh/año², equivalentes a aproximadamente un tercio del consumo de los clientes regulados de los Sistemas Interconectados del SIC y SING, distribuidos en cinco bloques, con inicios de suministro para los años 2021 y 2022.

Esta licitación no solo marcó un récord en cuanto a precios de la energía, donde las ofertas fluctuaron entre los US\$ 29,1 MWh y los US\$ 200 MWh, con un precio promedio de adjudicación de US\$ 47,6 MWh y con un 100% de la energía adjudicada, sino también significó un hito en términos de participación, con 84 empresas que efectuaron un total de 686 ofertas, por un total de 85.278 GWh/años, equivalente a siete veces la energía licitada. Adicionalmente, en un hecho inédito para este tipo de licitaciones, 50% de la energía adjudicada recayó en energías renovables no convencionales (ERNC), siendo 2/3 de ellas en centrales eólicas y solares.

Como lo indicó Máximo Pacheco, Ministro de Energía de la época, esta licitación logró precios que se situaron un 63% por debajo de lo obtenido en la última licitación del Gobierno anterior, cuando la energía fue adjudicada a US\$ 129 el MWh. *“En 2014 nos comprometimos a reducir en 25% los precios de las licitaciones y llegamos a un 63%”,* señaló el Ministro Pacheco, agregando que con ello los precios de la energía en las cuentas a los consumidores finales bajarán un 20% a partir del año 2021. *“Esto es un triunfo para Chile. Logramos terminar con la desidia que arrastrábamos y esto lo conseguimos gracias al diseño de políticas públicas consistentes y que fueron trabajadas de manera abierta con la ciudadanía y con nuestro Parlamento. Las políticas públicas del Gobierno de la Presidenta Bachelet en Energía, como la Ley de Transmisión, la Ley de Bases de Licitación o la ley que amplió el giro comercial de ENAP, son la manifestación de este nuevo rol del Estado, orientado a coordinar el esfuerzo privado y crear competencia”*³.

1 <http://www.t13.cl/noticia/negocios/licitacion-electrica-consigue-precio-promedio-historico-us-476>

2 Licitación Pública Nacional e Internacional para el Suministro de Potencia y Energía Eléctrica para Abastecer los Consumos de Clientes Sometidos a Regulación de Precios – Licitación de Suministro 2015/01.

3 Véase <http://www.energia.gob.cl/tema-de-interes/historica-licitacion-de-0>

El éxito de esta licitación no solo fue reconocido por las autoridades, sino por las propias empresas privadas del mercado eléctrico nacional. Así, Rodrigo Castillo, Director Ejecutivo de la Asociación de Empresas Eléctricas A.G., comentó que el resultado *“tanto a nivel de cobertura, es decir, de la cantidad de energía que ha logrado ser adjudicada de 100%, como evidentemente el precio alcanzado, es motivo de un enorme orgullo para nuestra industria. Significa mucho también para las familias y el pequeño comercio, que son gran parte de nuestros clientes, que se verán beneficiados con una reducción de costos en sus cuentas eléctricas a partir del año 2021. Queremos destacar también el exitoso trabajo público-privado que hemos venido desarrollando desde hace ya varios años con el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y el Comité de Inversiones Extranjeras. Creemos que este conjunto de buenas políticas públicas, modificaciones acotadas pero bien pensadas, ha sido parte del enorme éxito que podemos demostrar hoy día”*⁴.

Pero el éxito de esta licitación eléctrica no es casual. Ella es el fruto de esfuerzos que se remontan a la campaña presidencial del año 2013, donde la Presidenta Michelle Bachelet, en su Programa de Gobierno, se comprometió a desarrollar una Política Nacional de Energía, en el marco de la Agenda de Energía que se establecería en los 100 primeros días de su Administración y que tendría por objetivo contar con un desarrollo energético seguro, eficiente, con precios razonables, que aprovechara los recursos naturales del país de manera sustentable y no contaminante⁵.

De esta manera, por expreso mandato presidencial, las autoridades del sector eléctrico teníamos que hacer frente a un desafío complejo, que tenía aristas tanto técnicas como políticas: técnicas, porque debíamos garantizar la seguridad del sistema eléctrico, el cual se encontraba seriamente comprometido por licitaciones cada vez menos exitosas en la provisión de suministro de energía a precios razonables; políticas, porque existía una creciente oposición de la ciudadanía a nuevos proyectos de generación. Así, debíamos realizar esfuerzos para compatibilizar aspectos que por momentos parecían inconciliables.

En este escenario y de acuerdo a lo comprometido en el Programa de Gobierno, en mayo de 2014 el Ministerio de Energía hizo entrega a la Presidenta Bachelet de la Agenda de Energía⁶, documento que sentó las bases para la elaboración de una Política Energética de Estado con validación social, política y técnica, *“según la cual el Estado se comprometió a realizar un proceso de diálogo amplio sobre los temas claves que se desprenden de la Agenda y que definen la planificación del sector”*⁷.

4 Ibíd.

5 Véase “Programa de Gobierno de Michelle Bachelet, 2014-2018”. Disponible en <http://www.gob.cl/programa-de-gobierno/>

6 Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. “Agenda de Energía. Un Desafío País, Progreso para Todos”. Mayo 2014.

7 Ministerio de Energía, Gobierno de Chile. “Energía 2050. Política Energética de Chile”. Diciembre 2015. Pág. 35.

La Agenda de Energía vino a cambiar el paradigma imperante en el sector eléctrico de nuestro país por más de 30 años desde la dictación de la Ley General de Servicios Eléctricos el año 1982⁸, de acuerdo al cual la conducción del desarrollo del sector eléctrico se encontraba totalmente entregada al mercado. Conforme a la Agenda de Energía, el Estado pasaría a tener un rol más activo *“en la planificación de largo plazo del sector, conciliando objetivos económicos, ambientales y sociales, en pro del bien común de todos los chilenos y chilenas”*⁹.

Asimismo, la Agenda de Energía hizo una apuesta en el sentido de que los problemas que aquejaban al mercado eléctrico encontraban su origen en la falta de competencia, más que en la demora y judicialización de los permisos necesarios para el desarrollo de nuevos proyectos de generación. Así, establecimos como uno de los pilares de la Agenda la reducción de los precios de la energía, a través de una mayor competencia, eficiencia y diversificación del mercado eléctrico, teniendo como instrumento para ello cambios regulatorios en el diseño de los procesos de licitación de suministro.

Para el logro de los objetivos de la Agenda de Energía, establecimos una estrategia de trabajo basada en un proceso de diálogo colaborativo y participativo con todos los actores del mercado eléctrico, desde autoridades, pasando por empresas y consumidores, entre otros, recogiendo sus inquietudes, visiones y propuestas.

Sobre esta base se realizó un trabajo prelegislativo robusto, que dio lugar a un Proyecto de Ley¹⁰ que por lo mismo tuvo una ágil tramitación en el Congreso Nacional¹¹, contando con el apoyo de todos los sectores políticos, sin excepción¹².

De este modo, el 29 de enero de 2015 entró en vigencia, mediante su publicación en el Diario Oficial, la Ley 20.805 que Perfecciona el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sujetos a Regulaciones de Precios¹³, la cual, junto a otras iniciativas legales de la actual Administración, ha dado paso a una nueva

8 Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, de 1982 (en adelante DFL N° 1/1982 o LGSE).

9 Agenda de Energía. Un Desafío País, Progreso para Todos. Pág. 16.

10 Véase “Proyecto de Ley que Introduce Modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos Perfeccionando el Sistema de Licitaciones de Suministro Eléctrico para Clientes Sometidos a Regulación de Precios”. Mensaje N° 404-362 de 14 de agosto de 2014. Disponible en www.bcn.cl/obtienearchivo?id=recursoslegales/10221.3/45148/2/HL20805.pdf

11 El Proyecto de Ley fue ingresado en Primer Trámite Constitucional el 14 de agosto de 2014. Menos de cinco meses después, el 6 de enero de 2015, la misma Cámara despachaba al Ejecutivo el texto aprobado por el Congreso Nacional (véase Oficio N° 11.656 de 6 de enero de 2015).

12 En Primer Trámite Constitucional el Proyecto de Ley fue despachado por la Sala de la Cámara de Diputados con 101 votos a favor, 5 abstenciones y ninguno en contra. Luego, en Segundo Trámite Constitucional ante el Senado, el Proyecto fue despachado en Sala con 31 votos favorables y ninguno en contra. Finalmente, en la Sala de la Cámara de Diputados, en Tercer Trámite Constitucional, el Proyecto de Ley obtuvo 102 votos a favor, 3 abstenciones y 0 por la negativa.

13 El texto de la Ley fue promulgado por la Presidenta Bachelet el día 22 de enero de 2015.

etapa del sector eléctrico de nuestro país¹⁴, con más actores, con mejores precios, mayor inversión, más competencia y preocupación por un mejor servicio y por un sistema eléctrico más seguro, confiable y eficiente.

Habiendo sido esta una política pública exitosa, hemos considerado importante documentar todas sus etapas, desde su generación hasta su aplicación y resultados. Ese es el objetivo que busca la presente publicación. Para cumplir con el, en el Capítulo I se examina el estado del mercado eléctrico previo a la vigencia de la Ley 20.805, tanto antes como después de la Ley 20.018, también conocida como Ley Corta II¹⁵. A continuación, el Capítulo II contiene un análisis de la política pública, con las distintas alternativas evaluadas, los fundamentos de aquellas por las cuales se optó, su ejecución y resultados. Luego, el Capítulo III contiene una explicación técnico -normativa de las principales modificaciones introducidas por la Ley 20.805 a la Ley General de Servicios Eléctricos. Finalmente, el Capítulo IV se aboca a describir el proceso participativo de generación de la política pública que se plasmó en el respectivo Proyecto de Ley.

No puedo terminar estas líneas sin hacer un reconocimiento al ex Ministro de Energía Máximo Pacheco. Su liderazgo y capacidad de trabajo fueron claves durante todo el proceso de generación de la Ley 20.805, tanto en su etapa prelegislativa como de tramitación ante el Congreso Nacional. Sin él, ciertamente los resultados no habrían sido igualmente exitosos.

Andrés Romero Celedón

Secretario Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía

14 Entre estas iniciativas legales cabe destacar la Ley 20.936 que Establece un Nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y Crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional; y la Ley 20.928 que Establece Mecanismos de Equidad en las Tarifas de Servicios Eléctricos.

15 Ley 20.018 de 19 de mayo de 2005, que Modifica el Marco Normativo del Sector Eléctrico.





CAPÍTULO I **SITUACIÓN** **DEL MERCADO** **ELÉCTRICO ANTES DE** **LA LEY 20.805**

*Andrés Romero Celedón, Martín Osorio Campusano,
Manuel Matta Aylwin y Aldo González Tissinetti*

INTRODUCCIÓN

SITUACIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO ANTES DE LA LEY 20.805

*Andrés Romero Celedón, Martín Osorio Campusano, Manuel Matta Aylwin y Aldo González Tissinetti*¹⁶

El 13 de septiembre de 1982 fue dictado el Decreto con Fuerza de Ley N° 1 del Ministerio de Minería, “Ley General de Servicios Eléctricos” (LGSE), que reguló en forma orgánica el mercado eléctrico de Chile. Esta ley se fundó en el principio fundamental de una operación segura y costo eficiente del sistema eléctrico, basado, por una parte, en un mercado competitivo en el ámbito de la generación-transmisión, y por otro, de tarificación en el segmento distribución.

De acuerdo a lo anterior, la LGSE distinguió entre tres segmentos o actividades dentro del mercado eléctrico:

- 1) **Generación:** sector cuyo función es la producción de energía eléctrica a través de las diversas tecnologías disponibles. En este segmento la LGSE buscó crear un mercado competitivo entre generadores para proveer de energía a clientes libres, mediante contratos libremente negociados, y a clientes regulados, a través de tarifas reguladas por la autoridad.
- 2) **Transmisión:** segmento cuya objeto es transportar la energía eléctrica desde las generadoras a todos los puntos del sistema eléctrico, a altos niveles de voltaje. Se trata de un monopolio natural entregado a la operación de privados.
- 3) **Distribución:** este segmento, que también constituye un monopolio natural operado por privados, tiene por función llevar la energía eléctrica desde las subestaciones primarias de distribución a los clientes finales que este sector atiende, en niveles de voltaje más reducidos que los de transmisión.

¹⁶ Andrés Romero es Secretario Ejecutivo de la CNE; Martín Osorio es Jefe del Departamento de Regulación Económica de la CNE; y Manuel Matta es abogado, Máster en Derecho de la Universidad de California, Berkeley. La Sección 2 de la Segunda parte del presente Capítulo (“Primeras Licitaciones: los resultados de la Ley Corta II”) es de autoría de Aldo González, Doctor en Economía de la Universidad de Toulouse y Profesor del Departamento de Economía de la Universidad de Chile, e Isidora Palma, Magíster en Análisis Económico, Universidad de Chile.

Junto con la distinción normativa de los tres segmentos del mercado eléctrico, la LGSE también estableció la distinción entre dos tipos de clientes:

- 1) **Clientes libres:** se trata de clientes cuya potencia conectada es de una envergadura tal, que hace suponer su capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad mediante la autogeneración o el suministro directo desde empresas de generación. Es por ello que son clientes no sujetos a regulación de precios.

En el texto original de la LGSE se consideraban clientes libres a aquellos usuarios finales cuya potencia conectada fuere superior a 2.000 kW. Luego, con la dictación de la Ley 19.940 o Ley Corta I se amplió esta categoría, facultando a los clientes con potencias conectadas superiores a 500 kW a optar por la categoría de cliente libre, adscrito a un régimen de precios libres. Finalmente, con la dictación de la Ley 20.805 se aumentó de 2.000 kW a 5.000 kW la potencia conectada mínima requerida para sujetarse al régimen de cliente libre, pero manteniendo la facultad de optar por dicha modalidad para usuarios finales con potencias conectadas superiores a 500 kW.

- 2) **Clientes regulados:** son aquellos clientes cuya potencia conectada es igual o inferior a 5.000 kW o que, teniendo una potencia conectada superior a 500 kW, no hayan optado por acogerse al régimen aplicable a los clientes libres. Los clientes regulados, debido a su pequeño tamaño, poseen una baja capacidad negociadora para pactar libremente sus precios de suministro con su proveedor de energía eléctrica. Es por ello que el régimen aplicable a los clientes regulados es, como su nombre lo indica, un régimen de precios regulados.

De acuerdo a los tres segmentos establecidos por la LGSE y los dos tipos de clientes considerados por dicha ley, se derivan los cinco sistemas básicos de precios considerados en la normativa eléctrica:

- 1) Precios de transferencias entre empresas generadoras;
- 2) Precios de venta del segmento generación al segmento distribución, denominados "precios de nudo"¹⁷;
- 3) Precios a clientes de las empresas distribuidoras conocidos como "tarifas de distribución"; y

17 Bajo el concepto genérico "precio de nudo" existen tres categorías, según se señalará más adelante: precio de nudo de corto plazo, precio de nudo promedio y precio de nudo de largo plazo.

4) Precios libres para clientes libres

5) Tarifas de Transmisión¹⁸.

Todos los sistemas eléctricos, a nivel mundial, establecen sus precios bajo dos grandes lógicas distintas, determinadas en función de la manera en que se transa la energía y potencia, es decir, según la anticipación con la que se realiza la compraventa de electricidad. Así, por una parte nos encontramos con el mercado de generación o de producción, que es un mercado de corto plazo, en el cual las necesidades de consumo y producción se satisfacen de manera instantánea, transándose la energía a costos marginales^{19/20}. Este mercado es conocido como mercado spot y en el se llevan a cabo transacciones entre generadoras. Por otra parte, tenemos el mercado de contratos, también denominado mercado forward o de comercialización, que constituye un mercado de largo plazo, en el cual los términos del suministro se encuentran establecidos por periodos determinados o indefinidos de tiempo²¹.

El mercado eléctrico chileno es preminentemente de contratos, siendo el mercado spot un mercado residual que busca cubrir el eventual déficit de oferta comprometida por las generadoras en el mercado de contratos. Así, el mercado de contratos tiene por objeto cubrir la demanda eléctrica en el largo plazo y acotar los riesgos de desabastecimiento.

En sistemas eléctricos con demandas crecientes en el tiempo, resulta conveniente la preponderancia de un mercado de contratos, puesto que, al imponérseles a las generadoras obligaciones de abastecimiento en el largo plazo, tales empresas tienden a realizar las inversiones necesarias para cubrir tales demandas crecientes. Este es el caso de Chile, donde la demanda eléctrica ha tenido un crecimiento sostenido y pronunciado en los últimos 40 años, tal como se ve en el Gráfico 1.

Ahora bien, toda la regulación relativa a los precios de la energía en el merca-

18 Esta materia es tratada en otra publicación de la CNE referida a la Ley 20.936.

19 Antes de la entrada en vigencia de Ley 20.936, el artículo 149 de la LGSE disponía que las transferencias de energía entre empresas eléctricas que posean medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resulten de la aplicación de la coordinación de la operación, serán valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico, es decir, al costo de producción de la unidad productora más ineficiente que esté despachando en un momento dado, calculado por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), organismo coordinador de la operación del sistema eléctrico de la época. Con la entrada en vigencia de la Ley 20.936, los CDEC fueron reemplazados por el Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, corporación autónoma de derecho público, sin fines de lucro, con patrimonio propio y de duración indefinida.

20 El precio de la potencia es actualmente regulado por la Comisión Nacional de Energía cada seis meses en el Informe de Precio de Nudo de Corto Plazo.

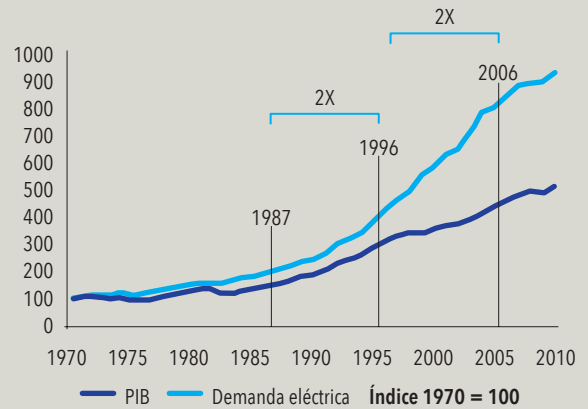
21 Véase Javier Bustos Salvagno, "El Mercado de Contratos de Suministro Eléctrico en Chile", 16 de febrero de 2015. Disponible en http://www.academia.edu/10904226/Mercado_de_Contratos_de_Suministro_El%C3%A9ctrico_en_Chile

do eléctrico, especialmente aquellos que se derivan del mercado de contratos, ha sufrido profundos cambios desde la dictación de la LGSE en 1982 hasta la actualidad. De este modo, se pueden distinguir tres grandes etapas en cuanto a la regulación de precios, muy especialmente en el mercado de contratos²²:

- 1) Una primera etapa, que se inicia con la entrada en vigencia de la LGSE el año 1982 y que se extiende hasta la dictación de la Ley 20.018 o Ley Corta II.
- 2) Una segunda etapa, que comienza con la publicación de la Ley Corta II en mayo del año 2005 y que finaliza con la dictación de la Ley 20.805.
- 3) Finalmente, tenemos una tercera etapa, vigente en la actualidad, y que se inició en enero de 2015 con la publicación de la Ley 20.805 que instauró un nuevo sistema de licitaciones de suministro eléctrico.

En el presente capítulo examinaremos las dos primeras etapas, exponiendo la evolución normativa de la LGSE durante ellas, de manera tal de mostrar el contexto general que motivó la elaboración de la Ley 20.805 y que, en definitiva, modeló su contenido y diseño. Sobre esa base, en los siguientes capítulos nos abocaremos al análisis de la tercera etapa, específicamente a los detalles de la Ley 20.805.

Gráfico 1: Evolución de demanda eléctrica y Producto Interno Bruto 1970-2010



Fuente: AIE & Ministerio de Energía (Balance de Energía)
Notas: Demanda eléctrica total anual y producto interno bruto real anual.

²² Bajo cada una de estas tres etapas hubo diversas modificaciones normativas a la LGSE, pero ninguna de entidad suficiente como para configurar una nueva etapa en términos de regulación de precios del mercado eléctrico.

I. PRIMERA ETAPA: DESDE LA ENTRADA EN VIGENCIA DE LA LGSE HASTA LA DICTACIÓN DE LA LEY CORTA II

1. VISIÓN GENERAL DE LA LGSE

En 1978 fue creada la Comisión Nacional de Energía mediante D.L. N° 2.224, cuyo objetivo era elaborar y coordinar planes y políticas del sector. Sobre la base del trabajo realizado por la CNE, en 1982 fue dictado el D.F.L. N° 1 que aprobó la Ley General de Servicios Eléctricos en Materia de Energía Eléctrica (LGSE), ley que luego fue complementada con el Decreto Supremo N° 6 Ministerio de Economía de 1985, el cual fue reemplazado por el Decreto Supremo N° 327 del Ministerio de Economía de 1997, ambos Reglamentos de la LGSE.

Esta ley sentó las bases de una nueva Política Energética, la cual quedó plasmada en el documento *“El Sector Energía en Chile” de 1989. De acuerdo a este documento, “la estrategia que orienta el desarrollo energético es consistente con la política general de desarrollo económico y social del país. Ella busca lograr el máximo bienestar de la comunidad a través de establecer condiciones de eficiencia económica en el sector de energía, en un marco de subsidiariedad del Estado”*. En esta misma línea, la Política Energética definió que el Estado “no actúa ni decide en tanto existan personas, organismos e instituciones intermedias de la sociedad que sean capaces de actuar y decidir a su nivel, en los más variados campos”.

Consistente con sus principios inspiradores, la LGSE tuvo como principales objetivos, entre otros, la separación de los tres segmentos del mercado eléctrico con libre acceso a los mismos por parte de privados; la eficiencia económica de operación del sistema eléctrico, mediante el despacho de centrales según costo marginal; el diseño de un sistema de peajes para el sector transmisión, y un plan indicativo de obras para la expansión del segmento de generación.

En cuanto a los precios aplicables al mercado eléctrico, la LGSE y sus normas complementarias establecieron el siguiente marco regulatorio:

1) Precios de transferencias de energía entre empresas generadoras:

El texto original de la LGSE disponía que tales transferencias, respecto de empresas eléctricas que poseyeran medios de generación operados en sincronismo con un sistema eléctrico y que resultara de la aplicación de la coordinación de la operación, fueran valorizadas de acuerdo a los costos marginales instantáneos del sistema eléctrico. Estos costos marginales debían ser calculados por el respectivo organismo de coordinación de la operación o centro de despacho económico de carga (CDEC). El precio de estas transferencias, determinado en la forma antes señalada, cubría los dos componentes de la electricidad, esto es, tanto energía como potencia.

2) Precios de venta del segmento generación al segmento distribución:

De acuerdo a la LGSE original, el precio que regía las ventas de generación a distribución se denominaba "precio de nudo"²³. Este precio de nudo debía reflejar *"un promedio en el tiempo de los costos marginales de suministro a nivel generación-transporte para usuarios permanentes de muy bajo riesgo. Por su naturaleza estos precios estarán sujetos a fluctuaciones que derivan de situaciones coyunturales como variaciones en la hidrología, en la demanda, en los precios de combustibles y otros"*.

El precio de nudo era calculado semestralmente por la CNE, en abril y octubre de cada año, mediante la comparación de los resultados de un ejercicio teórico, con los precios aplicados por las empresas eléctricas a los clientes libres dentro de los seis meses inmediatamente anteriores al cálculo del respectivo precio de nudo.

En términos simples, la CNE elaboraba un plan de obras hipotético o indicativo, para cubrir la previsión de demanda de potencia de punta y energía para un periodo de 10 años, considerando las instalaciones ya existentes y en construcción y el precio de los combustibles y tecnologías disponibles. Este plan de obras debía desarrollarse de manera de reflejar los costos mínimos o más económicos de operación del sistema o, en otras palabras, las unidades de generación que debieran entrar en el corto plazo a los costos más bajos. Luego, ese plan de obras se modelaba en base a variables tales como la hidrología proyectada, costos de operación de las instalaciones y costos de racionamiento, entre otros. Con el ejercicio anterior se extraía el

23 Corresponde, según veremos más adelante, a lo que tras la vigencia de la Ley Corta II pasó a denominarse Precio de Nudo de Corto Plazo.

promedio de costos marginales resultantes de la operación en cada barra para los primeros 24 meses de operación, como mínimo, y un máximo de 48 meses. El valor así obtenido se denominaba precio básico de la energía. A continuación, dicho valor se comparaba con una banda determinada por los precios promedios cobrados por las ventas a clientes no sometidos a regulación, debiendo ajustarse a dicha banda si es que difería en más de un 10% respecto de ella. De este modo, se buscaba que el precio de nudo reflejara un equilibrio entre el resultado del plan de obras (teórico) y el precio derivado de una operación libre de la oferta y demanda (real)²⁴.

Dado que el suministro efectuado por las empresas concesionarias de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conectarán a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros, era considerado por la LGSE un servicio público, tales empresas de distribución debían asegurar el suministro. Dicho en otras palabras, no podían excusarse de la función pública que les encomendaba la ley. De esta manera, las empresas distribuidoras debían suscribir contratos con las generadoras, contratos cuyo contenido, más allá del precio de nudo fijado por la autoridad, quedaba entregado a la voluntad de las partes. De esta manera, con excepción del precio de energía, existía una absoluta desregulación de la forma, términos y condiciones de los contratos de suministro, así como también de los procedimientos de elaboración de los mismos. De esta manera, cada empresa distribuidora tenía la obligación de ver cómo y con qué generadora o generadoras suscribía los contratos de suministro necesarios para cubrir la demanda de energía que debía atender dentro de su área de concesión. En la práctica, las empresas distribuidoras licitaban el suministro, pero solo en cuanto a la provisión de energía y potencia y no respecto a su precio, el cual, según hemos referido, debía necesariamente ajustarse al determinado semestralmente por la autoridad.

24 El mecanismo de determinación del precio de nudo en la original LGSE se encontraba regulado en detalle en el Capítulo II, "De los precios máximos en sistemas eléctricos cuyo tamaño es superior a 1.500 kilowatts en capacidad", del Título IV "De las Tarifas".

3) Tarifas de distribución:

Por tarifas de distribución nos referimos a los precios que las empresas de distribución cobran a los usuarios o clientes sujetos a regulación, esto es, bajo el texto original de la LGSE, a aquellos cuya potencia conectada fuera inferior o igual a 2.000 kW.

La estructura de los precios a nivel de distribución se determinaba considerando los precios de nudo establecidos en el punto de conexión con las instalaciones de distribución, más el valor agregado por concepto de costos de distribución (VAD), adicionándolos a través de fórmulas que representaran una combinación de dichos valores, de forma tal que el precio resultante de suministro correspondiese al costo de la utilización por parte del usuario de los recursos a nivel producción-transporte y distribución empleados.

4) Precios aplicables a clientes libres:

Los clientes libres, esto es, aquellos que bajo la LGSE original contaban con una potencia conectada superior a 2.000 kW, no se encontraban sujetos a regulación de precios, siéndoles por tanto aplicables aquellos que libremente negociaran y pactaran con una o más empresas generadoras o distribuidoras ("Precios libres").

2. CRISIS DEL SISTEMA INSTAURADO POR LA LGSE

El proceso de privatización del mercado eléctrico y el nuevo marco regulatorio implantado a inicios de la década de los 80, mostró en sus inicios resultados satisfactorios. Así, las empresas del sector expandieron su capacidad y aumentaron su eficiencia interna en forma significativa, cumpliéndose de esta manera los objetivos de eficiencia económica perseguidos por la LSGE²⁵.

Sin embargo, el sistema normativo e institucional creado a partir de la dictación del DFL 1 de 1982, sufrió dos grandes crisis que hicieron cuestionar los paradigmas bajo los cuales se construyó dicho sistema y gatillaron una serie de reformas legales. A continuación daremos cuenta de dichas crisis y sus efectos.

1) CRISIS ENERGÉTICA DE 1998-1999

Durante los años 1998 y 1999 nuestro país sufrió la peor sequía de que se tuviera registro desde el año 1968. Dado que la matriz energética se encontraba basada principalmente en la generación hidroeléctrica, la menor afluencia de las aguas provenientes de los deshielos cordilleranos, sumado a las fallas reiteradas de varias centrales térmicas que debían funcionar como unidades de respaldo de la generación hidroeléctrica y, sumado, además, a los atrasos observados en la puesta en marcha de centrales de ciclo combinado, provocó una marcada disminución en la oferta de energía²⁶. Adicionalmente, durante el mismo periodo se observó un persistente aumento de la demanda de energía por parte de clientes regulados y libres. Todo lo anterior resultó en desabastecimiento, al punto de que entre noviembre de 1998 y abril de 1999 se verificaron una serie de cortes de energía con aproximadamente 500 GWh sin suministrar.

No obstante lo anterior, la crisis de los años 1998 y 1999 no se debió únicamente a causas extrínsecas al marco institucional y normativo del sistema eléctrico vigente en aquel entonces. Por el contrario, dicho marco tuvo incidencia directa, si no en originar la crisis, en su profundización.

Así, por ejemplo, en aquella época existían relevantes indefiniciones regulatorias respecto del reconocimiento de situaciones de racionamiento por parte de em-

25 Pablo Serra, "Regulación del Sector Chileno", Revista Perspectivas (Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile), Vol. 6, N° 1, 2002. Pág. 11.

26 Patricio Rozas Balbontín, "La Crisis Eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria". División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL. Santiago de Chile, diciembre de 1999. Pág. 7.

presas deficitarias, en razón del precio que tales empresas debían pagar a aquellas excedentarias para cumplir con sus compromisos contractuales. Existía controversia acerca de las circunstancias bajo las cuales se debía reconocer una situación de racionamiento y si se debía cancelar el costo de falla. Específicamente, se discutía si el racionamiento solo se verificaba ante cortes de abastecimiento o también en casos de autorracionamiento por parte de usuarios. Estas indefiniciones derivaban en su mayoría en conflictos judiciales que se dilataban en el tiempo.

De igual manera, bajo el marco normativo de la LGSE original, tanto las autoridades reguladoras como las fiscalizadoras carecían de facultades robustas para acceder a información y aplicar la normativa²⁷.

Asimismo, el sistema eléctrico presentaba evidentes vulnerabilidades por falta de inversión tanto en generación, como en transmisión y distribución. En el sistema de generación este déficit de inversiones se explicaba, entre otros factores, por un reconocimiento de mayor potencia firme a las hidráulicas, reduciendo la potencia firme reconocida a las eventuales nuevas centrales térmicas y, por ende, el pago que recibirían por potencia. También existía incertidumbre acerca del precio de la energía de centrales en mantenimiento y no había regulaciones claras sobre los gastos por compensación al cliente por fallas de abastecimiento. Por último, según algunos autores, la falta de inversión en generación también venía dada por los elementos discrecionales que podía contener la definición del precio de nudo, vinculado al estudio de la demanda y del precio de insumos con márgenes de precios²⁸.

Junto con lo anterior, existía una alta congestión de las líneas de transmisión y distribución, lo que sumado a la indefinición acerca de la remuneración del servicio de transmisión en caso de inexistencia de contratos que definiesen el costo de los peajes, generaba aún mayor incertidumbre en el mercado eléctrico. Además, en las fijaciones de precios de distribución se generaron controversias en cuanto al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) calculado por la CNE como parte de los costos de distribución^{29/30}.

27 Pedro Maldonado y Benjamín Herrera, "Sostenibilidad y seguridad de Abastecimiento Eléctrico: estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la Ley 20.018". División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL. Santiago de Chile, enero de 2007. Pág. 15.

28 Pedro Maldonado y Benjamín Herrera, Ob. Cit., Pág. 17.

29 De acuerdo a la LGSE, el VNR debía reflejar los costos anuales de inversión en instalaciones adaptadas a la demanda, su vida útil, y una tasa de actualización igual al 10% real.

30 Pedro Maldonado y Benjamín Herrera, Ob. Cit., Pág. 18 y 19.

Con ocasión de la crisis energética de los años 1998 y 1999, se dictó la Ley 19.623 de 8 de junio de 1999³¹. Esta ley introdujo a la LGSE el artículo 99 bis en virtud del cual las situaciones de sequía o las fallas de centrales eléctricas que originaran déficit de generación eléctrica que determinaran la dictación de un decreto de racionamiento, en ningún caso podrían ser calificadas como fuerza mayor o caso fortuito, estipulándose que dichos déficit deberían distribuirse proporcionalmente y sin discriminación de ninguna especie entre todas las empresas generadoras, tomando como base la globalidad de sus compromisos. De esta manera, las generadoras quedaban legalmente obligadas a cumplir con los suministros acordados, sin poder eximirse de tal obligación en base a motivos que antes de la Ley 19.623 eran calificados como fuerza mayor.

Con posterioridad y también con el objeto de asegurar el abastecimiento de energía a las empresas distribuidoras por parte de las generadoras, el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción dictó la Resolución Ministerial Exenta N° 88 de fecha 30 de mayo de 2001 (RM N° 88)³², la cual dispuso que las empresas que componían el CDEC-SIC debían proceder con el despacho de las unidades del sistema eléctrico y la operación del mismo en términos de abastecer toda la demanda, con independencia de la existencia de empresas distribuidoras sin contrato de suministro, entendiéndose que los consumos de estas últimas corresponderían a retiros efectuados por todas y cada una de las empresas generadoras integrantes del CDEC. La RM N° 88 disponía, además, que los ingresos provenientes de los pagos efectuados por las empresas distribuidoras sin contrato, tanto por los retiros efectuados para clientes regulados como libres, serían determinados por la Dirección de Operación del CDEC y prorrateados entre los generadores conforme a sus energías firmes considerando sus instalaciones de generación propias más las contratadas.

Tanto la Ley 19.623 como la RM N° 88 intentaron ser paliativos a un sistema que ya a esa altura manifestaba serios problemas regulatorios. Sin embargo, de algún modo tales normativas pudieron incluso significar una profundización de la crisis, sobre todo en el ámbito de inversión en el segmento de generación, toda vez que

31 Ley 19.623, "Modifica la Ley n° 18.410, Orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, y el Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de 1982, de Minería, Ley General de Servicios Eléctricos, con el objeto de fortalecer el Régimen de Fiscalización del Sector".

32 La RM N° 88 fue dictada por el Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción con ocasión de una divergencia producida entre los integrantes del CDEC-SIC relativa al "tratamiento que debe darse en el balance de valorización de transferencia de energía a consumos que se realicen y se constate que no tienen contrato de suministro y a las acciones y medidas operativas que debe adoptar la Dirección de Operación, habida consideración de su impacto en la seguridad global del servicio y la garantía de los derechos de servidumbre de paso de energía".

la obligación de suministro a las empresas de dicho segmento, aplicable aun bajo eventos antes considerados de fuerza mayor, aumentaba los riesgos para tales empresas produciendo desincentivos a las eventuales entrantes.

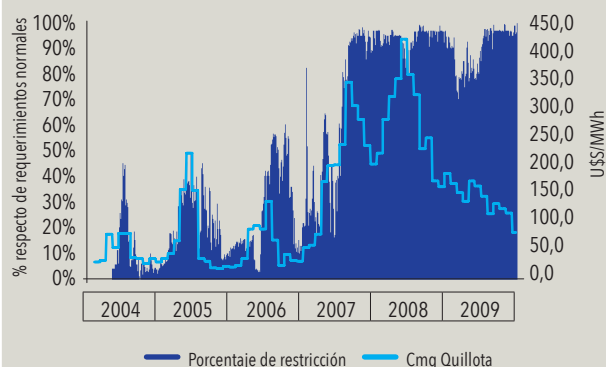
La crisis ocurrida durante los años 1998 y 1999 *“demostró que los criterios de eficiencia económica no bastan para asegurar un funcionamiento eficaz del sistema energético. Demostró asimismo que los mecanismos de mercado tampoco asignan adecuadamente los recursos cuando existen desequilibrios excesivos entre las fuerzas de la demanda y de la oferta en situaciones de competencia imperfecta y no se cuenta con la regulación adecuada”*³³.

En definitiva, la crisis hídrica se solucionó en buena medida aumentando las importaciones de gas natural desde Argentina en virtud de los acuerdos que Chile tenía con ese país sobre la materia³⁴. Si bien esta fue una buena solución en el corto plazo, atendidos los bajos precios del gas argentino en ese momento, en el mediano plazo demostró importantes riesgos de abastecimiento del sistema eléctrico nacional, con el consiguiente impacto en los precios, según veremos a continuación

33 Patricio Rozas Balbontín, Ob. Cit. Pág. 8.

34 Véase “Protocolo Sustitutivo del Protocolo N°2 del ACE 16”, de 27 de noviembre de 1995, que estableció las “Normas que regulan la interconexión gasífera y el suministro de gas natural entre la República Argentina y la República de Chile”.

Gráfico 2: Evolución restricciones de importaciones de gas natural y Costo Marginal del MWh



Fuente: datos CNE

2) CRISIS DEL GAS ARGENTINO

Durante el año 2002 se decretó por parte de las autoridades argentinas un congelamiento de los precios internos del gas natural. Esta señal de precios provocó un importante aumento del consumo y un desincentivo a la inversión en nuevas instalaciones para la generación y el transporte en dicho país.³⁵

A principios de 2004 y como una manera de subsanar el desabastecimiento interno, el Gobierno argentino ordenó la suspensión de la entrega de nuevos permisos de exportación de gas, junto con establecer programas de cortes en la producción y transporte de gas

natural destinado al mercado externo³⁶. De esta manera, en junio del año 2004 los envíos de gas argentino a nuestro país alcanzaron restricciones diarias que llegaron a un 45% de las importaciones. Los otros meses de 2004 las tasas de recortes fueron de un orden cercano al 6%, según se puede apreciar en el Gráfico 2.

El desabastecimiento de gas argentino, sorprendió a nuestro país con una matriz energética con cada vez mayor incidencia de dicho insumo y con planes de expansión del sistema de generación basados principalmente en centrales de gas natural.

Como se puede inferir en la Tabla 1, el consumo de gas natural en Chile creció entre el año 2000 al 2004 a una tasa promedio de 6,7%, aunque en el sector minero-industrial el crecimiento fue aún mayor alcanzando en 2004 una tasa del 33,8%. Por su parte, la tasa de crecimiento de usuarios no residenciales fue de 12,9% en 2004 (Tabla 2).

35 Hugh Rudnick, Rodrigo Moreno, Hugo Tapia y Claudio Torres, "Abastecimiento de Gas Natural". Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, IEE3372 Mercados Eléctricos.

36 Ibíd.

TABLA 1
CONSUMO GAS NATURAL 2000-2004, MILLONES DE M³

SECTOR					
AÑO	Transporte	Industrial y Minero	Comercial, Público y Residencial	Centros de Transformación	TOTAL
2000	9	799	357	5,218	6,383
2001	11	872	449	5,912	7,244
2002	16	990	442	5,855	7,303
2003	24	1,053	443	6,386	7,906
2004	29	1,409	461	6,387	8,286

Fuente: Balances de Energía, CNE

TABLA 2
EVOLUCIÓN NÚMERO DE USUARIOS DE GAS NATURAL

	RESIDENCIAL	*OTROS	TOTAL	TASA DE CRECIMIENTO ANUAL
1995	37.175	934	38.109	-
1996	37.897	955	38.852	1,9
1997	41.144	1.186	42.330	9,0
1998	75.745	1.897	77.642	83,4
1999	152.667	4.327	156.994	102,2
2000	223.618	6.271	229.889	46,4
2001	274.852	7.577	282.429	22,9
2002	318.332	7.916	326.248	15,5
2003	356.468	8.686	365.154	11,9
2004	396.981	9.806	406.787	11,4

Fuente: Empresas, SEC

*Comprende clientes Industriales, Comerciales, Fiscales, Centrales Eléctricas.

No obstante el aumento creciente de la generación y consumo de gas natural, la producción nacional de dicho combustible era y sigue siendo exigua, según se muestra en la Tabla 3, cubriendo el 2004, año de inicio de los recortes desde Argentina, menos del 26% de la demanda total.

TABLA 3
PRODUCCIÓN NACIONAL DE GAS NATURAL

PERIODO	MILLONES M ³
2000	2.436
2001	2.582
2002	2.539
2003	2.176
2004	2.106

Fuente: CNE

La situación antes descrita originó un encarecimiento de la operación del sistema eléctrico, dado que las centrales con capacidad de reconversión tuvieron que buscar fuentes alternativas, incluyendo petróleo diésel, con precios muy superiores a los del gas natural. Lo anterior empujó los costos marginales de generación al alza, lo que a su vez implicó un incremento sustancial de los precios de nudo. De este modo, no había incentivos para nuevas inversiones en generación en base a otro tipo de combustibles, puesto que, en caso de que el país volviera a contar con gas natural de Argentina o de otro origen a los precios anteriores a la crisis, los costos marginales y, por ende, los precios de nudo, volverían a caer, generando pérdidas para los nuevos entrantes. Dicho en otras palabras, *“la regulación mediante precio de nudo resultaba útil para regular los precios de las generadoras ya instaladas, pero no estaba dando las señales correctas para inducir a nuevas inversiones en generación”*³⁷. Así, la crisis, con el marco regulatorio de ese momento, no parecía tener solución en el mediano plazo.

37 Aldo González e Isidora Palma, “Impacto de la Reforma del 2014 en las Subastas de Electricidad en Chile”. Texto Inédito elaborado para la CNE. Enero 2017. Pág. 4

II. SEGUNDA ETAPA: DESDE LA PUBLICACIÓN DE LA LEY 20.018 HASTA LA ENTRADA EN VIGENCIA DE LA LEY 20.805

1. DESCRIPCIÓN DE LA REFORMA DE LA LEY 20.018

Dado el contexto previamente expuesto y para hacer frente a la crisis energética, se efectuaron profundas reformas a la regulación eléctrica a través de las leyes 19.940³⁸ y 20.018, conocidas, respectivamente, como Ley Corta I y Ley Corta II.

Ambas leyes abarcaron distintas materias, pero mientras la Ley Corta I se concentró principalmente en el segmento de transmisión reemplazando por completo el título de la LGSE referido a los sistemas de transporte de energía eléctrica^{39/40}, la Ley Corta II consideró mayormente modificaciones relativas a la explotación de los servicios eléctricos y de suministro. Así, la Ley Corta II se fijó como objetivo central “fortalecer la seguridad del suministro frente a incertidumbres externas en el abastecimiento de combustibles de difícil sustitución inmediata en los mercados internacionales”⁴¹, promoviendo el desarrollo de futuras inversiones en generación. De igual manera, estableció que *“Las concesionarias de servicio público de distribución deberán disponer permanentemente del suministro de energía que, sumado a la capacidad propia de generación, les permita satisfacer el total del consumo proyectado de sus consumidores regulados para, a lo menos, los próximos tres años”*.

38 Ley 19.940, “Regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos”.

39 De acuerdo al Mensaje de la Ley 19.940, las ideas matrices que inspiraron el proyecto fueron las siguientes:

1. Nueva regulación de los sistemas de transporte de electricidad. 2. Regulación de un sistema de peajes en distribución. 3. Nueva regulación del régimen de precios aplicable a los diferentes segmentos de los sistemas eléctricos medianos, es decir, sistemas con una capacidad instalada superior a 1.500 kW e inferior a 200 MW. 4. Perfeccionamientos a la regulación de los ingresos del segmento generación, por concepto de capacidad. 5. Formalización de un mercado de servicios complementarios destinados a conferir mayor confiabilidad a los sistemas eléctricos.

40 No ahondaremos en los detalles de la Ley Corta I, puesto que ellos son tratados en otra publicación de la CNE respecto a la Ley 20.936 de 2016 que “Establece un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un Organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional”.

41 Mensaje Ley 20.018.

A continuación, nos referiremos sucintamente a las modificaciones más relevantes introducidas a la LGSE por parte de la Ley Corta II.

1) MECANISMO DE LICITACIÓN PARA LA CONTRATACIÓN DE SUMINISTRO

Esta es quizás la más importante de las instituciones introducidas a la LGSE por parte de la Ley Corta II.

Hasta la entrada en vigencia de las modificaciones introducidas por 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 del Decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo, el cual era el resultado de un proceso en que intervenía la Comisión Nacional de Energía (informe técnico) y el Ministerio de Economía (dictación decreto). 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 que derivan de situaciones coyunturales, como variaciones en la hidrología, la demanda, los precios de combustibles, entre otros factores.

A diferencia de lo que ocurría bajo la vigencia de la LGSE bajo su texto original, en que las distribuidoras contrataban el suministro sin ninguna otra limitación que la de observar el precio de nudo establecido por la autoridad, con la dictación de la Ley Corta II tales empresas de distribución deberían subastar el suministro mediante procesos transparentes, no discriminatorios y abiertos por bloques de energía fijos en volumen y por plazos definidos, efectuándose la adjudicación por el menor precio de la energía ofrecido. De esta manera, uno de los objetivos perseguidos por la Ley Corta II era incentivar la inversión en generación, entregando certezas a los inversionistas acerca de sus ingresos futuros y, a través de la introducción de competencia, disminuir los precios⁴².

42 Aldo González e Isidora Palma. Ob. Cit., Pág. 4.

En este sentido cabe señalar que *“las licitaciones por suministro de largo plazo con precios asegurados que provienen de un proceso competitivo es una forma eficiente de promover la entrada de nuevos actores. Conceptualmente, el formato de competencia en la licitación se asemeja al de un mercado contestable, donde los interesados en ingresar primero ofrecen un precio, y dependiendo del resultado ingresan o no al mercado. Cuando las inversiones son significativas, como es el caso de los proyectos de generación eléctrica, la competencia ex-ante resulta más favorable a la entrada que el caso opuesto, donde primero se invierte y luego se compete en precios con el resto de los actores”*⁴³.

Las principales características de las licitaciones establecidas por la Ley Corta II y los contratos surgidos de ellas, son las siguientes:

A) CONTROL DEL PROCESO POR LAS DISTRIBUIDORAS

La Ley Corta II entregó a las empresas distribuidoras la responsabilidad de elaborar las bases de licitación, definir el volumen de energía a licitar, evaluar las ofertas y adjudicarlas. A la CNE se le reservó la facultad de aprobar las bases y autorizar sus modificaciones.

Este reparto de responsabilidades entre el ente regulador y las empresas distribuidoras, se basó en el supuesto de que estas últimas tenían mayor conocimiento de las necesidades de consumo y tenían, además, incentivos para buscar precios bajos⁴⁴.

B) CONTRATOS CON PLAZOS EXTENDIDOS

La Ley Corta II estableció que los contratos entre las generadoras y las distribuidoras a que dieran lugar las licitaciones de suministro eléctrico, deberían establecerse por plazos extendidos de hasta 15 años. De este modo, se buscaba un horizonte de tiempo dentro del cual fuera posible a los nuevos entrantes al mercado de la generación, la amortización de sus inversiones. Es decir, se trataba de un mecanismo dirigido a incentivar nuevas inversiones y, por ende, a posibilitar un aumento de la oferta disponible de energía.

C) PRECIOS DE NUDO DE LARGO PLAZO SUJETOS A FÓRMULAS DE INDEXACIÓN

A diferencia de lo que ocurría con anterioridad a la vigencia de la Ley 20.018, en que los precios de suministro se fijaban de acuerdo al precio de nudo calculado

43 Ibid.

44 Aldo González e Isidora Palma. Ob. Cit., Pág. 4 y 5.

semestralmente por la CNE, ahora tales precios corresponderían al de la oferta adjudicada en la licitación, manteniéndose fijo durante toda la vigencia del contrato. De esta manera, el hasta entonces llamado precio de nudo, pasó a denominarse “precio de nudo de corto plazo”⁴⁵ para distinguirlo de los nuevos “precio de nudo de largo plazo” y “precio de nudo promedio”, perdiendo además incidencia directa en el cliente final. No obstante ello, la CNE lo ha seguido calculando hasta el día de hoy, entre otras cosas, para la determinación del precio de potencia de punta, también como un ejercicio de planificación y como una señal de precios que orienta a los actores del mercado y, adicionalmente, para ser utilizado en algunos contratos muy menores de arrastre que se pactaron con anterioridad a la dictación de la Ley Corta II y que aún no finalizan su vigencia.

Como ya adelantamos, la Ley Corta II estableció dos nuevas categorías de precios de nudo, adicionales al precio de nudo de corto plazo:

- i) Precios de Nudo de Largo Plazo de energía (PNELP) y potencia (PNPLP): son aquellos que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas. Dicho en términos simples, el Precio de Nudo de Largo Plazo corresponde a los precios de los contratos de suministro.
- ii) Precios de Nudo Promedio (PNP): se componen por el promedio ponderado de los contratos de suministro que utilizan precios de nudo de largo plazo y también aquellos que consideran precios de nudo de corto plazo. En otras palabras, se trata del promedio de precios de la totalidad de los contratos de suministro de una distribuidora. En este sentido, es un precio único determinado para cada distribuidora a nivel de generación-transporte, al cual se aplica un procedimiento de ajuste de modo tal que no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación.

La determinación del precio de nudo promedio es efectuada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), quien a través de un informe técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un decreto publicado en el Diario Oficial.

45 La Ley 20.018 solo distinguió el “precio de nudo de largo plazo”. Con posterioridad, el DFL N° 2 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción publicado el 12 de abril de 2006 (“Introduce adecuaciones al Decreto con Fuerza de Ley N° 1, de Minería, de 1982, Ley General de Servicios Eléctricos”) introdujo algunos ajustes en los conceptos y nomenclaturas de la LGSE, para adecuarla a los cambios introducidos por la Leyes Cortas I y II, incorporando el concepto de “precio de nudo de corto plazo” al antiguo precio de nudo. Asimismo, la Ley 20.018 introdujo el concepto de “precios de nudo promedio”, pero refiriéndose a ellos no de manera expresa, sino como los precios promedio que los concesionarios de servicio público de distribución deben traspasar a sus clientes regulados. Luego, por la vía reglamentaria se formalizó la nomenclatura “precio de nudo promedio”.

La importancia de los precios de nudo promedio, es que son los que se consideran para efectos de la determinación de la tarifa luego de la entrada en vigencia de la Ley 20.018 bajo la siguiente fórmula:

$$\text{Tarifa a cliente final} = \text{Precio de Nudo Promedio} + \text{Precio Transporte} + \text{Valor Agregado de Distribución (VAD)}.$$

Dado que los precios de suministro resultantes de las licitaciones de suministro quedaban fijos durante toda la vigencia de los contratos, esto es, hasta por 15 años, la Ley Corta II consideró fórmulas de indexación que fuesen definidas por la Comisión en las bases de la respectiva licitación o, si estas lo permiten, por los propios oferentes, conforme a las condiciones señaladas en dichas bases. Durante la vigencia del modelo de licitaciones de la Ley Corta II, las bases permitieron que los ponderadores de las fórmulas de indexación del precio del contrato fuesen escogidos libremente por el oferente, a partir de una serie de índices posibles⁴⁶, de manera que estos precios pudieran ajustarse adecuadamente frente a las variaciones de costos de combustibles y capital que experimenta cada oferta, de acuerdo a la propia fuente de generación con la que respalde su oferta.

D) PRECIO MÁXIMO DE CARÁCTER PÚBLICO

La Ley Corta II estableció un precio máximo de carácter público, fijado semestralmente por la CNE, en conjunto con el precio de nudo de corto plazo, precio máximo que no podría ser superado por las ofertas presentadas por las generadoras en las licitaciones de suministro⁴⁷. Este precio máximo buscaba proteger a los clientes regulados de precios excesivos.

46 Los índices utilizados han sido petróleo diésel, fuel oil #6, carbón, crudo Brent, gas natural Henry Hub y CPI (Consumer Price Index).

47 De acuerdo al artículo 135 introducido a la LGSE por la Ley 20.018, el precio máximo sería equivalente al límite superior de la banda definida en el artículo 168 de la LGSE, también introducido por la Ley Corta II, incrementado en un 20%. Si una licitación fuese declarada desierta, el Ministro de Energía podría disponer, fundadamente, incrementar adicionalmente en la nueva licitación el precio máximo en hasta 15%. Por su parte, el artículo 168 disponía lo siguiente: "Los límites de la Banda de Precios de Mercado se calcularán de acuerdo a lo siguiente: 1) A partir de los precios básicos de energía y potencia calculados por la Comisión, se calculará un precio medio, denominado Precio Medio Básico; 2) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es inferior a 30%, la Banda de Precios de Mercado será igual al 5%, respecto del Precio Medio de Mercado; 3) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 30% e inferior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual entre ambos precios medios, menos el 2%; 4) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a 30%.

E) PLAZOS DE ANTELACIÓN DE LAS LICITACIONES

La Ley 20.018 dispuso que las distribuidoras debían llevar a cabo las licitaciones con una antelación mínima de tres años a la fecha de inicio del suministro. De esta manera se buscaba incentivar el ingreso de nuevos proyectos, dándoles un plazo de tiempo considerado suficiente para que las generadoras pudieran desarrollar nuevas centrales.

F) TRASPASO A CLIENTES FINALES DEL PRECIO DE LOS CONTRATOS

La Ley Corta II estableció que los precios de los contratos originados en el mecanismo de licitaciones fueran traspasados a los clientes sometidos a regulación de precios, a través del precio de nudo promedio, el cual correspondería al promedio ponderado.

2) MECANISMO TRANSITORIO PARA INCENTIVAR CONTRATOS DE SUMINISTRO A DISTRIBUIDORAS QUE CARECEN DE ELLOS

La Ley Corta II estableció un periodo de transición en su articulado transitorio⁴⁸, entre su entrada en vigencia y el 31 de diciembre de 2008, en el cual las empresas generadoras recibirían, por los suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos, el precio de nudo de corto plazo, pero abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produjeran entre el costo marginal y dicho precio de nudo, siendo absorbidas tales diferencias por el total de los consumidores regulados del sistema eléctrico, en proporción a sus consumos de energía. Mensualmente, los cargos o abonos a clientes regulados por dicho concepto no podría superar un 20% del precio de nudo de corto plazo. En caso de que el 20% no fuera suficiente para cubrir las diferencias positivas o negativas, los abonos o cargos remanentes, según correspondiera, se incorporarían de manera actualizada en el siguiente cálculo de estas diferencias que efectuara la CNE. Con este mecanismo se buscaba, de acuerdo al Mensaje de la Ley, incentivar el desarrollo de contratos de abastecimiento eléctrico entre empresas generadoras y las distribuidoras que a ese entonces carecían de contratos.

Años después, este mecanismo transitorio generaría controversia entre las autoridades del sector eléctrico y las empresas de generación, especialmente con motivo de la quiebra de la Central Campanario, originada por un modelo de negocios de alto riesgo que sustentaba su oferta más en compras al mercado spot que en producción propia de energía, quedando así muy expuesta financieramente ante alzas del costo marginal, lo cual finalmente ocurrió.

48 Artículo 3° Transitorio de la Ley 20.018, incorporado como artículo 27 transitorio a la LGSE.

Dado que la quiebra de Campanario se produjo el año 2011, esta contingencia quedaba fuera del periodo introducido por la Ley Corta II en el artículo 27 transitorio de la LGSE, surgiendo la discusión acerca de cómo debían abastecerse los contratos de dicha central que esta ya no podría cumplir. La controversia giró en torno a si ante esta situación correspondía aplicar los criterios de la R.M. 88 de 2001, donde simplemente el suministro de tales contratos debería ser asumido por todas las empresas de generación sin ningún tipo de compensación o si, por el contrario, se aplicaría el criterio del artículo 27 transitorio, debiendo los consumidores sujetos a regulación de precios absorber las diferencias positivas o negativas que se produjeran entre el costo marginal y el precio de nudo en dicho abastecimiento.

A este efecto, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) dictó Resolución Exenta N° 2.288 de 26 de agosto de 2011⁴⁹, resolviendo, en primer término, que *"habiéndose incumplido el mandato legal de sujeción a la coordinación del sistema eléctrico por parte de Campanario Generación S.A., al discontinuar la cadena de pagos que lo rige, el CDEC-SIC, en uso de sus facultades, deberá suspender la calidad de participante en los balances de inyección y retiros de energía y potencia, de la empresa Campanario Generación S.A., con sus cuatro unidades de generación"*. Junto con ello y siguiendo la metodología de asignación de retiros adoptada por la R.M. 88, estableció que las demás empresas que integran el CDEC-SIC deberían abastecer los consumos de los clientes sujetos a fijación de precios cuyos suministros estén adjudicados a Campanario, a prorrata de su energía firme, manteniendo el precio acordado en los respectivos contratos suscritos con las distribuidoras. Esta Resolución Exenta N° 2.288 fue cuestionada por las generadoras en sede administrativa y judicial, no solo por su contenido, sino también por su legalidad⁵⁰.

Posteriormente, la misma SEC emitió Resolución Exenta N° 239 de 9 de febrero de 2012⁵¹, que modificó la Resolución Exenta 2.288 en cuanto a la forma de distribuir el abastecimiento de los contratos de Campanario entre las generadoras, ya no siendo a prorrata de sus energías firmes, sino en función de las inyecciones físicas de energía que realizan los generadores del SIC.

49 Resolución Exenta N° 2.288, "Emite pronunciamiento y dispone medidas transitorias ante una contingencia en el abastecimiento de energía eléctrica en el sistema interconectado central".

50 Se argumentó que la SEC no estaba legalmente facultada para dictar resoluciones de esta naturaleza. Al respecto véase Sebastián Leyton, "Constitucionalidad de la RM 2288 (o la sentencia de muerte a Campanario)", en Central Energía: Central de información y discusión de energía en Chile. Disponible en <http://www.centralenergia.cl/2011/11/22/constitucionalidad-de-la-rm-2288-o-la-sentencia-de-muerte-a-campanario/>

51 Resolución Exenta N° 239, "Establece nueva metodología de asignación de los retiros que reemplaza la contenida en la Resolución N° 2.288 Exenta, de 2011, que emitió un pronunciamiento y dispuso medidas transitorias ante una contingencia en el abastecimiento de energía eléctrica en el sistema interconectado central".

La relevancia de lo expuesto, es que las dificultades surgidas a raíz de la quiebra de Campanario pusieron al descubierto indefiniciones regulatorias que seguían subsistiendo en la LGSE, aun después de la reforma de la Ley Corta II, especialmente en materia de suministros sin contrato, materia que, como veremos más adelante, la Ley 20.805 vino a subsanar.

3) ELIMINACIÓN DEL CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR COMO CAUSAL JUSTIFICADA PARA EL NO CUMPLIMIENTO DE CONTRATOS DE ABASTECIMIENTO CON GAS NATURAL

Así como la Ley 19.623 descartó las situaciones de sequía o las fallas de centrales eléctricas como causales de fuerza mayor o caso fortuito, la Ley Corta II hizo otro tanto respecto de las fallas de abastecimiento de gas natural. Así, estableció que *“Tampoco se considerarán fuerza mayor o caso fortuito, las fallas de centrales a consecuencia de restricciones totales o parciales de gas natural provenientes de gaseoductos internacionales”*.

Junto con lo anterior, la Ley Corta II dispuso que los clientes sometidos a regulación de precios tendrían derecho a recibir compensaciones, independientemente del origen de la obligación de abastecer a la concesionaria de servicio público de distribución por las empresas generadoras.

Sin perjuicio de lo anterior, como una forma de morigerar los riesgos de abastecimiento para las distribuidoras, la Ley Corta II consideró la incorporación en los precios de nudo calculados por la CNE de los mayores costos en que incurriera el sistema eléctrico por planes de seguridad de abastecimiento.

4) ACUERDOS PARA AJUSTES DE CONSUMO POR PARTE DE CLIENTES REGULADOS

Otra disposición relevante aprobada en la Ley 20.018 fue el nuevo artículo 148 de la LGSE, en virtud del cual los generadores que suministren energía eléctrica a clientes regulados, y cuya potencia conectada del usuario final sea igual o superior a 500 kilowatts, podrán convenir con estos reducciones o aumentos temporales de sus consumos, los que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador. Asimismo, los generadores, en forma directa o a través de las distribuidoras, podrían ofrecer y/o convenir con los consumidores de menos de 500 kilowatts, reducciones o aumentos temporales de consumo, los que se imputarán a los suministros comprometidos por el respectivo generador, a cambio de un incentivo económico proporcionado por dichos generadores.

Con esta disposición se buscó generar una mayor eficiencia económica, permitiendo reducir el consumo cuando la energía tuviese costos altos y generando una mayor seguridad de abastecimiento del sistema, dado que las disminuciones de consumo en periodos de escasez retrasarían situaciones de oferta insuficiente⁵².

5) GARANTÍAS A MEDIOS DE GENERACIÓN CON FUENTES NO CONVENCIONALES

La Ley Corta II dispuso que, sin perjuicio de la facultad de los pequeños generadores de energías renovables no convencionales (ERNC) de participar en las licitaciones de suministro eléctrico, tendrían derecho a suministrar a las distribuidoras hasta el 5% del total de la demanda destinada a clientes regulados.

Se trataba de un mecanismo para incentivar la diversificación de la matriz energética en base a energías limpias, quedando entregado a la normativa reglamentaria los procedimientos para dar cumplimiento a esta disposición.

En definitiva, esta norma no tuvo aplicación debido a su insuficiente tratamiento reglamentario y a la dictación de la Ley 20.257⁵³, publicada el 1 de abril de 2008, que derogó dicha disposición e implementó en la LGSE un nuevo mecanismo de fomento a las ERNC.

6) MODIFICACIÓN DE LOS CENTROS DE DESPACHO ECONÓMICO DE CARGA

El CDEC-SIC fue responsabilizado en parte del desabastecimiento de energía de los años 1998 y 1999, imputándosele haber tomado decisiones técnicas y económicas erradas, las cuales además afectaron las reservas hídricas del sistema. Se sostuvo que el haber privilegiado el despacho de centrales hidroeléctricas pudo haberse debido a la mayor incidencia en el directorio del CDEC-SIC de las grandes empresas hidroeléctricas, cuestionándose de ese modo la independencia de los centros de despacho en relación a los actores del mercado que debía coordinar, lo cual no se vio subsanado por la creación de las Direcciones de Operación y Peajes, de carácter eminentemente técnico⁵⁴.

Por lo anterior, la Ley Corta II, junto con las empresas generadoras, incorporó a los directorios de los CDEC a las transmisoras troncales y de subtransmisión y a un

52 Mensaje de la Ley 20.018.

53 Ley 20.257. "Introduce modificaciones a la Ley General de Servicios Eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales".

54 Pedro Maldonado y Benjamín Herrera, Ob. Cit., Pág. 34.

representante de los clientes libres. En definitiva, se trató de una modificación superficial, que no subsanó las falencias que presentaban los CDEC por diseño institucional, lo cual provocó posteriormente su reemplazo por un “Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional” mediante la reforma de la Ley 20.936⁵⁵, el cual es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí.

2. PRIMERAS LICITACIONES: LOS RESULTADOS DE LA LEY CORTA II⁵⁶

Entre los años 2006 y 2013 se realizaron 17 procesos de licitación con la Ley Corta II para el Sistema Interconectado Central (SIC), de los cuales siete quedaron totalmente desiertos. Diez procesos tuvieron adjudicación completa o parcial, lo que se muestra en la Tabla 4. Los procesos 2013/03 y 2013/03 segundo llamado no son descritos en este capítulo pues representan casos de transición, donde se comenzaron a aplicar nuevos elementos en las bases de licitación no incorporados en la Ley 20.018.

En los procesos del año 2006 los precios de adjudicación fueron cercanos al precio nudo del momento, lográndose ofertas por debajo de los 55 USD/MWh. Sin embargo, en el año 2008 los precios ofertados sufrieron un drástico aumento, sobrepasando los 100 USD/MWh en precio promedio de adjudicación, lo cual era reflejo, en cierto modo, de los altos precios del petróleo a nivel internacional.

Los casos más críticos fueron las licitaciones de 2012 y 2013, donde los precios ofertados promedio variaron entre los 128 y 139 USD/MWh. En la primera licitación de 2012 las ofertas existentes se pegaron al techo máximo y, en las posteriores, los precios adjudicados se hallaban solo marginalmente bajo el precio techo fijado por el regulador.

Una segunda variable de interés a analizar es el porcentaje de energía no adjudicada en las licitaciones. Al existir un precio techo conocido por los participantes, la ausencia de ofertas refleja que los precios de equilibrio estarían por encima del precio máximo establecido por la CNE. Un primer síntoma es la segunda licitación del año 2006, donde del monto licitado de 14.519 GWh/año solo se adjudicó un 51% entre ambos llamados. El caso más ilustrativo es la licitación 2012/03-2° llamado, pues a pesar de tener un precio techo de 140 USD/MWh, el 85% del suministro quedó desierto.

55 Sobre esta materia véase el libro sobre la Ley 20.936 publicado por la CNE.

56 Esta sección está extraída de Aldo González e Isidora Palma. Ob. Cit. Págs. 3-10.

TABLA 4
DESCRIPCIÓN LICITACIONES LEY 20.018

Proceso Licitación SIC	Precio Ofertado US\$/MWh	Precio Techo US\$/MWh	Precio Indexado May-2016 US\$/MWh	Energía Adjudicada GWh	Energía Licitada GWh
2006/01	52,91	62,69	56,37	12.076	13.568
2006/01-2	54,55	62,69	61,25	1.130	1.130
2006/02	59,77	61,68	59,92	5.700	14.615
2006/02-2	65,80	71,06	75,54	1.800	9.000
2008/01	104,31	125,16	114,39	7.821	8.788
2008/01-2	99,49	125,16	109,15	935	935
2010/01	90,30	92,04	86,69	2.200	2.696
2012/01	129,45	129,50	87,93	924	924
2012/03-2	138,90	140,00	132,54	248	1.650
2013/01	128,93	129,00	93,75	3.900	5.000
Total				36.733	58.306

Fuente: Elaboración propia en base a historia de la ley y datos CNE.

El ingreso de nuevos actores a la industria local era otro de los objetivos perseguidos por las licitaciones para suministro de largo plazo. Como ya hemos señalado, el mercado de generación eléctrica tiene un carácter dual, el cual está compuesto por el segmento que emplea contratos de largo plazo para el suministro, y el mercado spot que vende a costo marginal. Dentro del primer segmento se hallan los clientes regulados, o de consumo residencial, que se abastecen por la vía de las empresas distribuidoras, y los clientes libres de alto consumo, que contratan suministro directamente con las generadoras. La entrada inducida por los contratos de largo plazo impacta el mercado spot hacia menores precios, pues las empresas que los obtienen, en la medida que ingresen al mercado con generación eficiente, venden también en el mercado spot, haciendo menos probable que operen las tecnologías de mayor costo de operación como las centrales diésel⁵⁷.

57 Véase M. Soledad Arellano and Pablo Serra. "Long-term contract auctions and market power in regulated power industries". Energy Policy, 2010, vol. 38, issue 4, pages 1759-1763.

En los procesos de licitación señalados, se observa que no existe ingreso relevante alguno de nuevos operadores. Del total de energía adjudicada en ese lapso, el 92% corresponde a las mayores tres empresas incumbentes, porcentaje que es igual al que poseían las tres compañías generadoras en el período previo a las licitaciones. Las generadoras nuevas que se adjudicaron bloques de energía fueron el grupo Southern Cross con el proyecto Campanario, Enel Green Power con Panguipulli y Puyehue, y GDF-Suez con Monte Redondo. Puntilla y Diego de Almagro también se adjudicaron contratos en el segundo llamado de la licitación 2008/01⁵⁸. Si tenemos en cuenta que el proyecto Campanario no logró operar y que Enel Green Power está relacionada en propiedad con Endesa, se concluye que hasta la licitación 2013/01 no se logró el propósito de incorporar nuevos operadores en el mercado de generación.

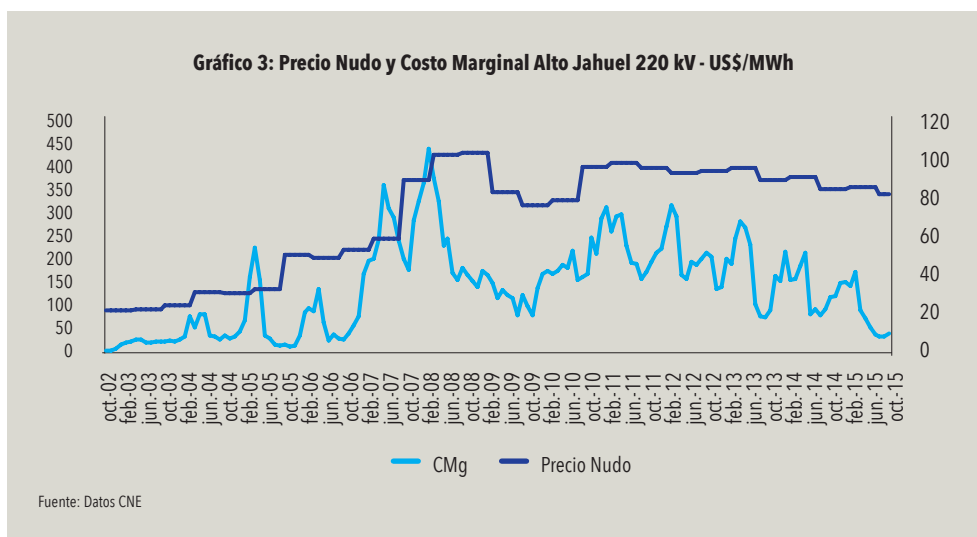
TABLA 5
ENERGÍA ADJUDICADA POR GENERADORA, LEY 20.018

Empresa	2006-01 GWh	2006-02 GWh	2008-01 GWh	2012-01 GWh	2010-01 GWh	2012-03-2 GWh	2013-01 GWh	Total %
Colbún	2.782	2.500	1.650					18,9%
Endesa	7.005	3.200	3.586	924	1.870	248	3.500	55,4%
AES Gener	3.419	1.800	1.210					17,5%
Campanario			1.925					5,2%
GDF Suez			303					0,8%
Puntilla			83					0,2%
Enel					330		400	2%
Total	13.206	7.500	8.757	924	2.200	248	3.900	100%

Fuente: Elaboración propia en base a datos CNE

58 Véase Gráfico 4.

El mercado spot por su parte mostraba altos precios, que en ocasiones superaron los 250 USD/MWh, lo cual era reflejo de la estrechez energética del país y de los altos precios del petróleo a nivel internacional. Si bien se consideraba que los valores observados no eran representativos del costo de largo plazo de la generación, los altos precios del mercado spot introducían riesgos en los contratos de suministro. En el extremo en que los costos marginales esperados fuesen superiores a los precios definidos en la licitación, las empresas generadoras incurrirían en pérdidas y, por tanto, afectaban sus incentivos a participar en licitaciones. Esta situación llevó a la autoridad de la época a establecer un sistema de indexación que limitaba la exposición al riesgo a los potenciales oferentes, ante la expectativa de costos marginales esperados del sistema por arriba de los precios máximos presentes en las licitaciones.



La Fiscalía Nacional Económica (FNE) encargó un estudio para evaluar las condiciones de competencia en el mercado de generación eléctrica en Chile. El trabajo desarrollado por Fabra, Montero y Reguan⁵⁹ (2014) examinó los resultados de las subastas realizadas para suministro de hogares y también los contratos que mantienen los clientes libres.

Respecto al grado de competencia logrado en las subastas, se concluye que este no sería de competencia perfecta, sino que se acerca a uno de carácter oligo-

59 Véase Natalia Fabra, Juan-Pablo Montero y Mar Reguan, "La Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile", 13 de enero de 2014. Disponible en http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2014/01/informe_final_FNE_Enero13_2014.pdf

pólico, lo cual es coherente con la estructura de mercado vigente, compuesta principalmente por tres actores. Sin embargo, las licitaciones presentan una mayor intensidad competitiva que los clientes libres, lo cual supone un cambio a lo observado históricamente en la industria de generación, donde los clientes libres por su gran consumo obtenían precios más bajos que los clientes regulados.

Dentro de las causas detrás de los insatisfactorios resultados de las primeras subastas, desde el punto de vista de la competencia, los autores señalan las barreras a la inversión en nuevas centrales generadoras⁶⁰. Los tres principales operadores ya establecidos, conociendo las dificultades de levantar nuevos proyectos en plazos razonables, no tienen incentivos a ofertar más agresivamente en las subastas, pues saben que gran parte de la energía a suministrar se les contratará a ellos de todos modos.

La falta de competencia en el proceso de licitaciones, con precios cada vez mayores, ausencia de nuevos participantes, energía de base contratada que se concentraba en las tres principales generadoras del país, costos marginales esperados del sistema por sobre los precios máximos fijados en las licitaciones, y un alza en el riesgo de proyectos eléctricos, generan un nuevo descalce entre la demanda y oferta por parte de las empresas generadoras

60 Estas barreras corresponderían a la obtención de permisos ambientales, procesos administrativos y oposición de ciudadanos y grupos de interés a la construcción de centrales generadoras. Similar diagnóstico realiza el informe de expertos CADE (2011), agregando judicialización de conflictos, retrasos en la construcción y puesta en marcha de centrales debido al terremoto de 2010. Otra razón señalada por CADE (2011) es el atraso en la ampliación de la red de transmisión troncal.





CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE LA NUEVA POLÍTICA PÚBLICA

*Andrés Romero Celedón, Martín Osorio Campusano,
Manuel Matta Aylwin y Aldo González Tissinetti*

INTRODUCCIÓN

ANÁLISIS DE LA NUEVA POLÍTICA PÚBLICA

*Andrés Romero Celedón, Martín Osorio Campusano, Manuel Matta Aylwin y Aldo González Tissinetti*⁶¹

Como se expuso en el Capítulo I, la dictación de la Ley 20.805 estuvo precedida por dos profundas crisis del sistema eléctrico y por alzas significativas en los precios resultantes de las licitaciones de suministro, impactando en forma dramática las tarifas aplicadas a los clientes regulados.

Así, si el suministro eléctrico para clientes regulados fue adjudicado en 2006 y 2007 a empresas generadoras a valores promedio de US\$ 65 por MWh⁶², la licitación realizada en diciembre de 2013 fue adjudicada a un valor promedio de US\$ 128 por MWh, es decir, el doble que en 2006. De esta manera, las cuentas eléctricas pagadas por las familias chilenas al inicio de la Administración de la Presidenta Bachelet el año 2014, eran un 20% superior que las del año 2010 y, de mantenerse la tendencia, el costo de la electricidad podría subir otro 34% en la siguiente década.

Por otra parte, la situación de los clientes libres tampoco era mejor. Entre 2004 y 2014 las industrias vieron duplicados sus precios por consumos eléctricos, lo que estaba impactando en la competitividad y el crecimiento del PIB del país. En el año 2013, los precios medios de mercado⁶³ en el Sistema Interconectado Central (SIC) rondaron los 112 US\$/MWh, y en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) los 108 US\$/MWh.

En términos comparativos con otros países, Chile era al 2013 uno de los países con los precios más altos de energía eléctrica en América Latina. En el caso de la minería, el sector enfrentaba el segundo precio más alto con respecto a los países mineros a nivel mundial, y el doble con respecto a competidores directos en la industria cuprífera como Perú⁶⁴.

61 Andrés Romero es Secretario Ejecutivo de la CNE; Martín Osorio es Jefe del Departamento de Regulación Económica de la CNE; y Manuel Matta es abogado, máster en Derecho de la Universidad de California, Berkeley. La Segunda parte del presente Capítulo ("Resultados de la reforma de la Ley 20.805: Evaluación de las licitaciones 2015-2016") es de autoría de Aldo González, Doctor en Economía de la Universidad de Toulouse y Profesor del Departamento de Economía de la Universidad de Chile, e Isidora Palma, Magíster en Análisis Económico, Universidad de Chile.

62 Corresponde a precios promedio de 2006 y 2007 indexados al 2014.

63 Corresponde al promedio de precios de clientes libres y de licitaciones de suministros de clientes regulados, calculado por la CNE.

64 Agenda de Energía, Págs. 12 y 13.

Además, se ubicaba muy por sobre el precio promedio de la OCDE tanto para el segmento industrial como para los hogares, según se aprecia en los gráficos siguientes⁶⁵.

Gráfico 4: Precios de la electricidad para la industria en la OCDE 2011, (US\$/MWh).

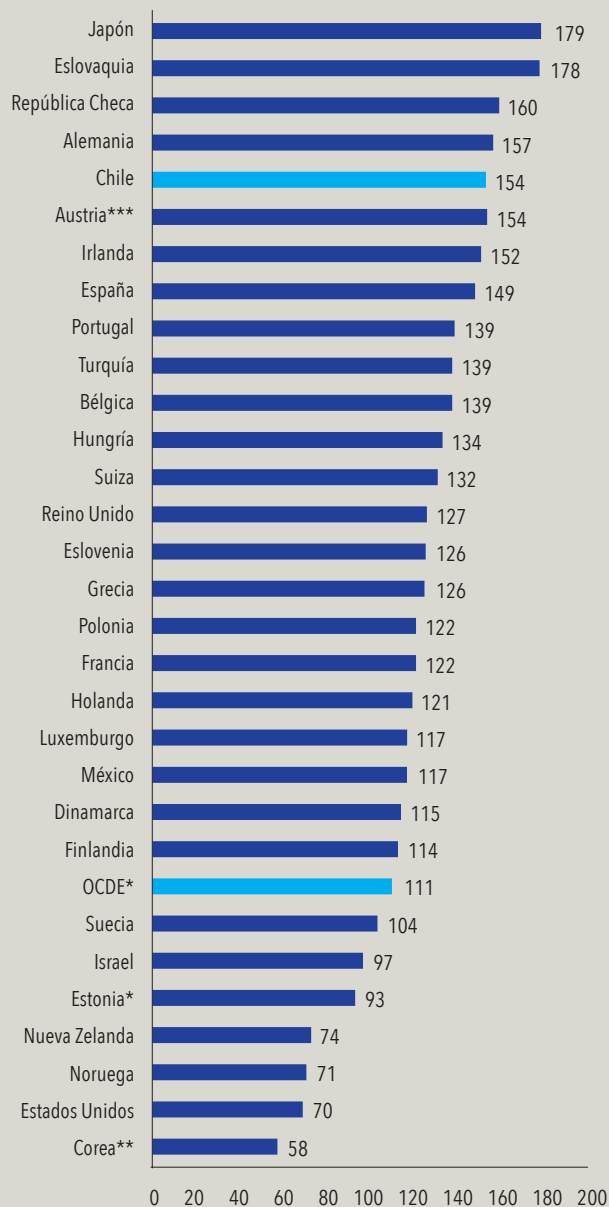
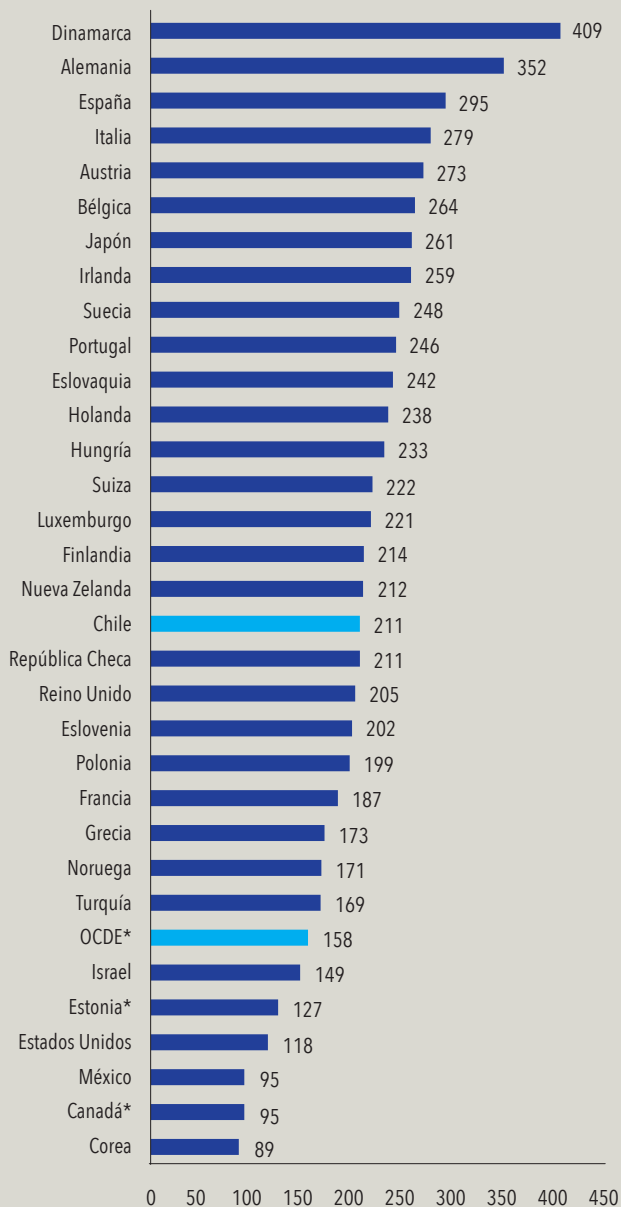


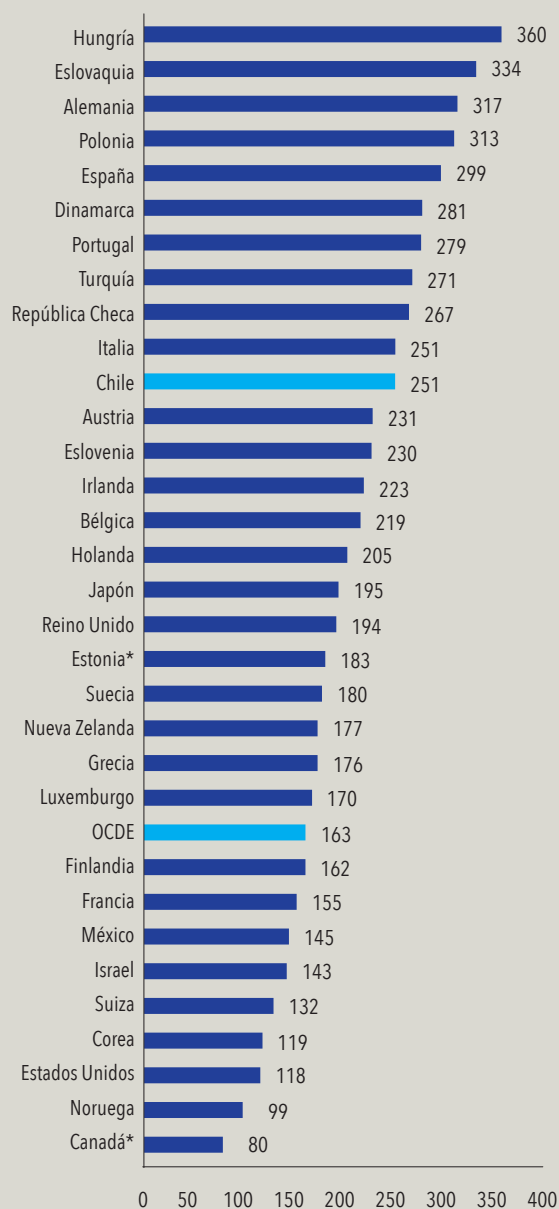
Gráfico 5: Precios de la electricidad para los hogares en la OCDE 2011, (US\$/MWh).



*2010 **2009 ***2008
Fuente: International Energy Agency.

65 Samuel Argüello Verbanaz, "Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina". Informe Final para la Comisión Permanente de Recursos Naturales, Bienes Nacionales y Medio Ambiente de la Cámara de Diputados. Congreso Nacional. Noviembre de 2012. Pág. 3. Disponible en http://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/16020/1/Informe_Comision%20Final_v4.doc

Gráfico 6: Precios de la electricidad para los hogares en la OCDE PPA 2011, (US\$/MWh).



*2009

Fuente: International Energy Agency.

Dado el escenario expuesto, existía una fuerte demanda ciudadana y empresarial por disminuir los precios de la energía eléctrica. Así, resultaba imperativo a la autoridad elaborar una política pública que, por una parte, contara con la participación y el consenso de los distintos actores y, por otra, resultara eficaz en reducir los precios de la electricidad. Pero, ante todo, dado el contexto, resultaba primordial que la política pública fuera generada con celeridad y se plasmara en un proyecto de ley de rápida tramitación, en un horizonte de tiempo acotado, para que, en lo posible, sus efectos fueran rápidamente percibidos por los ciudadanos. Lo anterior implicaba considerar alternativas de políticas realistas, viables de implementar en el corto plazo.

Para el cumplimiento de estos objetivos, el Ministerio de Energía y la CNE aplicaron la metodología de marco lógico para la planificación, seguimiento y evaluación de proyectos y programas de CEPAL⁶⁶, recogidos por la Dirección de Presupuesto del Gobierno de Chile⁶⁷. Dentro de esa metodología, se desarrolló un proceso participativo en el cual tomaron parte autoridades del Ministerio de Energía y de la CNE y de otros ministerios y servicios, académicos, consultores, expertos jurídicos, representantes de em-

⁶⁶ Véase Edgar Ortégón, Juan Francisco Pacheco y Adriana Prieto, "Metodología del Marco Lógico para la Planificación, el Seguimiento y la Evaluación de Proyectos y Programas". Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES). CEPAL. Santiago de Chile, julio de 2015.

⁶⁷ Véase "Metodología para la Elaboración de Matriz de Marco Lógico". Dirección de Presupuestos. Ministerio de Hacienda. Enero 2009.

presas eléctricas y asociaciones gremiales, representantes de los consumidores y de organizaciones de la sociedad civil, entre otros.

Como primer paso de este proceso participativo, se buscó efectuar un diagnóstico profundo del estado del mercado eléctrico en Chile, que fuera compartido por todos los actores. Solo sobre esta base sería posible discutir alternativas de solución: si no todos los actores ven los mismos problemas, resulta imposible acordar la forma de subsanarlos.

Teniendo claro el diagnóstico, en las instancias de participación se propusieron y discutieron distintas alternativas tendientes a reducir los precios de la energía, apuntando a una mayor competencia y eficiencia en el mercado eléctrico y a una diversificación de la matriz energética, mejorando a la vez la seguridad del sistema.

A continuación haremos una síntesis de las principales alternativas de política que se barajaron en la etapa prelegislativa de la Ley 20.805, explicando en cada caso los motivos por los cuales se decidió por una opción determinada.

I. ALTERNATIVAS Y DECISIÓN DE POLÍTICA

Para efectos de determinar y luego analizar las alternativas disponibles como solución a las dificultades del sistema eléctrico, específicamente los altos precios aplicados a clientes regulados, era necesario, en primer lugar, consensuar un diagnóstico acerca de las causas de tal problema. Evidentemente, esta crisis tenía su origen en múltiples factores, pero entre quienes tomaron parte en el proceso participativo de la etapa prelegislativa hubo acuerdo en que el más importante de ellos era la alta concentración del mercado eléctrico y, por ende, la falta de competencia.

Teniendo claridad acerca del diagnóstico, hubo también consenso en que el instrumento clave para mejorar el estado del mercado eléctrico eran las licitaciones de suministro para clientes regulados, dado que estos representan cerca del 50% de la demanda de consumo eléctrico del SIC y el SING. En consecuencia, el marco regulatorio de los procesos de licitación resultaba crucial para la consecución de los siguientes cuatro objetivos relacionados entre sí:

- a) Disminuir los precios de la energía eléctrica;
- b) Aumentar la competencia en el sector eléctrico;
- c) Incorporar nuevos actores en el segmento de generación, disminuyendo las barreras de entrada, y
- d) Diversificar las fuentes de energía.

Habiendo consensuado tanto el diagnóstico como el instrumento, las alternativas que se plantearon y discutieron por las distintas personas que tomaron parte en las instancias de participación fueron variadas y de diversa naturaleza, especialmente considerando que no existían propuestas vetadas de antemano, más allá de los límites fijados por los objetivos a alcanzar. Estas alternativas, para efectos de orden, pueden agruparse en siete grandes materias: responsable de los procesos de licitación; antelación de las licitaciones y duración de los contratos de suministro; situación de contratos ante imprevistos; criterios de evaluación de las ofertas; regulación de suministros sin contrato, y otras modificaciones normativas. Pasaremos a revisar cada una de estas materias.

1. RESPONSABLE DE LOS PROCESOS DE LICITACIÓN

Como se explicó en el Capítulo I, la Ley Corta II introdujo en la LGSE el mecanismo de licitaciones para la contratación de suministro para clientes regulados. A las empresas distribuidoras se les entregó la responsabilidad sobre las licitaciones, quedando a su criterio determinar la oportunidad para su realización, de acuerdo con sus proyecciones de demanda, y el contenido y condiciones de las bases, las cuales estaban sujetas a aprobación de la CNE.

Sobre esta base, se discutió sobre la conveniencia o no de mantener a las distribuidoras en dicho rol, proponiéndose considerar otras opciones para tal efecto, según exponemos a continuación.

1) MANTENER A LAS DISTRIBUIDORAS COMO RESPONSABLES DE LAS LICITACIONES

La primera alternativa era no innovar a este respecto, manteniendo el esquema introducido por la Ley Corta II, conforme al cual las empresas distribuidoras tenían la responsabilidad de gatillar y realizar las licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios.

Quienes apoyaban esta alternativa sostenían que las concesionarias de distribución eran las que de mejor manera podían realizar esta tarea, dado que sobre ellas pesaba la obligación legal de satisfacer el total del consumo de sus clientes, siendo ellas, además, quienes enfrentaban los reclamos de los consumidores por las alzas tarifarias. De este modo, tales empresas tendrían los mayores incentivos a determinar apropiadamente sus proyecciones de demanda, en función de las cuales debían determinar la oportunidad y condiciones de las licitaciones. Adicionalmente se argumentó que las mismas distribuidoras eran las que en definitiva debían suscribir los contratos de suministro con los oferentes adjudicatarios de la respectiva licitación, por lo que lo lógico era que ellas llevaran adelante los procesos que daban origen a tales relaciones contractuales de las cuales serían parte.

Sin embargo, los detractores de esta idea argumentaban que, si bien era efectivo que las distribuidoras tenían la obligación de contar con contratos que aseguraran el suministro por la obligación legal que pesa sobre ellas en tanto concesionarias de un servicio público, no existían reales incentivos para contratar tal suministro de manera eficiente, ya que si se considera que cualquiera sea el precio ofertado por los proponentes en una licitación, estos serán en definitiva traspasados y soportados por los clientes regulados (*pass through*), entonces las distribuidoras, en tanto aseguren el suministro para satisfacer su demanda, debiera serles relativamente indiferente o

de menor impacto, en términos económicos, lo que las generadoras les cobren por la energía⁶⁸. Más aún, las empresas distribuidoras tenían incentivos a contar con suministro contratado y carecían de desincentivos para tener más contratación de la necesaria, por lo que se generaban condiciones para una sobrecontratación, lo que conlleva riesgos para las compañías generadoras que encarecen sus precios al quedar expuestas a un menor ingreso por sus contratos.

Adicionalmente, la experiencia de los años 2010 a 2014 estaba mostrando que las licitaciones diseñadas por las distribuidoras no estaban enfocadas en buscar aumentar la competencia del proceso, sino en cumplir con la obligación de tener el suministro contratado, aunque eso implicara mayores precios al cliente final. En este sentido, las distribuidoras debieran focalizarse en su objeto, cual es el suministro de energía a sus clientes y la administración de la infraestructura eléctrica dentro del área de su concesión, y no la responsabilidad y gestión de licitaciones.

Un último argumento en contra de que las distribuidoras siguieran como responsables de las licitaciones, era la situación de integración vertical de al menos una de las compañías más importantes del mercado nacional. En efecto, el ser una empresa relevante, generador y distribuidor a la vez, genera un conflicto de interés que podría atentar contra un proceso eficiente que estimule la competencia y reduzca los precios de energía.

2) LOS CENTROS DE DESPACHO ECONÓMICO Y CARGA (CDEC) COMO RESPONSABLES DE LAS LICITACIONES⁶⁹

Otra alternativa considerada fue entregar la responsabilidad de las licitaciones a los CDEC, específicamente a sus direcciones de operaciones y peajes, por su perfil eminentemente técnico. De este modo, los CDEC estarían a cargo de efectuar los llamados a licitación, de la elaboración de las bases y de la adjudicación de los contratos, sin perjuicio de que estos últimos fueran suscritos por las respectivas distribuidoras y los oferentes adjudicados. Los CDEC, como organismos encargados de la operación del conjunto de las instalaciones eléctricas, serían los más indicados para asumir esta tarea, dada su visión y conocimiento global de la operación del sistema eléctrico, lo que les permitiría asegurar la consistencia entre la forma en que se aplican los contratos y la forma en que se efectúan los balances.

Asimismo, se destacaba como uno de los aspectos positivo de los CDEC su independencia del ciclo político, lo que haría mantener los procesos de licitación desligados de los intereses políticos de corto plazo.

68 No les es absolutamente indiferente, por efecto de la elasticidad de la demanda de energía y el impacto recaudatorio que tiene sobre el Valor Agregado de Distribución (VAD).

69 Se debe recordar que los CDEC eran los coordinadores de la operación del sistema eléctrico hasta antes de la entrada en vigencia de la Ley 20.936.

Sin embargo, existían también opiniones contrarias a este modelo. En primer término, se argumentaba que los CDEC no estaban relacionados con el segmento de distribución ni administraban los contratos del segmento de generación. En consecuencia, las licitaciones de suministro eléctrico se alejaban de su ámbito de acción y de su *core business*.

Adicionalmente, los CDEC carecían de la total independencia del segmento generación eléctrica para desarrollar los procesos de licitación de manera objetiva. En efecto, el hecho de que las generadoras tuvieran un peso relevante en el directorio de los CDEC y al mismo tiempo fueran actores fundamentales de las licitaciones de suministro eléctrico, podía generar un riesgo de distorsión en el diseño y ejecución de tales procesos.

3) CREAR UN ORGANISMO INDEPENDIENTE A CARGO DE LAS LICITACIONES

En el proceso participativo de elaboración de la nueva política pública, también surgió la idea de la creación de un organismo independiente que se hiciera cargo de llevar a cabo los procesos de licitación de suministro eléctrico. Podría tratarse de una agencia constituida mediante ley, pero que no formara parte del Estado ni tampoco estuviera integrada por representantes de los actores del mercado eléctrico.

Dado que los procesos de licitación consisten en acciones de coordinación de proyecciones de demanda de las empresas distribuidoras y de oferta de las empresas generadoras, una agencia independiente sería idónea para cumplir tal tarea de coordinación, siguiendo un esquema de comprador único que agregara la energía de todas las distribuidoras, atrayendo a proveedores que no participarían de hacerse licitaciones individuales, pero siempre en un contexto en que las distribuidoras concurriesen a firmar los contratos de suministro. Con este modelo se liberaría a la autoridad y a las distribuidoras de cualquier sospecha de manipulación del proceso.

Sin embargo, como ya hemos explicado, dado el contexto de los altísimos precios de la energía, se requería de una política pública efectiva, a la vez que expedita en su implementación. En ese sentido, la creación de un nuevo organismo para llevar adelante los procesos de licitación parecía conspirar en contra de tales objetivos. En efecto, tramitar una ley que considerara una institución distinta a las ya existentes podía ser costoso en términos económicos y de tiempo⁷⁰.

70 La Ley 20.936 creó un organismo coordinador independiente del sistema, el Coordinador Eléctrico Nacional, que reemplazó a los CDEC, entregándole la tarea de coordinar la operación del conjunto de instalaciones del Sistema Eléctrico Nacional que operen interconectadas entre sí. Sin embargo, nunca se consideró como alternativa que el Coordinador asumiera como responsable de los procesos de licitación, porque la Ley 20.936 es muy posterior a la Ley 20.805 (esta fue publicada en enero de 2015, mientras que la Ley 20.936 fue publicada en julio de 2016). De este modo, cuando se discutía la Ley 20.805 aún no se preveía la posibilidad de la creación del Coordinador.

Sumado a lo anterior, se consideró que un operador independiente no tendría mayores incentivos que los que tenían las distribuidoras, los CDEC o la autoridad para impulsar licitaciones exitosas. Por el contrario, el costo de licitaciones con resultados magros de todos modos sería imputado a la autoridad y a los actores del mercado eléctrico. Así las cosas, esta alternativa terminó por ser descartada.

4) LA AUTORIDAD COMO RESPONSABLE DE LAS LICITACIONES

También se propuso que la responsabilidad de las licitaciones recayera en la autoridad, específicamente en algunos de los organismos públicos encargados del sector eléctrico. Dentro de tales organismos, la CNE parecía ser el más idóneo, por tratarse del ente regulador del sector, con las competencias y capacidades técnicas para llevar adelante tales procesos. No ocurría lo mismo con la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, dada su naturaleza de ente fiscalizador, ni tampoco con el Ministerio de Energía, por ser un organismo de carácter político encargado de las políticas públicas de energía en términos globales y de largo plazo.

Los detractores de esta idea sostenían que no era conveniente que el Estado liderara el proceso de licitación, adjudicación y fijación del contenido de los contratos de suministro, porque existía el riesgo de que persiguiera objetivos distintos al prioritario, el cual debía ser garantizar el menor precio posible a los clientes regulados. Además, se temía que el Estado tuviera altos grados de discrecionalidad que pudieran prestarse para arbitrariedades⁷¹.

No obstante las críticas a esta idea, lo cierto es que al margen de quien asumiera la responsabilidad de realizar las licitaciones, de todos modos la ciudadanía imputaría sus resultados a la autoridad política. En la práctica, ante los altos precios de la electricidad o los cortes de suministro, la ciudadanía siempre tiende a responsabilizar a las autoridades e, incluso más, al gobierno de turno, toda vez que están llamados a hacer los esfuerzos necesarios para asegurar el bienestar de la población. En este sentido, no cabe duda de que de todas las alternativas propuestas, la autoridad política es la que tiene mayores incentivos a llevar a cabo procesos de licitación exitosos, que se plasmen en bajos precios de la electricidad para los ciudadanos. Que la autoridad pretenda priorizar objetivos políticos, sacrificando o dejando de lado la eficiencia económica, carece de lógica, puesto que en tal hipótesis tendría que asumir altos costos frente a la población.

71 Al respecto, véase Susana Jiménez, "Minuta de Análisis de Proyecto de Ley de Licitaciones Eléctricas", Libertad y Desarrollo, 10 de noviembre de 2014. Disponible en <http://lyd.org/wp-content/uploads/2014/11/PDL-Licitaciones-El%C3%A9ctricas-Senado-S-Jim%C3%A9nez-LyD.pdf>

Por otra parte, tampoco parece atendible un supuesto riesgo de discrecionalidad de la autoridad política en los procesos licitatorios. Cabe recordar que previo a la entrada en vigencia de la Ley 20.805, la CNE ya contaba con la facultad de aprobar las bases de licitación y los términos de contratación entre distribuidoras y generadoras, de forma tal que un proyecto de ley en estos términos no alteraría sustancialmente el estado de la regulación y de las potestades de la Comisión. Asimismo, la discrecionalidad administrativa siempre puede ser objeto de restricciones en el diseño legal⁷². Y, aunque no lo fuere, no debe olvidarse que las decisiones de la autoridad administrativa siempre deben ser fundadas para evitar la arbitrariedad. Junto con ello, los actos administrativos están sujetos a los mecanismos de revisión e impugnación que establece la Ley de Procedimientos Administrativos, y de control de su legalidad por parte de la Contraloría General de la República y de los tribunales de justicia. En consecuencia, se trata de un riesgo que, de existir, se encuentra claramente acotado.

En este contexto, se debe recordar que ya en la Agenda de Energía elaborada por el Ministerio de Energía dentro de los 100 primeros días del Gobierno de la Presidenta Bachelet, se definió un nuevo rol del Estado en el sector eléctrico. En dicha Agenda se sostuvo que “los desafíos de la próximas décadas requieren de un Estado que, con el objeto de garantizar el bien común de los chilenos y chilenas, articule a los diversos actores en torno a una visión compartida y oriente el desarrollo energético”. De este modo se planteaba que “El Estado debe velar por la protección de los usuarios, una efectiva competencia en el mercado y asegurar un desarrollo dinámico de las inversiones que el país requiere para contar con energía suficiente y a precios razonables, en base a los objetivos sociales, ambientales y económicos que se hayan definido”⁷³.

En definitiva, esta fue la alternativa que generó mayor consenso y que fue adoptada en el proyecto de ley. La autoridad, como garante del bien común, tiene los mejores incentivos para propender al éxito de las licitaciones, al mismo tiempo que lograr, a través de estos procesos, decisiones de política de largo plazo y sistémicas, tal como ocurrió en la práctica, según veremos más adelante al analizar los resultados de la Ley 20.805.

72 De hecho, así ocurrió en el texto definitivo de la Ley 20.805, en el cual, según veremos más adelante, se fijaron limitaciones a la acción de la CNE como responsable de las licitaciones. La más importante de estas limitaciones es la contenida en el artículo 131 bis, en la cual se establecen los únicos objetivos que la CNE puede perseguir a través de las licitaciones, esto es, eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación de la matriz, entendida esta última como la obligación de las empresas eléctricas con capacidad instalada superior a 200 MW de acreditar al Coordinador Eléctrico Nacional que una cantidad de energía equivalente al 20% de sus retiros en cada año calendario haya sido inyectada por medios de generación renovables no convencionales.

73 Agenda Energética, Pág. 21.

2. ANTELACIÓN DE LAS LICITACIONES Y DURACIÓN DE LOS CONTRATOS

Otra materia que generó discusión en el proceso de elaboración de la política pública y respecto de la cual se propusieron distintas alternativas, fue la de la antelación de las licitaciones al inicio de los suministros y la duración de los contratos.

Esta materia es altamente relevante. En primer término dice relación con el riesgo asociado al desarrollo de un proyecto de generación y, por ende, con la posibilidad de acceder al financiamiento del mismo (*project finance*). Una licitación con una antelación muy breve podría implicar que nuevos generadores o aquellos que no tuvieran aún su proyecto en operación, se resten de participar del proceso por el riesgo que representa tener que recurrir a comprar energía al mercado spot. Lo anterior limitaría la competitividad del proceso de licitación.

Por su parte, la definición de la duración de los contratos es clave para la amortización del financiamiento. Así las cosas, esta materia cobra la mayor importancia para la reducción de las barreras de entrada a nuevos competidores y, subsecuentemente, para la posibilidad de disminuir los precios.

Adicionalmente, la antelación de las licitaciones es relevante para evitar suministros sin contratos. Un esquema flexible daría mayores posibilidades de enfrentar imprevistos, como alzas de demanda no pronosticadas.

En cuanto a la antelación de las licitaciones, la Ley Corta II consideró que tres años era un plazo razonable para la instalación de nuevos proyectos de tecnología estándar, como sería una termoeléctrica, la que a mediados de la década del 2000 representaba un desarrollo costoeficiente para la expansión del sistema. Sin embargo, luego de la entrada en vigencia de la Ley Corta II, se fue observando plazos más largos que los presupuestados en la tramitación de permisos ante las autoridades y también un fenómeno de judicialización de los proyectos que retrasaba sustancialmente sus cronogramas. De esta forma, al discutirse la nueva política pública, hubo consenso en que debían considerarse plazos mayores de antelación. Y cinco años, dado el nuevo escenario, parecía viabilizar nuevos proyectos, considerando la tecnología estándar de una termoeléctrica. Más de cinco años podría eventualmente generar incertidumbre respecto al comportamiento del mercado en el futuro, de modo que, más que incentivar la entrada de nuevos actores, llegase a constituir un desincentivo para los mismos.

En este punto se planteó seguir el modelo de Brasil, donde se utilizan licitaciones con cinco años de antelación, pero reservados exclusivamente a nuevos proyectos, que son los que en definitiva requieren de un mayor plazo para su instalación.

Proyectos ya existentes se licitan aparte, dado que pueden ampliar su capacidad en plazos mucho más acotados. Si bien se adoptó como regla general un plazo mínimo de cinco años para licitar la demanda regulada no cubierta por contratos, no se adoptó la idea de discriminar por tecnologías o por antigüedad del proyecto, en el caso de que solo se persiguiera el objetivo de eficiencia económica, ya que limitar las licitaciones a determinados oferentes –fuera sobre la base de tecnología, en función de si eran incumbentes o nuevos entrantes, o de cualquier otro factor–, iba en contra del objetivo de aumentar la competencia. Así, resulta mejor un esquema de “todos contra todos”, donde la autoridad encargada de las licitaciones no limite a priori quiénes pueden tomar parte en las licitaciones y quiénes no. Por lo anterior, se optó por no consagrar en la ley licitaciones con cinco años de antelación dirigidos únicamente a proyectos nuevos. Al contrario, se le entregaría a la CNE la flexibilidad de diseñar las licitaciones y determinar distintas modalidades, siempre en el marco de los objetivos que el legislador determinó: eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación de la matriz.

También en relación con la antelación de las licitaciones, se propuso que no se establecieran plazos de ningún tipo, sino que estos fueran determinados en base al producto que se licitara y a los objetivos que se pretendiera cumplir. De esta manera, primeramente deberían definirse los objetivos a alcanzar con la licitación; luego, de acuerdo a los objetivos, definir el producto a licitar y, finalmente, según el producto, establecer el plazo de antelación de la licitación para hacer viable tal producto. Esta idea se descartó porque para dar mayor certidumbre a los actores del mercado y en pos de una planificación de largo plazo del sector eléctrico, resultaba conveniente establecer un plazo determinado de antelación como regla general, sin perjuicio de las excepciones que pudieren considerarse ante determinados escenarios.

Por otra parte, respecto de la duración de los contratos, en el proceso de elaboración del proyecto de ley se recibió la opinión de bancos e instituciones financieras, nacionales e internacionales, los cuales expusieron que aumentar el plazo de 15 años que introdujo la Ley Corta II podía hacer más atractivo el financiamiento de proyectos de energía. Con contratos con una duración de 15 años, las generadoras tratarían de financiar sus proyectos dentro de ese plazo, no obstante una vida útil mayor. Con 20 años, en cambio, sería posible obtener ofertas más bajas, porque el financiamiento podría ser prorrateado en periodos más largos de tiempo, durante un mayor plazo de vida útil del proyecto.

Combinando el plazo de antelación de la licitación con la duración de los contratos, se propuso como alternativa crear productos estándar para el cumplimiento de distintos objetivos:

- a) Adjudicación cinco años antes del inicio de suministro, con contratos de 20 años de duración: el objetivo primordial de este producto sería reducir precios y posibilitar el ingreso de nuevos actores al mercado eléctrico.
- b) Adjudicación con tres años de antelación al inicio de suministro y duración de contratos de 15 años: este producto sería utilizado principalmente para resolver problemas de ajuste de la demanda y la oferta contratada.
- c) Adjudicación un año antes del inicio de suministro y duración de contratos de cuatro años: con este producto se resolverían problemas coyunturales.
- d) Adjudicación un año antes del inicio de suministro y duración de contratos de un año: estas licitaciones serían utilizadas únicamente para resolver variaciones imprevistas respecto del consumo proyectado.

En definitiva, se optó por no establecer productos estándar, de modo de dar flexibilidad a la CNE para actuar según la situación del mercado eléctrico y no caer en las rigideces de la Ley Corta II, donde las licitaciones debían efectuarse necesariamente con al menos tres años de anticipación, sin perjuicio de adoptarse, como esquema general e ideal para disminuir barreras de entrada y aumentar la competencia, las licitaciones de largo plazo con antelación de cinco años y contratos con duración de hasta 20 años.

Junto con las licitaciones de largo plazo, se estimó beneficioso contemplar licitaciones de corto plazo, pero bajo un régimen flexible, con plazos de antelación y duración de contratos determinados por la CNE, según la contingencia que se tratara de abordar.

Finalmente, también se establecieron licitaciones de cortísimo plazo, pero para situaciones excepcionalísimas donde la CNE, en sus proyecciones de demanda, prevea que para el año siguiente el suministro contratado de energía será inferior que el consumo efectivo de una distribuidora. En este caso y dada la excepcionalidad referida, se estableció que la antelación fuese de un año o menos y con contratos con duración de no más de tres años, pero en todo caso con precios regulados en la propia ley. Además, estas licitaciones de cortísimo plazo se incorporaron como una manera de evitar que la CNE se pudiera ver tentada a no realizar licitaciones o establecer condiciones de precio máximo que llevaran a declarar la licitación desierta, forzando a utilizar el mecanismo de suministro sin contrato. En estos casos la CNE está obligada a hacer el proceso de licitación.

3. REGULACIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE LAS OFERTAS

La Ley Corta II, junto con introducir el mecanismo de licitaciones para la contratación de suministros eléctricos, consideró un precio máximo que las ofertas no podrían superar. Este precio máximo quedó expresamente regulado en la LGSE como el límite superior de la banda de precios de mercado establecido en la misma ley, vigente al momento de la licitación, incrementado en un 20%⁷⁴, sin perjuicio de que en caso de declararse desierta la licitación, el Ministro de Energía pudiese autorizar que el límite superior de la banda fuera incrementado en forma adicional hasta en un 15%.

Como vimos en el Capítulo I, los precios resultantes de las licitaciones se fueron incrementando progresivamente, estando cada vez más cercanos al precio máximo fijado por la ley. Ello se explica en el hecho de que en condiciones de limitada competencia se pueden generar incentivos a ofertar en base al valor del precio máximo, en lugar de hacerlo en función de los propios costos del oferente⁷⁵.

Sobre esta materia, en el proceso de elaboración de la nueva política pública se discutieron varias alternativas. La primera de ellas giró en torno a la publicidad o reserva del precio máximo. Como ya hemos referido, la Ley Corta II consideró un precio máximo que era previamente conocido por los oferentes de la licitación, puesto que era resultante de una metodología establecida en la propia LGSE. La alternativa que se escogió fue disponer un precio máximo reservado, porque si los eventuales participantes desconocían el precio máximo, evidentemente no podrían pegarse a él en caso de que previeran una baja cantidad de energía ofertada. De este modo se podían obtener mejores ofertas económicas, sobre todo considerando un mercado con pocos actores. En definitiva, se optó porque la CNE determinara el precio máximo a través de un acto administrativo de carácter reservado que permanecería oculto hasta la apertura de las respectivas ofertas. Junto con ello y para evitar la discrecionalidad de la autoridad en esta materia, se dejó establecido en la misma ley que este precio máximo debía estar fundado en criterios de un abastecimiento eficiente, sustentado sobre bases cuantitativas.

74 De acuerdo al antiguo artículo 168 de la LGSE, "Los límites de la Banda de Precios de Mercado se calcularán de acuerdo a lo siguiente: 1) A partir de los precios básicos de energía y potencia calculados por la Comisión, se calculará un precio medio, denominado Precio Medio Básico; 2) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es inferior a 30%, la Banda de Precios de Mercado será igual al 5%, respecto del Precio Medio de Mercado; 3) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 30% e inferior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a las dos quintas partes de la diferencia porcentual entre ambos precios medios, menos el 2%; 4) Si la diferencia entre el Precio Medio Básico y el Precio Medio de Mercado es igual o superior a 80%, la Banda de Precios de Mercado será igual a 30%".

75 Véase Tabla 6.

Otros puntos también objeto de análisis fueron, por una parte, si el precio máximo debía quedar establecido en la ley o bien ser objeto de regulación vía reglamentaria y, por otra, si debía ser forzoso para todas las licitaciones o facultativo para la CNE. La ventaja que se consideraba podría tener un precio máximo facultativo y fijado reglamentariamente, era una mayor flexibilidad para la autoridad para determinar su procedencia y su forma de aplicación según las condiciones vigentes de mercado. No obstante, se optó por dejarlo consagrado legalmente y de manera obligatoria para la autoridad, para no dejar márgenes de discrecionalidad en este punto y así proteger a los clientes regulados en la provisión del servicio público eléctrico.

Una preocupación manifestada en la etapa de participación que se describe en el Capítulo IV, fue el riesgo de captura de quien fijara el precio máximo, restándole efectividad como resguardo a los clientes regulados. Para disminuir este riesgo, el precio máximo, con las mejoras introducidas por la Ley 20.805, se acompañó de otras varias medidas para fomentar la competencia. Ello, puesto que mientras mayor sea la competencia menor relevancia tendrá el precio máximo y, por ende, menor será el efecto de una eventual captura de la autoridad. De hecho, el conjunto de modificaciones a la LGSE de la Ley 20.805, han hecho que en las últimas licitaciones las ofertas sean sustancialmente menores que el precio techo fijado por la autoridad.

TABLA 6
OFERTAS Y PRECIOS MÁXIMOS

PROCESO DE LICITACIÓN	Precio Ofertado Nominal US\$/MWh	Precio Techo US\$/MWh	Energía adjudicada GWh	Energía Licitada GWh
2006	53,05	62,69	13.206	14.698
2007	61,22	65,26	7.500	23.615
2008	100,70	119,57	11.286	12.253
2010	90,30	92,04	2.200	2.696
2012	131,45	136,23	1.172	2.574
2013	128,93	129,00	3.900	5.000
2014	108,38	119,36	12.705	17.995
2015	79,34	108,13	1.200	1.200
2016	47,59	94,00	12.430	12.430

Fuente: Elaboración propia en base a datos CNE

4. MECANISMOS DE FLEXIBILIDAD ANTE IMPREVISTOS

En el desarrollo de un nuevo proyecto de generación pueden surgir situaciones imprevistas, no imputables a su titular, que lo pongan en riesgo o, al menos, lo hagan sustancialmente más oneroso. Lo anterior se traduce, en la práctica, o en una barrera de entrada para los nuevos proyectos, dado que dificulta el acceso a financiamiento, o bien en primas por riesgos que encarecen los precios ofertados en una licitación. En cualquiera de ambos casos quien se ve perjudicado es el cliente final, que tendrá que pagar mayores cuentas de electricidad.

Este riesgo se hizo patente con anterioridad a la entrada en vigencia de la nueva Ley de Licitaciones, principalmente por la judicialización de los proyectos o la demora en el otorgamiento de los permisos correspondientes, lo cual en algunos casos los retrasaba y en otros derechamente los frustraba. Dicho riesgo, de bajísima probabilidad de ocurrencia, pero de altísimo impacto, podía incluso llevar a los oferentes de proyectos nuevos de generación a restarse de participar en las licitaciones, disminuyendo la competencia y aumentando los precios. De esta manera, se trataba de una materia urgente de abordar si se querían mejorar los precios de la energía.

Un primer mecanismo para mitigar este riesgo fue aumentar el plazo de antelación de las licitaciones a la fecha de inicio de suministro de tres a cinco años, materia a la que ya nos hemos referido anteriormente. Con este mayor plazo, los adjudicatarios de una licitación tienen mayor margen para hacer frente a situaciones imprevistas.

Sin embargo, aun con el mayor plazo de antelación de las licitaciones, podrían presentarse contingencias que consumieran buena parte de ese plazo, poniendo en riesgo el respectivo proyecto de generación.

En la discusión prelegislativa se plantearon dos alternativas para que proyectos nuevos pudieran enfrentar este tipo de imprevistos: darles la posibilidad de posponer el inicio del suministro o bien facultarlos para poner término anticipado al respectivo contrato. Finalmente, en el proyecto de ley se optó por considerar ambas alternativas, siendo facultativo para la CNE incluirlas en las bases de licitación, regulando en ellas sus detalles. Asimismo, se estableció que quedaría a elección del titular la postergación del inicio del suministro o el término anticipado del contrato⁷⁶, en razón de que es el quien se encuentra en la mejor posición para evaluar si el proyecto es derechamente inviable o aún podría ser ejecutado considerando mayores plazos.

76 De acuerdo al artículo 135 ter de la LGSE, el ejercicio de cualquiera de las facultades requiere de la aprobación previa de la CNE.

En la etapa de elaboración de la nueva política pública se plantearon aprensiones respecto de estas alternativas. En cuanto a la posibilidad de postergación, se señaló que podría implicar una eventual discriminación para la segunda oferta, que pudo haber considerado costos más altos precisamente para enfrentar ciertas contingencias. Asimismo, ambas alternativas podrían facilitar la presentación de ofertas especulativas en las licitaciones. Para dar solución a estas razonables aprensiones, se plantearon varias cortapisas o limitaciones al ejercicio tanto de la postergación como del término anticipado. En primer lugar, se dejó explicitado en el proyecto de ley que el imprevisto debe necesariamente ser inimputable al adjudicatario, esto es, fuera del ámbito de su control. En segundo lugar, la decisión de posponer el suministro o terminar el contrato debe estar debidamente fundamentada, para cuyo efecto el adjudicatario debe contratar a un consultor independiente de un registro que lleva la CNE, para que elabore un informe que dé debido sustento a tal decisión. Adicionalmente, la elección de cualquiera de ambas alternativas –postergación del suministro o término anticipado del contrato–, tiene un costo para el adjudicatario, porque faculta a la respectiva distribuidora a cobrar las garantías o cauciones consideradas en las bases, dinero que debe reintegrarse a los clientes sometidos a regulación. Finalmente, se estableció un límite temporal para el ejercicio de ambas alternativas, no pudiendo el adjudicatario optar por ninguna de ellas con posterioridad a los tres años desde la suscripción del contrato y no pudiendo tampoco postergar el inicio del suministro por un lapso mayor a los dos años. Con todos estos mecanismos, se asegura que los proyectos solo puedan verse postergados y terminados anticipadamente cuando existan casos extremos que así lo ameriten.

Junto con el análisis del riesgo por imprevistos en la ejecución de nuevos proyectos y en la tramitación de permisos, se planteó también el riesgo por cambios regulatorios. Esta aprensión surgió, entre otros motivos, por la tramitación desde inicios de la administración de la Presidenta Bachelet, de un proyecto de ley de reforma tributaria que contemplaba incorporar un impuesto a la emisión de gases contaminantes, lo que podía impactar principalmente en los costos de generación de las termoeléctricas⁷⁷.

77 La Ley 20.780 de 2014 ("Reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario"), estableció que a partir del año comercial 2017, se establece un gravamen a las emisiones de fuentes fijas de dióxido de carbono (CO₂), dióxido de azufre (SO₂), óxido de nitrógeno (NOx) y material articulado (MP) a la atmósfera. Se grava a los establecimientos cuyas fuentes estén conformadas por calderas o turbinas, y que en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos). Para los contaminantes globales se fija un impuesto de US\$ 5 por tonelada emitida de CO₂ consistente con su costo estimado para la comunidad; para los contaminantes locales (MP, NOx, SO₂), el impuesto se calcula de acuerdo al costo social de la contaminación a partir de las diferencias en la capacidad de dispersión de contaminantes y el tamaño de la población expuesta.

Las generadoras, en las ofertas que efectúan en los procesos de licitación, consideran todos los costos existentes y proyectables, incluidos aquellos que vienen dados por las regulaciones aplicables en dicho momento. Pero, la posibilidad de que la regulación sea modificada durante la vigencia del contrato de suministro, elevando sustancialmente los costos de generación, puede traducirse en el cobro de primas por ese riesgo, que se incorporan en las ofertas que se presentan en una licitación. Así, por ejemplo, en la reforma tributaria de 2014 se consideró la aplicación de un impuesto de US\$ 5 por tonelada emitida de CO₂, impuesto que cualquier participante en una licitación considerará en su oferta. Pero podría ocurrir que una vez adjudicado el contrato, ese impuesto fuera aumentado a US\$ 10 por tonelada de CO₂, doblando los costos del proyecto en este ítem, en circunstancias que el contrato tiene un precio fijo, indexable de acuerdo a los índices establecidos en las Bases de licitación, los cuales buscan recoger las variaciones en los costos de combustibles y capital. Esta situación afectaría gravemente el equilibrio económico del contrato.

Para enfrentar esta contingencia, se propuso que los contratos de suministro pudieran considerar mecanismos de revisión de precios cuando cambios sustanciales y no transitorios a la normativa sectorial eléctrica provoquen un excesivo desequilibrio económico de las prestaciones mutuas de las partes. Esta propuesta fue incorporada en el proyecto de ley, dejando en claro que no podía gatillarse por cambios regulatorios generales, es decir, aquellos que afecten a todos o a la mayor parte de los sectores de la población, como sería el caso, por ejemplo, de un aumento en el IVA.

Al igual que en la postergación de inicio del suministro o del término anticipado del contrato, se estableció que este mecanismo debía ejercerse en casos fundados, para lo cual el respectivo adjudicatario debe elevar una solicitud a la CNE con los respectivos antecedentes de respaldo, la cual evaluará su procedencia. La decisión que adopte la CNE a este respecto puede ser impugnada ante el Panel de Expertos, instancia a la cual la Ley 20.805 también introdujo una innovación: en ella están facultadas para comparecer, en defensa de sus intereses, las asociaciones de consumidores contemplados en la Ley 19.946 (Ley del Consumidor).

5. FLEXIBILIZACIÓN DE CRITERIOS DE EVALUACIÓN Y DIFERENCIACIÓN DE OFERENTES

Otra materia de debate en la etapa prelegislativa de la Ley 20.805, fue la posibilidad de considerar una flexibilización de los criterios de evaluación de las ofertas presentadas a las licitaciones, incorporando factores distintos al precio, y también la alternativa de realizar licitaciones dirigidas a determinados tipos de oferentes.

En cuanto a lo primero, la LGSE bajo el modelo de la Ley Corta II prescribía la adjudicación de la licitación al proponente que ofreciera el menor precio de la energía, al margen de cualquier otro factor comprendido en su propuesta. En la elaboración de la nueva política pública se planteó la posibilidad de incorporar en las bases otros factores para la evaluación de las ofertas, que no fueran necesaria y únicamente los precios ofertados.

En definitiva, se acordó que la CNE podría, si existiesen fundamentos para una decisión en tal sentido, incorporar otros elementos de ponderación, pero en la medida que estos se encontraran alineados con alguno de los objetivos dispuestos expresamente en la ley, cuales son la eficiencia económica, la competencia, la seguridad y la diversificación del sistema eléctrico.

Por otra parte, como ya adelantamos, en la etapa participativa de elaboración del proyecto de ley, se sugirió considerar la alternativa de efectuar licitaciones en las que pudieran participar solo determinados tipos de proyectos, con el fin de alcanzar alguno de los objetivos de la nueva política pública. En este contexto, se propuso, por ejemplo, realizar licitaciones exclusivas para nuevos proyectos, dejando otros procesos para proyectos ya instalados, como una forma de incentivar el ingreso de nuevos actores en el mercado y, por esa vía, aumentar la competencia. Otra forma de diferenciación de oferentes que se analizó en la etapa prelegislativa, fue en base a la tecnología de los proyectos.

Tal como señalamos a propósito de la propuesta de que las licitaciones con cinco años de antelación estuvieran dirigidas únicamente a proyectos nuevos, como ocurre en el caso de Brasil, la idea de dejar establecido en la ley licitaciones en las cuales pudieran participar únicamente determinados tipos de oferentes o proyectos fue descartada. Esta decisión de política se basa en los principios de neutralidad tecnológica, no discriminación, competencia y eficiencia económica que deben inspirar a las licitaciones. Si la ley *a priori* establece limitaciones para los participantes en una licitación, entonces va en contra de tales principios. Las licitaciones, en principio, no debieran generar un mercado exclusivo para determinados tipos de actores o proyectos del mercado.

Para ilustrar la situación, se podría pensar en una licitación en que solo se consideraran proyectos de generación eólica. En este caso, los probables oferentes sabrían de antemano, con mayor o menor exactitud, quiénes tienen la capacidad técnica y económica para tomar parte en el proceso y, por ende, quiénes podrían estar interesados y disponibles a ofertar. Esto les permitiría efectuar un diagnóstico de la posible competencia, graduando los precios en función de ello. Si un probable oferente pronostica que habrá pocos oferentes y/o que sus ofertas no serán atractivas, entonces no tendrá incentivo para ofertar su mejor precio.

Sin perjuicio de que, como ya ha sido señalado, no se dejó como parte de la Ley la posibilidad de efectuar licitaciones exclusivas para ciertos tipos de oferentes o proyectos, sí se contempló la facultad para la CNE de diseñar las bases para dirigir o guiar las licitaciones hacia el cumplimiento no tan solo de menores precios, sino también de alguno de los otros objetivos establecidos en la Ley 20.805, a saber, competencia, seguridad y diversificación. Por ejemplo, si la CNE, de acuerdo a sus análisis del mercado eléctrico concluyera que puede existir en el mediano plazo un riesgo de seguridad de abastecimiento en el sistema, podría establecer vía bases de licitación mecanismos para privilegiar la adjudicación a ofertas provenientes de nuevos proyectos de generación que aporten a reducir tal riesgo.

Dentro del diseño de las bases para dirigir o guiar las licitaciones hacia el cumplimiento de objetivos como mayor competencia y diversificación, desde la Licitación 2013/03-Segundo Llamado se han introducido los denominados “Bloques Horarios” a lo largo del día, con el objetivo de adaptarse a tecnologías que solo pueden generar en determinadas horas, como es el caso de las energías obtenidas a través de la radiación solar y energía eólica. Como señala González y Palma: *“La partición de ofertas en bloques horarios debiera facilitar el ingreso de generadores no convencionales, a su vez de fomentar la competencia entre ellas. Previo a esta medida, las ERNC debían ofertar un bloque completo (24 horas), lo que las obligaba a comprar energía spot en los horarios que no podían generar o procurarse de contratos de largo plazo con generadores convencionales. Las reglas para generar el matching entre distintos tipos de ofertas por bloques horarios lo define la Comisión Nacional de Energía en las Bases de Licitación respectivas, donde para la licitación del 2015 se estableció que se debían evaluar todas las combinaciones factibles para los tres bloques, para efectos de determinar el precio equivalente de esa combinación, ponderando por energía ofertada. Si hay una combinación que no logra completar un bloque, la fracción faltante se evalúa al precio de reserva penalizado en un 20%”*. Los mismos autores, en relación a los Bloques Horarios, agregan: *“Si bien esta medida tendría como probable efecto el reducir los precios de la energía en horarios donde hay radiación, podría tener como contrapartida*

un aumento en los precios donde las tecnologías solares no operen. Como el matching se realiza entre ofertas de distintos horarios, las generadoras convencionales pueden incrementar los precios de sus ofertas, o bien no realizar ofertas, en aquellos bloques donde las solares no pueden operar. De este modo la oferta total apareada entre solares y las otras se hace menos competitiva vis a vis una oferta de horario completo”⁷⁸.

Por otro lado, se propuso habilitar expresamente, como parte de los criterios de evaluación de las ofertas, diferentes fórmulas de indexación para proyectar los precios ofertados. En efecto, ante diferentes fórmulas de indexación es posible obtener diferentes expectativas de evolución en el tiempo de los precios ofertados y, por tanto, sería relevante al momento de definir el mecanismo de evaluación de las ofertas, poder considerar dichos elementos para determinar las ofertas más económicas para el cliente final. Los precios nominales que incorporan la indexación se denominan “precios nivelados”⁷⁹, porque permiten comparar tales precios sobre una misma base o nivel.

Al respecto, hubo consenso en establecer en la ley que los criterios de evaluación económica que se establecieran en las bases de licitación pudieran considerar las fórmulas de indexación de las ofertas a lo largo del período de suministro, de modo de procurar lograr el menor pago por parte de los clientes regulados por su consumo de energía durante el período del contrato. En palabras de González y Palma: *“Con el sistema anterior, todo el riesgo del cambio en los valores del indexador -como precio del petróleo- era traspasado al cliente residencial. El precio nivelado tiene incorporado el largo plazo en la evaluación, pues contiene información respecto a los valores futuros esperados de los indexadores de costos propios de la generación de energía. Para ello se emplea la proyección de los índices de combustibles publicada en el Annual Energy Outlook publicado por el EIA de Estados Unidos. Se espera que con este cambio, los oferentes internalicen el largo plazo en sus ofertas a través del conjunto de indexadores propuestos, de manera que las ofertas se comparen sobre una base común respecto del valor presente esperado del contrato”⁸⁰.*

Cualesquiera sean los criterios de evaluación que la CNE adopte en las Bases de las licitaciones, para evitar cualquier tipo de arbitrariedad, la diferenciación de tales criterios debe estar debidamente fundamentada y respaldada en los informes

78 Aldo González e Isidora Palma. Ob. Cit. Págs. 14 y 15.

79 Ibídem.

80 Aldo González e Isidora Palma. Ob. Cit. Pág. 15.

preliminares de licitaciones que debe realizar la Comisión y que son prerequisite y antecedente de las licitaciones. Para mayor resguardo, estos informes pueden ser objeto de observaciones de cualquier interesado directo o eventual en los procesos de licitación –distribuidoras, generadoras, usuarios, etc.– y, en caso de mantenerse las discrepancias, si es que estas recayeran sobre las proyecciones de demanda, pueden ser sometidas a la resolución del Panel de Expertos.

6. RIESGOS DE ADJUDICACIÓN Y REGULACIÓN DE SUMINISTROS SIN CONTRATO

Estas son dos materias distintas, pero estrechamente relacionadas entre sí. En cuanto a los riesgos de adjudicación, se trata de buscar los mecanismos que aseguren de la mejor manera ofertas serias, que se traduzcan en proyectos concretos de generación en los términos propuestos en la instancia de licitación. La regulación de suministros sin contrato, por su parte, debe hacerse cargo de la situación que ocurre cuando el consumo o demanda efectiva de energía excede al volumen de energía contratada. Si no se mitigan los riesgos de adjudicación, estos pueden derivar en suministros sin contrato, los cuales, de no ser debidamente abordados por la normativa, pueden generar incertidumbre en el mercado eléctrico, impactando sus precios y poniendo en riesgo la seguridad del sistema.

A continuación daremos cuenta, por separado, de las alternativas que se analizaron respecto de cada materia en el proceso de elaboración de la nueva Ley de Licitaciones.

1) RIESGOS DE ADJUDICACIÓN

Para abordar esta materia, en el proceso de elaboración de la nueva política se analizaron distintas alternativas para ser consideradas en el proyecto de ley. Este análisis se efectuó considerando un *trade off*: por un lado, nulos o pocos mecanismos para asegurar ofertas serias podría implicar un alto riesgo de ofertas sin sustento o especulativas, que a la postre no se tradujeran en más energía disponible para el sistema; por el otro, resguardos excesivos para evitar ese riesgo podría significar barreras de entrada y, subsecuentemente, menor competencia en los procesos de licitación. De esta forma, era necesario encontrar un equilibrio que permitiera lograr ambos objetivos a la vez: ofertas más serias con mayor competencia.

Dentro de las alternativas consideradas estuvieron las siguientes:

- a) Boletas de garantía del desarrollo y finalización del proyecto y/o del suministro: en ambos casos se busca que el adjudicatario internalice el costo de poner término anticipado a su contrato o dejar de cumplir con su obligación de suministro una vez que ya está generando energía.
- b) Auditoría de ofertas: otra alternativa considerada fue la auditoría de las ofertas, primero en cuanto a los precios ofertados, de modo de asegurarse que tales precios no estuvieran muy por debajo de sus costos de desarrollo y producción y, segundo, en cuanto al volumen, para tener certeza de que la cantidad de energía ofertada no fuera superior a la capacidad de producción del pro-

yecto. En esto último se proponía seguir el modelo de Brasil, donde los proyectos pasan *ex ante* por un comité de evaluación técnica que calcula la energía que puede ofertar cada generador, entregando certificados del volumen que dicho comité considera que un proyecto puede generar, limitando la oferta a esa cantidad ("*firm energy certificates-FEC*").

En el análisis de los mecanismos para mitigar riesgos de adjudicación, hubo consenso en que una auditoría técnica de proyectos, como se hace en Brasil, no era deseable porque, en primer lugar, envuelve elementos de discrecionalidad ("*discrecionalidad técnica*") y, por otra, puede indirectamente significar romper con el principio de neutralidad técnica. Es decir, estas auditorías podrían implicar el riesgo de que mediante ellas la autoridad pudiera estar dirigiendo los resultados de las licitaciones y, en definitiva, la composición de la matriz energética, en base a motivaciones distintas de aquellas que se fijaron como objetivos en el proyecto de ley, esto es, eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación.

- c) Clasificación de riesgos: También se planteó la posibilidad de incluir la obligación del oferente de entregar en forma periódica a la CNE una calificación de riesgos emitida por una empresa clasificadora, misma que posteriormente debería hacer seguimiento de esa clasificación durante toda la vigencia del contrato, no pudiendo el adjudicado exhibir una clasificación de riesgos menor a la que fue solicitada en las bases. En la hipótesis de que ello ocurriera y no fuera subsanado por el adjudicatario dentro de un plazo dado, podría darse lugar al término anticipado del contrato, relicitando el respectivo bloque antes del inicio de suministro del contrato original.

Este es un mecanismo que sirve también para anticiparse a las contingencias del periodo de construcción, porque la clasificación de riesgos se hace en base a los supuestos en que se basa el proyecto adjudicado. Si esos supuestos no se cumplen, entonces baja la clasificación. Si la oferta se hizo con precios bajos y los costos de construcción son muy altos, aumenta el riesgo.

- d) Revisión de antecedentes financieros: Otra posibilidad para disminuir riesgos de adjudicación podría ser la revisión por parte de la CNE o de la respectiva distribuidora de los antecedentes financieros de los oferentes, de modo de filtrar las propuestas de aquellos que, de acuerdo a sus balances, fueran riesgosos.

Este mecanismo, por sí solo, claramente no es efectivo. La sola revisión de los antecedentes financieros de una empresa no previene que un contrato termine de manera anticipada por insolvencia.

Considerando el *trade off* al cual aludimos anteriormente, resultaba inconveniente dejar establecido legalmente, como regla general para todas las licitaciones, los mecanismos de resguardo que deberían o no aplicarse, más aún cuando antes de la implementación de la Ley 20.805 se desconocía cómo podrían comportarse los oferentes con las otras reformas introducidas al sistema de licitaciones. Por ello, se estimó que lo más razonable era que la CNE determinara caso a caso en las bases qué mecanismos de los anteriormente descritos requerir a los oferentes, según las condiciones vigentes de mercado y las particularidades de la licitación.

2) REGULACIÓN DE SUMINISTROS SIN CONTRATO

Como se señaló en el Capítulo I, el mercado eléctrico chileno es un mercado estructurado sobre la base de contratos que aseguren el abastecimiento de energía en el largo plazo, siendo el mercado spot un mercado residual o de balances en donde los generadores excedentarios transan con los generadores deficitarios sus excedentes derivados de las diferencias resultantes entre la energía despachada por sus unidades y la energía consumida por sus contratos.

Los suministros sin contrato se refieren a los casos en los cuales el consumo efectivo de energía de una empresa de distribución, destinado a abastecer a sus clientes sometidos a regulación de precios, resulta superior a sus suministros contratados de energía⁸¹. Tales situaciones se pueden producir por diversos factores: aumentos imprevistos de demanda; licitaciones desiertas; término anticipado de contratos por alguna de las causales establecidas en las bases de la licitación; insolvencia o quiebra de un generador, etc.

Los suministros sin contrato no son deseados, porque son fuente de incertidumbre para todos los actores del mercado, especialmente respecto de quién debe hacerse responsable de ellos y cuál es el precio aplicable a dicha energía. Por ello, se trata de una materia que debe ser regulada cuidadosamente, intentando evitar llegar a este escenario y, en caso de que se produzca, contar con un marco normativo claro para que los afectados sepan de antemano a qué atenerse.

Recordemos que, como se indicó al analizar las crisis que sufrió el sistema eléctrico antes de la dictación de la Ley Corta II, el Ministerio de Economía dictó el año 2001 la Resolución Ministerial Exenta N° 88, la cual dispuso que las empresas coordina-

81 No se debe confundir “energía sin contrato”, que ocurre cuando un cliente consume energía que no está respaldada en un contrato de suministro, con “energía no contratada” que se da cuando una generadora produce energía sin tener contrato con un cliente.

das por el CDEC-SIC debían proceder con el despacho de las unidades del sistema eléctrico y la operación del mismo en términos de abastecer toda la demanda, con independencia de la existencia de empresas distribuidoras sin contrato de suministro, entendiéndose que los consumos de estas últimas corresponderían a retiros efectuados por todas y cada una de las empresas generadoras integrantes del CDEC. Luego, la Ley Corta II, en su artículo 27 transitorio estableció que en el periodo que iba desde su entrada en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2008, los suministros no cubiertos por contratos serían valorizados según el precio de nudo de corto plazo, pero abonándoles o cargándoles a las generadoras las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produjeran entre el costo marginal y dicho precio de nudo, siendo absorbidas tales diferencias, hasta en un 20% del precio de nudo de corto plazo, por el total de los consumidores regulados del sistema eléctrico, en proporción a sus consumos de energía.

Una vez vencido el periodo de aplicación del artículo 27 transitorio, la asignación y valorización de los suministros sin contrato quedaron sin regulación. Por ello, al momento de la quiebra de la Central Campanario surgió la discusión de si debía aplicarse el criterio de la R.M. N° 88, menos beneficioso para las generadoras, o el criterio del artículo 27 transitorio, más conveniente para las empresas de generación. En definitiva, esta materia fue zanjada por las Resoluciones Exentas N° 2.288 y 239 de la SEC, de 2011 y 2012 respectivamente, las cuales, sin embargo, eran aplicables únicamente para el caso que pretendían abordar, es decir, para el suministro al que Campanario se había obligado, pero que ya no podría cumplir⁸².

En este contexto, la regulación de los suministros sin contrato surgía como una de las prioridades de la nueva política pública. Sin reglas claras sobre la materia, se generaba incertidumbre para los operadores y nuevos entrantes acerca de cuál sería el riesgo al que se expondrían y el costo que deberían asumir ante este escenario, lo cual cobrara aún más importancia considerando el número creciente de licitaciones declaradas desiertas o con adjudicaciones muy por debajo de los volúmenes licitados. Se debe recordar que antes de la Ley Corta II existían suministros sin contrato, pero esos suministros se valorizaban a precio de nudo de corto plazo determinado por la CNE. El problema surge desde el momento en que las licitaciones establecen distintos precios. De ello se sigue la importancia de definir la valorización de estos suministros y la forma de asignarlo entre los distintos operadores.

82 En este sentido se señala que el caso Campanario no es propiamente un suministro sin contrato, sino un contrato que se quedó sin suministrador, siendo dicha central sacada del balance de inyecciones y retiros del CDEC-SIC. Por lo mismo, la SEC no podía sancionar a las distribuidoras afectadas por no tener contrato. Asimismo, el precio de valorización de tales suministros correspondía al precio del contrato que aún se encontraba vigente.

En el debate dado en la etapa prelegislativa, se consideraron distintas opciones, pero teniendo siempre presente que cualesquiera fuera la que se adoptara, debía combinar no traspasar todo el riesgo al cliente regulado, al tiempo que generar incentivos a las generadoras para participar en las licitaciones. Una solución desequilibrada podría perjudicar a los clientes o bien desincentivar la entrada de nuevos actores al mercado eléctrico.

En la etapa prelegislativa de elaboración del proyecto de ley, algunos manifestaron sus aprensiones en cuanto a que la autoridad o las generadoras pudieran preferir hacer fracasar las licitaciones, para caer en la hipótesis de los suministros sin contrato. La autoridad podría aspirar a este resultado si es que el suministro sin contrato se valorizara a precio de nudo de corto plazo, cuyo valor fuera más bajo que los costos marginales existentes al momento de la respectiva licitación. Así, por medio de fijar precios techo bajos, la CNE podría hacer fracasar las licitaciones, forzando precios que pudieran ser menores que los costos marginales esperados durante el período de suministro⁸³. A su vez, las generadoras podrían estar interesadas en hacer fracasar las licitaciones, en caso de que los suministros sin contrato se valorizaran a costo marginal, el cual podría ser más conveniente que el precio resultante de una licitación competitiva, especialmente si el costo marginal esperado está alto durante el período de suministro. De acuerdo a lo anterior, resultaba fundamental, junto con regular la valorización y asignación de los suministros sin contrato, diseñar los mecanismos para evitar caer en este tipo de escenarios extremos.

La primera alternativa considerada para evitar los suministros sin contrato fue que junto con establecerse la regla general de las licitaciones con cinco años de anticipación al inicio del suministro, la CNE tuviera la facultad de llamar a licitaciones con menores plazos, flexibilizando, de esta manera, el esquema que había introducido la Ley Corta II, donde solo se consideraban las licitaciones con tres años de anticipación. Así, la Ley 20.805 reguló dos nuevas modalidades:

- a) Licitaciones de corto plazo: estas pueden ser llamadas con una antelación mayor a un año y menor a cinco, según las condiciones del mercado determinadas por la CNE.
- b) Licitaciones de corto plazo excepcional, también denominadas de cortísimo plazo: estas licitaciones, que se hacen con una antelación de un año,

83 Si bien el precio de nudo de corto plazo de todos modos refleja los costos marginales del mercado eléctrico, ello ocurre con desfase, por lo que se trata de un riesgo real.

constituyen una cortapisa para que la autoridad se vea tentada a establecer un precio máximo muy bajo y, por ese medio, hacer fracasar las licitaciones. En efecto, la CNE debe realizar cada año un estudio de la demanda de energía, cuyo resultado se debe contrastar con el nivel de contratación de la demanda proyectada. Si para el año siguiente no hay energía suficiente para cubrir la demanda proyectada, la CNE está obligada a hacer una licitación con un año de antelación con condiciones especiales, en las cuales el precio de oferta tiene ciertos movimientos con el costo marginal, reflejando las condiciones de cortísimo plazo⁸⁴. De esta manera, los oferentes pueden participar de mejor manera, incluso habiendo un precio techo bajo. Estas licitaciones van a tender a ser perjudiciales para el cliente si los costos marginales se encuentran elevados, porque le sube los precios de manera inmediata (al año siguiente), por lo que la autoridad tiene incentivos a no llegar a este escenario⁸⁵.

De esta manera, la Ley 20.805 estableció tres tipos de licitaciones (de largo, de corto y de cortísimo plazo), previo a llegar al suministro sin contrato, cada una de ellas con sus particularidades tendientes a hacer mejor frente al objetivo que se quiere alcanzar.

Junto con los tres tipos de licitaciones antes expuestas, se analizaron otras alternativas para evitar los suministros sin contrato, como el traspaso de excedentes entre empresas distribuidoras, lo cual bajo la Ley Corta II no se encontraba regulado en la LGSE, no obstante que las autoridades sectoriales habían ido normándolo vía reglamento. Trataremos más adelante este tema por separado.

Si a pesar de los distintos tipos de licitaciones y del traspaso de excedentes, de todos modos se producían suministros sin contrato, entonces había que dejar cla-

84 Los contratos resultantes de las licitaciones de cortísimo plazo están sujetos a un mecanismo especial de ajuste de precios, adicional a su respectiva fórmula de indexación, que se activa en los siguientes casos: a) Si el costo marginal horario en el punto de oferta se ubica dentro de una banda de precios entre un límite de 50% y 70%, inferior o superior, respecto de la componente de energía del precio medio de mercado, el precio del contrato en el punto de oferta será igual al costo marginal en dicho punto; b) Si el costo marginal horario en el punto de oferta se ubica sobre el límite superior o bajo el límite inferior del 70% de la banda de precios, respecto de la componente de energía del precio medio de mercado, el precio del contrato en el punto de oferta será igual a la componente de energía del precio medio de mercado incrementado o reducido en el 70%, según corresponda.

85 Se debe tener presente que si el estudio de la CNE determina que el suministro que está sin contrato es mayor al 5% de la demanda total, entonces no se trata de un descalce menor sino que de un problema sistémico, en cuyo caso lo que exceda del 5% no quedará sujeto a licitación de cortísimo plazo, sino que se valorizará a costo marginal, porque el costo marginal es el que refleja de mejor manera la situación de escasez de ese momento: si no se está contratando todo el suministro, ello probablemente responda a que los costos marginales están muy altos y, por tanto, que no hay licitaciones de corto plazo que vayan a cubrir ese diferencial.

ramente establecida la forma de valorizar esos suministros y de asignarlos entre las generadoras. De lo contrario, podía producirse un riesgo que desincentivara a dichas empresas a participar de las licitaciones.

En la etapa de elaboración del proyecto de la Ley 20.805 hubo discusión acerca de si los suministros sin contrato debían valorizarse a costo marginal o a precio de nudo de corto plazo y, en este último caso, si debía considerarse algún tipo de corrección o ajuste a dicho precio. Existía consenso en que ante esta hipótesis, la valorización debía guardar alguna relación con los costos de suministrar energía en el corto plazo, para acotar o evitar los riesgos financieros o pérdidas operacionales al generador que tiene que asumir el costo adicional por un suministro sin contrato.

En definitiva, se descartó valorizar los suministros sin contrato completamente a costo marginal, puesto que ello podría dar una señal a las generadoras que las incentivara a restarse de las licitaciones, si dicho costo marginal resultaba más alto que el precio que podrían obtener en una subasta competitiva.

En cambio, se optó por la valorización al precio de nudo de corto plazo, pero con un ajuste que permitiese acotar el riesgo de las generadoras ante esta situación. Así, se determinó que el precio de nudo de corto plazo, para estos efectos, no podría ser menor que el costo variable de operación. Dicho en otras palabras, para cubrir las eventuales diferencias que pudieren existir entre el precio de nudo de corto plazo y el costo operacional de la generadora, se estableció que el precio al que se valorizarían los suministros sin contrato sería el máximo valor entre el costo variable de la propia generadora y el precio de nudo de corto plazo. De esta manera, se asegura a las generadoras que el suministro sin contrato no significará para ellas en caso alguno una pérdida operacional, en caso de que sus costos variables sean muy altos. Junto con lo anterior, se estableció que en los suministros sin contrato no habría riesgo de comercialización por las diferencias de costos marginales entre el punto de inyección y el punto de retiro.

De este modo, la valorización de los suministros sin contrato no pretende dar una señal de castigo a las generadoras que se resten de participar en las licitaciones, pero tampoco las incentiva a adoptar dicha conducta.

En síntesis, en la elaboración de la nueva Ley de Licitaciones se contempló una serie de mecanismos que, aplicados uno tras otro, debieran, si no evitar del todo los suministros sin contrato, reducir al mínimo su incidencia, estableciendo, además, reglas claras en caso de verificarse tal situación, entregando una señal de precio que responde a las condiciones de suministro de corto plazo.

Y, a propósito de reglas claras, también quedó asentado en la ley la manera en que se asignaría entre las generadoras los suministros sin contrato. A este respecto, hubo consenso en que dichos suministros debían asumirse entre todas las generadoras del respectivo sistema eléctrico. Pero aún quedaba por determinar si tal asignación se haría a prorrata de la energía firme, al modo de la R.M. N° 88, o a prorrata de las inyecciones, siguiendo el criterio de la Resolución Exenta N° 239 de la SEC. Esta última fue la opción adoptada para evitar que las generadoras con altos costos de generación, pero que no han sido despachadas, de todos modos deban hacerse cargo de retiros. Esta opción permite, además, relacionar la producción real de energía con el abastecimiento del suministro sin contrato.

7. OTRAS PROPUESTAS REGULATORIAS

Como ya lo adelantamos, en la etapa de participación surgieron una multiplicidad de propuestas para mejorar el sistema de licitaciones y de ese modo mejorar las condiciones del mercado eléctrico en cuanto a precios, seguridad, competitividad y diversificación. Previamente expusimos las principales de tales propuestas y las decisiones de política adoptada en cada caso. Pero aún quedan dos más que consideramos relevante mencionar: el traspaso de excedentes entre distribuidoras y la licitación conjunta de suministros eléctricos con terrenos para operar.

1) TRASPASO DE EXCEDENTES ENTRE DISTRIBUIDORAS

La Ley Corta II no reguló los traspasos de excedentes de energía entre empresas distribuidoras. No obstante, tales traspasos fueron habilitados por vía reglamentaria el año 2009⁸⁶, como una manera de hacer frente a aumentos de demanda que pudieran tener que enfrentar determinadas distribuidoras, así como también para el mejor aprovechamiento de los suministros ya contratados, sobre todo considerando que en aquel entonces las licitaciones solo podían realizarse con tres años de anticipación a la fecha de inicio del suministro, no existiendo flexibilidad como la que introdujo la Ley 20.805 a través de las licitaciones de corto y cortísimo plazo.

Sin embargo, el traspaso de excedentes, en los hechos, se efectuaba entre distribuidoras previa autorización de las generadoras involucradas, las cuales, en virtud de una interpretación normativa, estimaban que les asistía el derecho a otorgar o no tal autorización. Las generadoras rara vez otorgaban tal autorización, porque si los costos marginales estaban altos, no les convenía que esos excedentes se traspasaran a un precio menor que el fijado en el contrato con la distribuidora. Otra posibilidad era que los costos marginales no estuvieran altos en los puntos de retiro de la distribuidora excedentaria, pero sí en los de la distribuidora que recibiría los traspasos. En ese escenario, las generadoras tampoco daban su aprobación porque no les resultaba conveniente: ellas habían celebrado un contrato considerando el punto de inyección de la distribuidora excedentaria, y no el de la que recibiría los traspasos. De esta manera, los traspasos de excedentes no ocurrían en la práctica, lo que implicaba que se carecía de un mecanismo efectivo para evitar los suministros sin contrato. Para dar solución a esta dificultad, la SEC emitió Oficio Ordinario N° 7230/2013, en el cual resolvió que las distribuidoras

86 Decreto Supremo N°252 de 2009 del Ministerio de Energía, publicado en el Diario Oficial el 6 de febrero de 2010.

excedentarias podrían traspasar la diferencia a las distribuidoras deficitarias, solo agregando al precio de sus contratos los costos asociados a disponer de esa energía en el punto de retiro. El oficio fue impugnado ante los tribunales de justicia por varias empresas generadoras, siendo finalmente zanjada la materia por sentencia de la Corte Suprema, la cual dio la razón a la posición de la Superintendencia⁸⁷.

En la etapa prelegislativa de elaboración de la Ley 20.805, hubo consenso en que, para evitar interpretaciones diversas que dieran lugar a dificultades como la antes descrita, se debía explicitar en el proyecto de ley que las generadoras no tienen injerencia en los traspasos de excedentes entre distribuidoras. Pero, como contrapartida, debía considerarse una solución en la cual las generadoras quedarán indemnes entre vender la energía a las distribuidoras excedentarias o a las distribuidoras deficitarias.

Una alternativa que se propuso fue que los traspasos de excedentes fueran valorizados al costo marginal del sistema, según lo que determinaran los CDEC. Sin embargo, esta alternativa fue descartada porque ello significaría otorgarles a los CDEC atribuciones de fijación tarifaria, lo que caía fuera de sus facultades legales.

Otra alternativa era que el precio de venta de energía entre la distribuidora excedentaria y la deficitaria fuera aquel fijado en el respectivo contrato de suministro, más la diferencia de costo marginal que existiera entre el retiro de energía en un punto (el de la distribuidora excedentaria) y en otro (el de la distribuidora deficitaria). Es decir, para la valorización del traspaso de excedentes se consideraría el precio del contrato de suministro de la distribuidora excedentaria con el respectivo generador, sumando o restando a dicho precio el mayor o menor costo marginal, respectivamente, que pudiera existir entre el punto de suministro o compra y el del contrato. Esta fue en definitiva la alternativa que se adoptó, por resultar más simple y objetiva, mitigando el riesgo de comercialización de la compañía excedentaria directamente con la compañía deficitaria, sin la intervención de terceros.

87 Véase Sentencia de la Corte Suprema de fecha 29 de julio de 2015, dictada en causa caratulada "Empresa Nacional de Electricidad S.A. contra Superintendencia de Electricidad y Combustibles", Rol N° 4365 - 2015.

2) LICITACIÓN CONJUNTA DE SUMINISTROS ELÉCTRICOS CON TERRENOS PARA OPERAR

Cuando se dio inicio a la discusión de una nueva política pública para las licitaciones de suministro, muchos sostenían que la crisis del sistema eléctrico se explicaba, principalmente, por la larga tramitación de los permisos necesarios para el desarrollo de nuevos proyectos de generación y la judicialización de los mismos, lo que hacía que en definitiva tales proyectos se hicieran inviables o, en el mejor de los casos, demasiado costosos. Así, algunos expertos señalaban que: “A diferencia de episodios anteriores con déficit de inversión, este no tiene su origen en falencias regulatorias que desincentiven la inversión. Por el contrario, el marco regulatorio, macroeconómico y sectorial, y las atractivas condiciones de precio han generado gran interés por invertir”. “El problema no es la falta de interés por invertir. Lo que está sucediendo es que concretar los proyectos es cada vez más difícil y costoso por la creciente oposición ambiental y ciudadana que enfrentan. En el mejor de los casos los proyectos se logran ejecutar con largos retrasos respecto a las fechas inicialmente programadas; otras veces estos se paralizan por completo por decisiones del Poder Ejecutivo o del Poder Judicial”⁸⁸.

Dado este diagnóstico, una propuesta que surgió en la etapa de elaboración de la nueva política pública, fue la de licitar como “paquete” o en forma conjunta, el volumen de energía requerido y el o los terrenos para el desarrollo del proyecto necesario para satisfacer esa demanda de energía. Dichos terrenos serían licitados con todos los permisos previamente tramitados y aprobados por las autoridades ambientales y sectoriales involucradas.

Esta alternativa fue finalmente descartada, a pesar de resultar atractiva bajo un primer análisis, como un mecanismo efectivo para afrontar los problemas de retraso en la tramitación de permisos y de judicialización. Y se descartó porque este mecanismo podría implicar una vulneración del principio de neutralidad tecnológica, implicando, además, una disminución en la competencia de las licitaciones.

En efecto, los permisos ambientales y sectoriales solo pueden tramitarse y aprobarse en función de proyectos definidos, lo cual implica, a su vez, en el caso de la generación eléctrica, la determinación del tipo de tecnología que se utilizará. De esta forma, optar por la alternativa de licitar conjuntamente volúmenes de energía y terrenos con permisos ya aprobados, supondría que la autoridad, en este caso la CNE, estaría definiendo la matriz energética del país y la tecnología requerida para su expansión.

88 Un interesante análisis sobre esta materia puede encontrarse en Sebastián Bernstein, Gabriel Bitrán, Alejandro Jadresic y Marcelo Tokman, “Agenda para Impulsar las Inversiones en Generación Eléctrica de Base en el SIC”. Informe preparado para la Confederación de la Producción y el Comercio. Julio 2013. Disponible en <http://www.productividadchile.cl/wp-content/uploads/2015/10/Agenda-para-impulsar-las-inversiones-en-generaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-de-base-en-el-SIC-primer-informe-Bernstein-et-al.-CPC.pdf>

II. RESULTADOS DE LA REFORMA DE LA LEY 20.805: EVALUACIÓN DE LAS LICITACIONES 2015-2016⁸⁹

En esta sección realizaremos una evaluación de las subastas de energía realizadas con la nueva LGE, reformada el año 2014 y que entró en vigencia en enero de 2015. El análisis estará centrado principalmente en el precio obtenido en los procesos, que era la principal preocupación del regulador. También se examinará el grado de participación de empresas en las subastas, los nuevos actores que ingresaron, la presencia de generadores ERNC y otros elementos que sean indicativos de los cambios inducidos por la reforma a la LGE en virtud de la Ley 20.805.

Desde la entrada en vigencia de las reformas introducidas por la Ley 20.805 se han realizado dos procesos de licitación: la 2015/02, adjudicada en 2015 y la 2015/01, adjudicada en 2016.

Previo a la Ley 20.805, se comenzaron a aplicar algunos cambios en las licitaciones del año 2013. La licitación 2013/03-Primer Llamado, representa un caso intermedio pues se incorporó el precio de reserva o máximo oculto. Pese a que dicha licitación quedó parcialmente desierta, se logró que uno de los oferentes (Endesa) bajara en casi 20 dólares por MWh de energía respecto a la última oferta realizada por el mismo oferente.

En la licitación 2013/03-Segundo Llamado, se incorporan bloques horarios, el mecanismo de postergación o término anticipado de contrato, y la indexación por impuesto a emisiones⁹⁰. Este último se reemplazó en la Ley 20.805 por el mecanismo de revisión de precios por cambios regulatorios o impositivos del sector.

En ambas licitaciones de 2015 se dividió el consumo en tres bloques horarios: Bloque A: de 00:00 hrs. a 07:59 hrs. y de 23:00 hrs. a 23:59 hrs.; Bloque B: de 08:00 hrs. a 17:59 hrs.; y Bloque C: de 18:00 hrs. a 22:59 hrs.

⁸⁹ Esta sección está extraída de Aldo González e Isidora Palma. Ob. Cit. Págs. 16-28.

⁹⁰ El proceso 2013-03-Primer Llamado fue adjudicado por etapas, en marzo 2013 y agosto 2014. El proceso 2013-03-Segundo Llamado fue adjudicado en diciembre de 2014.

Gráfico 7: Precios Promedio y Energía licitada versus adjudicada por Proceso de Licitación

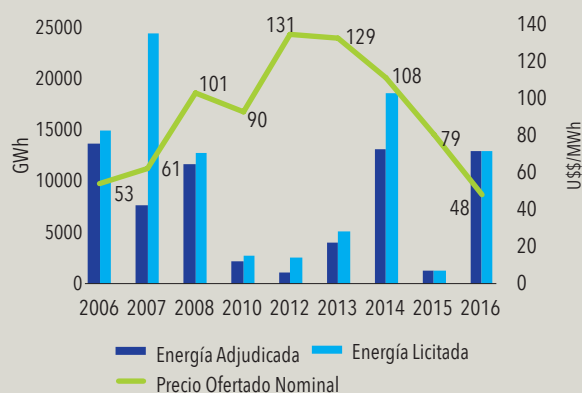


Gráfico 8: Número de Oferentes y Precio por períodos de adjudicación licitaciones.



Fuente: Elaboración Propia con datos CNE.

Los resultados de las subastas, en lo que a precio y cantidad se refiere, se ilustran en el Gráfico 7. Se observa una abrupta caída en los precios logrados por las licitaciones bajo la ley 20. 805, y que la energía licitada fue igual a la energía adjudicada, cosa que no ocurría en las licitaciones previas al cambio legislativo.

En la licitación 2015/02, adjudicada en octubre de 2015, se recibieron ofertas válidas de 30 proponentes. La energía ofertada superó con creces a la energía licitada en todos los bloques. Esta licitación demandó 1.200 GWh/año para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC) en conjunto. En esta licitación se obtuvo un precio medio de adjudicación de 79,3 US\$/MWh, lo que representa un 40% menos que el precio de la licitación del proceso 2013/01.

La licitación 2015/01, adjudicada en agosto de 2016, logró un precio promedio de 47,6 US\$/MWh⁹¹. Se recibieron 84 ofertas de 64 empresas generadoras distintas, por 85.000 GWh/año, lo que equivale a casi siete veces la energía lici-

tada. En el Gráfico 8 se grafica el precio promedio de los procesos de cada año y el número de oferentes participantes en cada licitación. Se observa un crecimiento exponencial de las ofertas a partir del año 2014.

Tanto la licitación 2015/02 como la 2015/01 lograron la incorporación de nuevos actores al mercado eléctrico, todos con tecnologías que califican como ERNC. En la Tabla 6 se observa que de las ofertas adjudicadas para la licitación 2015/02, solo

⁹¹ El precio promedio se desglosa en un precio de 43,2 US\$/MWh para la energía licitada para el 2021; 47,6 US\$/MWh para la energía licitada para el periodo 2022-2040 y 50,8 US\$/MWh para la energía licitada para el 2041, que solo corresponde al último año del Bloque 3.

una utiliza una planta ya existente. Cerca de un 47% de la generación de energía es fotovoltaica, 45% eólica y 8% termosolar. En la licitación 2015/01 se observa un patrón similar en cuanto a tecnologías de los entrantes. A diferencia de la primera licitación, Endesa se adjudica el 48% del suministro subastado a un precio de 50,7 USD/MWh. Las otras dos principales incumbentes –AESGener y Colbún– realizaron ofertas pero no obtuvieron ningún bloque.

TABLA 7
PRECIO Y VOLUMEN ADJUDICATORIOS LICITACIÓN 2015/02

Adjudicatario	Energía Ofertada	Energía Adjudicada GWh-año	Precio US\$/MWh	Tecnología	Central
AELA Generación	1330	768	79,3	Eólica	Existente
				Fotovoltaica y Eólica.	Nuevas
Ibereólica Cabo Leones	195	195	89,3	Eólica	Nueva
Amunche Solar	143	110	64,9	Fotovoltaica	Nueva
SCB II	352	88	67,6	Fotovoltaica	Nueva
Consorcio Abengoa	347	39	97	Fotovoltaica y Termosolar	Nuevas
TOTAL	2367	1200	79,3		

Fuente: datos CNE

TABLA 8
PRECIO Y VOLUMEN ADJUDICACIÓN LICITACIÓN 2015/01

Adjudicatario	Energía Adjudicada GWh-año	Precio Medio US\$/MWh
GRUPO WPD	787	50,5
GRUPO MAINSTREAM	3.454	41,1
GRUPO IBEREÓLICA	1.035	50,5
ACCIONA ENERGÍA CHILE HOLDINGS, S.A.	506	54,9
BESALCO ENERGÍA RENOVABLE S.A.	10	71,0
EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.	5.918	50,7
COX ENERGY CHILE SPA	264	52,7
OPDE CHILE SPA	176	38,1
MARÍA ELENA SOLAR S.A.	280	29,1
Total	12.430	47,59

Fuente: datos CNE

TABLA 9
RESUMEN ADJUDICACIONES SUBASTAS 2015-2016

Empresa adjudicataria	2015/02	2015/01	Total
Endesa	0%	48%	43%
AES Gener	0%	0%	0%
Colbún	0%	0%	0%
ERNC Solar Fotovoltaica	17%	4%	5%
ERNC Eólica	16%	42%	39%
ERNC otros	67%	7%	12%
Total	100%	100%	100%

Nota: "ERNC otros" incluye la energía adjudicada de AELA Generación, Consorcio Abengoa, Acciona Energía Chile, Besalco Energía Renovable y Cox Energy Chile, debido a que los datos no permitían distinguir exactamente el tipo de tecnología.

Fuente: datos CNE

Finalmente, se debe resaltar que todas las ofertas adjudicadas están indexadas en un 100% al CPI (Consumer Price Index) de los Estados Unidos, lo cual reduce significativamente la volatilidad de los precios futuros que pagarán los clientes residenciales por la energía. Parte de la explicación descansa en que la generación fotovoltaica y eólica no emplean combustible como insumo para generar, siendo sus principales costos el capital y mano de obra. El hecho de que la oferta de Endesa indexara su oferta al CPI a pesar de usar generación convencional, demuestra también que las empresas internalizan el cambio hacia un precio de largo plazo o nivelado como variable de adjudicación en las subastas.

En síntesis, las dos subastas que tuvieron lugar con posterioridad a la reforma de 2014 presentan un desempeño mejor que aquellas realizadas en los años anteriores al cambio de la LGE. Los precios promedio de la energía, en términos nominales, se redujeron desde valores entre 108 y 129 US\$/MWh a 79 y 48 US\$/MWh, lo cual representa una caída en precios muy superior al 25% que era la meta que la autoridad del sector se había fijado al momento de lanzar la reforma. Asimismo, se produjo un ingreso efectivo de nuevos actores, considerando que el 57% de la energía adjudicada en ambos procesos será suministrada por empresas distintas de las tres principales incumbentes. Un dato adicional que refleja el grado de competencia logrado en las subastas postreforma es el notable incremento en el número de ofertas recibidas en los dos últimos procesos.

Sobre el ingreso de generación ERNC, el resultado también es satisfactorio pues el 57% del volumen adjudicado corresponde a aquellas tecnologías, lo cual representa un avance en cuanto a diversificar la matriz energética del país y hacerla menos dependiente de los combustibles fósiles. Se debe destacar que el éxito de las ERNC en las licitaciones se ha obtenido sin subsidios ni mecanismos de favoritismo en la asignación.

1. ANÁLISIS TEMPORAL DE PRECIO EN LAS LICITACIONES

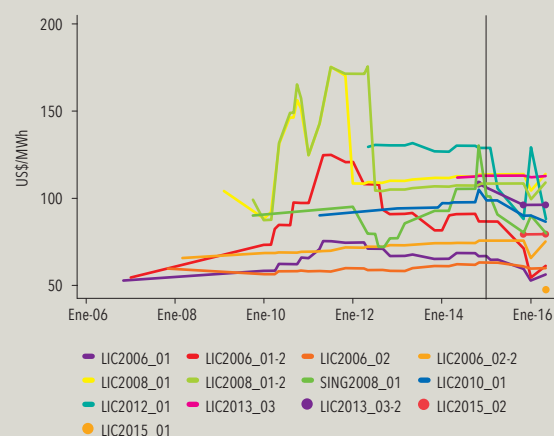
En esta subsección realizaremos una comparación de precios entre las subastas, pero empleando los precios indexados en vez de los precios nominales ofrecidos en cada concurso. El uso de valores indexados permite comparar los precios en un mismo instante del tiempo, para lo cual se actualizan los precios nominales ofertados de cada contrato, con los indexadores escogidos por las empresas al momento de realizar sus ofertas.

En el Gráfico 9 se observa el movimiento del precio de las distintas licitaciones en el tiempo, desde que surgen hasta mayo de 2016. La línea vertical roja marca el momento de publicación de la Ley 20.805 en enero de 2015. Las últimas dos licitaciones aún no comienzan a operar y se muestran con puntos, pues tienen el precio de oferta y solo una indexación (para el caso de la Licitación 2015/02) hasta esa fecha. La Licitación 2013/03-Segundo Llamado también se muestra en puntos, pues es una licitación intermedia entre ambas leyes.

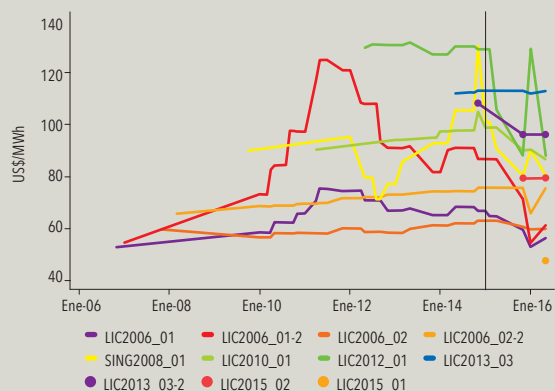
El Gráfico 9 contiene todas las licitaciones realizadas desde 2006 a la fecha. Para calcular el movimiento del precio de las licitaciones en el tiempo, se tomó el precio de fijación de cada año y se ponderó por la energía registrada en cada contrato perteneciente a un mismo proceso de licitación. Por simplicidad y por ser una metodología utilizada en los informes de Precio de Nudo Promedio de la CNE, se tomó el año 2014 como año base para ponderar la energía de cada contrato. Luego, se calculó el precio por MWh dividiendo la cifra obtenida en el total de energía presente en esa licitación.

Se destaca en el Gráfico 9 el alza en precios de las licitaciones 2008/01 y 2008/01-Segundo Llamado. Esto se debe a que para ese grupo de contratos se aplicó una fórmula de indexación particular hasta el 2012, que consideraba el mínimo valor entre el costo marginal de la barra Alto Jahuel y el valor del de una central a diésel. Los costos marginales en esa época fueron muy altos, por lo que los precios de los contratos se ajustaban al valor del diésel. Desde mediados del 2012, la fórmula de indexación cambió a indexación por CPI, por lo que los contratos volvieron a valores normales e independientes para cada uno. El Gráfico 10 no considera esas licitaciones. Se observa que la licitación 2006/01 y su segundo llamado fluctúan bastante, y que a mayo de 2016 logran precios similares a los de la licitación 2015/01.

Gráfico 9: Evolución Precios Indexados de Licitaciones



**Gráfico 10: Evolución Precio Licitaciones sin licitación
2008/01 y 2008/01-2**



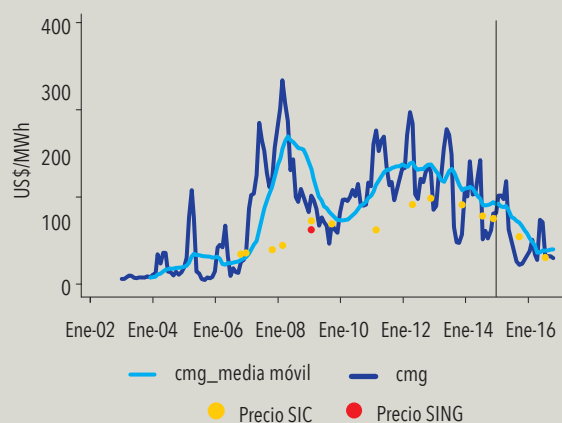
En la Tabla 10 se presenta el detalle del precio ofertado e indexado a mayo de 2016 para cada proceso de licitación, junto a la energía licitada en cada proceso. La licitación con el menor precio ofertado es la licitación 2015/01, seguida de la licitación 2006/01 y 2006/02. Se observa también que las licitaciones con menor precio indexado a mayo de 2016 son las primeras cuatro licitaciones, y las dos últimas.

TABLA 10
PRECIO OFERTADO E INDEXADO A MAYO 2016 PARA CADA LICITACIÓN

Proceso de licitación	Precio Ofertado	Precio Indexado May-2016	Energía Adjudicada
	US\$/MWh	US\$/MWh	GWh
LICITACIONES SIC			
2006/01	52,91	56,37	12.076
2006/01-2	54,55	61,25	1.130
2006/02	59,77	59,92	5.700
2006/02-2	65,80	75,54	1.800
2008/01	104,31	114,39	7.821
2008/01-2	99,49	109,15	935
2010/01	90,30	86,69	2.200
2012/01	129,45	87,93	924
2012/03-2	138,90	132,54	248
2013/01	128,93	93,75	3.900
2013/03	112,00	112,85	750
2013/03-2	108,15	96,11	11.955
2015/02	79,34	79,40	1.200
2015/01	47,59	47,59	12.430
Total SIC	79,09	76,35	63.068
LICITACIONES			
SING			
SING 2008/01	89,99	80,42	2530

Fuente: datos CNE

Gráfico 11: Costo Marginal y Precio Ofertado Licitaciones.



Fuente: Datos CNE

2. PRECIOS DE LICITACIONES Y REFERENCIAS COMPARATIVAS

A continuación, relacionaremos el precio ofertado en cada proceso de licitación con un conjunto de precios de referencia empleados en la industria eléctrica. El objetivo es obtener indicios sobre la relación entre los precios ofertados en las licitaciones y las variables fundamentales del mercado de generación de energía, para así poder evaluar si existió algún quiebre en la tendencia de los precios ofertados en las licitaciones luego del cambio de la LGE producto de la Ley 20.805. La idea de fondo es dilucidar si las fuertes caídas de precios de la energía que observamos en las dos últimas licitacio-

nes se originan en las nuevas condiciones del mercado o bien en los cambios en el diseño de las subastas y en las condiciones de los contratos de suministro que estableció la reforma a la LGE.

Lamentablemente, la cantidad de observaciones –subastas– no permite realizar un test econométrico que permita identificar cambios estructurales inducidos por la Ley 20.805. Por esta razón, nuestro análisis será de carácter cualitativo. Los precios de referencia a usar son el Precio Spot o costo marginal instantáneo del sistema, el Precio Medio de Mercado (PMM) para clientes libres y el Precio Nudo estimado por la CNE.

La fecha que se considera para cada licitación es el mes y año de adjudicación de las ofertas realizadas. Para poder realizar un análisis comparable, todas las variables se llevarán US\$/MWh. En la conversión de unidades se utilizó el tipo de cambio observado promedio del mes obtenido del Banco Central de Chile.

En el Gráfico 11 se muestran los precios nominales de las licitaciones y el precio spot o costo marginal promedio mensual⁹². Debido a la fuerte componente estacional del costo marginal, se presenta también el costo marginal con media móvil para los últimos 12 meses. Se observa que el movimiento del precio ofertado de las licitaciones, en general, sigue al costo marginal anualizado, manteniéndose en el mismo nivel o por debajo. Ocurre una excepción en el período 2006-2009, cuando comienza a sen-

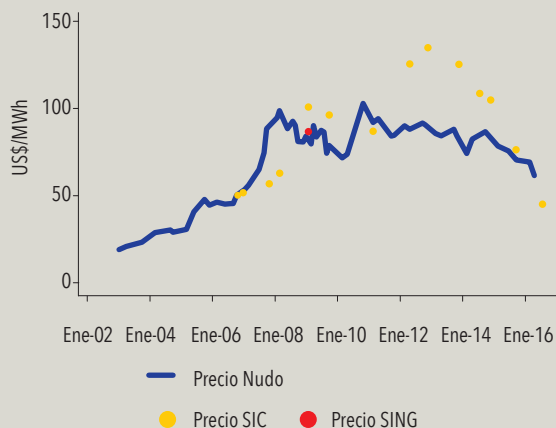
92 La barra utilizada como referencia es la barra Polpaico de 220V, por sugerencia de la CNE.

tirse el impacto del corte de suministro del gas argentino. Los altos precios del mercado spot no reflejaban en ese período la situación de largo plazo de la industria. A pesar de que el costo marginal promedio anual superó los 200 US\$/MWh, las subastas realizadas entre el 2008 y el 2010 arrojaron precios cercanos a los 100 US\$/MWh.

En el Gráfico 12 se compara el precio de nudo con el precio de oferta de las 15 licitaciones. Se observa que hasta la Licitación 2006/02- Segundo Llamado, los precios ofertados en las licitaciones estuvieron por debajo del precio nudo. Sin embargo, a partir de la Licitación 2008/01 y hasta la Licitación 2015/01, con excepción de la Licitación 2010/01, se mantienen por arriba. Por último, el precio ofertado de la última licitación logró volver a niveles inferiores al precio nudo.

Si bien el precio de nudo es una referencia de más largo plazo del precio de la energía, pues considera el costo promedio de la energía en un lapso de cuatro años, su estimación proviene de un cálculo técnico y no responde necesariamente a las transacciones de largo plazo del mercado. Otro indicador útil de analizar es la relación entre precio de adjudicación y precio techo. Este último valor corresponde al máximo precio que el regulador acepta adquirir la energía. Su cálculo lo realiza la CNE en paralelo al precio nudo y también refleja las condiciones del costo de generación del sistema eléctrico. En las licitaciones pre-reforma el precio promedio de adjudicación se encuentra entre el 90% y 93% del precio techo, reflejando el grado de estrechez del mercado en ese período. Posterior a la reforma de la Ley 20.805, el precio promedio de licitación se aleja significativamente del precio techo, tomando un valor entre el 53% y el 63% de los precios techo fijados⁹³.

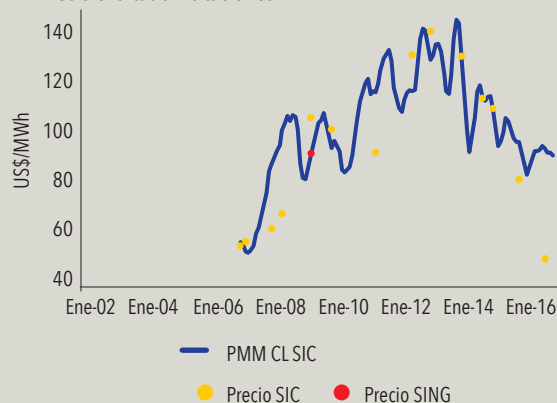
Gráfico 12: Precio Nudo y Precio Ofertado Licitaciones



Fuente: Datos CNE

93 La diferencia en porcentajes se debe a si la comparación se realiza con precios promedio simple del período o precios promedio ponderados según la energía adjudicada en el proceso.

Gráfico 13: Precio Medio de Mercado Clientes Libres y Precio Ofertado Licitaciones



Fuente: Datos CNE

En el Gráfico 13 se relaciona el Precio Medio de Mercado (PMM) del SIC para clientes libres con el precio de las licitaciones. Su valor se calcula en una ventana de cuatro meses, con un desfase de dos meses desde el último mes de la ventana respecto del que se publica. Se observa que el precio ofertado en los procesos de licitación se mueve de manera bastante similar al precio que obtienen los clientes libres. No obstante, los precios promedios de las dos últimas licitaciones de 2015 se desacoplan hacia la baja respecto del índice de clientes libres. Una razón detrás de la divergencia entre ambos precios es la fuerte presencia de tecnologías solares y eólicas en las dos

últimas licitaciones, las cuales alcanzaron a un 57% del volumen total adjudicado en los procesos post-reforma. Por su parte el PMM contiene contratos de grandes clientes de largo plazo, los que tienen algún grado de inercia y no reflejan aún los posibles nuevos precios de las tecnologías no convencionales.

Finalmente debemos mencionar como posible causa de la drástica caída de precios en las licitaciones postreforma, los menores costos de instalar centrales de generación fotovoltaicas y termosolares, así como eólicas. Información anecdótica revela que licitaciones en diversos países realizadas en los últimos dos años muestran caídas de precios en subastas de energía debido a la presencia de fuentes solares y eólicas⁹⁴. De todas formas, de acuerdo al reporte de subastas de energías renovables (2016), los precios logrados en Chile en la subasta adjudicada el 2016 serían los más bajos de todas las licitaciones registradas alrededor de la misma fecha.

Junto al menor costo de la tecnología, estas centrales presentan menor complejidad en su construcción debido al menor impacto que producen en el medio ambiente, lo que se traduce en tramitaciones ambientales más rápidas y menor oposición de las comunidades adyacentes a los proyectos. De mantenerse la tendencia observada en los últimos procesos en Chile y también a nivel internacional, es esperable que los precios presenten aún menores precios y las tecnologías fósiles o tradicionales no sean competitivas.

94 Es el caso de Argentina (2016), Australia (2016), México (2016), Dinamarca (2016) e India (2017)

3. SÍNTESIS DE LOS RESULTADOS DE LA LEY 20.805

Las dos subastas realizadas bajo la vigencia de la nueva Ley de Licitaciones, en materia de precios, generaron una caída desde valores entre 108 y 129 US\$/MWh a 79 y 48 US\$/MWh, lo cual representa una baja muy superior al 25% que era la meta que la autoridad del sector se había fijado al momento de lanzar la reforma. Un segundo indicador relevante es la ausencia de procesos incompletos por falta de oferta. En las licitaciones previas no fue posible adjudicar el total de energía, debido a que no hubo ofertas para todos los bloques licitados o porque se hallaban por sobre el precio techo o máximo. Bajo la vigencia de la Ley 20.805, en ambas licitaciones se adjudicó el total de energía licitado. El caso más notable de holgura de oferta lo representó la subasta adjudicada el 2016, donde el volumen de energía ofrecido fue de alrededor de siete veces lo licitado.

Los déficits de oferta implican que el precio sombra representativo de una licitación es mayor al precio promedio de los bloques adjudicados. De este modo, las reducciones de precios de las subastas se estarían subestimando al no incorporar el precio sombra de los bloques sin asignar.

En cuanto a atraer un mayor número de participantes a las subastas, el resultado también es satisfactorio puesto que los dos procesos posteriores a la reforma de la Ley 20.805 muestran un significativo aumento en el número de oferentes. En los procesos previos al 2013 las ofertas provinieron en su mayoría de los tres generadores incumbentes. La licitación de 2014 logró aumentar los oferentes hasta 18, sin embargo los incrementos más significativos se produjeron en las licitaciones adjudicadas en 2015 y 2016, presentándose 38 y 84 ofertas respectivamente.

Sobre el ingreso de nuevos actores, observamos que en los procesos pre-reforma, los tres actores establecidos se adjudicaron el 91% del volumen licitado, porcentaje superior a su participación en el total de generación del Sistema Interconectado Central. En las licitaciones postreforma, de los incumbentes, solo Endesa logró adjudicarse un bloque equivalente al 48% de la segunda subasta. Los otros dos actores –Colbún y AES. Gener– participaron pero no se adjudicaron contrato alguno. El resto de la energía licitada, que corresponde al 57% del volumen licitado en ambos procesos, fue adjudicado a nuevas empresas.

El objetivo de diversificación de la matriz energética también muestra avances, pues el mismo 57% de nuevos actores ingresa con proyectos de energías renovables no convencionales, como eólicas, fotovoltaicas y termosolares. Se debe resaltar que el ingreso de nuevos operadores que proveerán energía mediante fuentes no convencionales se produjo sin subsidios ni mecanismo de favoritismo en las subastas.

Es pertinente preguntarse si los resultados satisfactorios obtenidos en las subastas realizadas con posterioridad a la reforma de la ley se explican por los cambios legales introducidos, que afectaron el diseño de las subastas y los contratos de las empresas adjudicatarias, o bien responden a factores exógenos propios de la industria, ajenos al cambio regulatorio.

Dentro de los posibles factores que podrían también causar los buenos resultados de las licitaciones está la caída de los precios de la energía a nivel local y el mayor desarrollo de las fuentes de energías no convencionales, como la solar y fotovoltaica. Debido a la escasez de datos –doce procesos pre-reforma y dos postreforma– no es posible realizar test estadísticos que nos permitan identificar con claridad el impacto de cada posible factor en los resultados de las subastas. A pesar de la escasez de datos, se realiza un análisis razonado respecto al impacto que podrían tener ambos factores en los precios de compra de la energía obtenidos en los dos últimos procesos de licitación.

Si usamos el costo marginal de generación como señal de precio de la energía, se observa que los precios promedio de las licitaciones siguen la tendencia del costo marginal anualizado. El único período de excepción es entre el 2006 y el 2009, donde se produce el escenario más crítico de estrechez energética, alcanzando el mercado spot precio por sobre los 300 US\$/MWh (200 US\$/MWh en precio anualizado). Los precios de licitación en tal período alcanzaron valores entre los 90 y 100 US\$/MWh, sin embargo no fue adjudicada toda la energía, lo cual reflejaría que estos últimos precios no serían completamente representativos de tal escenario. Por otro lado, los precios de clientes libres también muestran un grado de asociación con los precios de las licitaciones excepto la última subasta, cuyo precio promedio de 48 US\$/MWh corresponde a la mitad del precio de clientes libres, alejándose de la tendencia de este último indicador.

Por otro lado, un 57% de la energía adjudicada en los procesos postreforma corresponde a fuentes no convencionales de energía, para las cuales los combustibles fósiles, que determinan el costo marginal, no son parte de sus insumos. Si la competencia en las últimas licitaciones es solo entre proveedores con tecnologías ERNC, entonces el precio de los combustibles como carbón y petróleo no tendría incidencia en los precios resultantes de las subastas.

La evidencia internacional de subastas de energía indica que los precios de adjudicación de generación mediante tecnologías solares y eólicas han mostrado reducciones relevantes en los últimos años. Sin embargo, los valores obtenidos en Chile, sobre todo en la última subasta adjudicada en 2016, se hallan dentro del límite inferior de la muestra de nueve países que realizaron procesos en la misma

fecha. Aunque las nuevas subastas convocadas en Chile postreforma se realizaron en un escenario de caída de precios de generación de energías renovables, los cambios introducidos a la LGE pueden considerarse complementarios a esta nueva realidad.

ANEXO 1: PRECIO NIVELADO DE LAS OFERTAS

La fórmula para calcular el precio nivelado, empleada en las nuevas licitaciones, es la siguiente:

$$Precio_{Nivelado} = \frac{\sum_{i=0}^{N-1} \frac{Precio_{Oferta} * PFI_{Inicio+i} * EO_{Inicio+i}}{(1+r)^{Inicio+i}}}{\sum_{i=0}^{N-1} \frac{EO_{Inicio+i}}{(1+r)^{Inicio+i}}}$$

Donde:

Precio Oferta: Precio de la oferta económica en el punto de oferta, en US\$/MWh.

PFI inicio+i: Proyección de la fórmula de indexación asociada a la oferta correspondiente en el año (inicio+i).

EO inicio+i: Cantidad de energía ofertada por la Oferta en el año (inicio+i), la cual corresponde al número de sub-bloques asociados a la oferta, multiplicado por la cantidad de energía anual correspondiente a un Sub-bloque de Suministro en el año (inicio+i), en GWh.

Inicio: Variable asociada al año de inicio de suministro del Bloque de Suministro correspondiente, contado desde el año de presentación de las ofertas.

N: Número de años considerados para la proyección de los índices de la fórmula de indexación respectiva, contados a partir del inicio del suministro. El valor de esta variable corresponde a 10 años.

R: Tasa de descuento anual utilizada para la evaluación, correspondiente a 10%.

Adicionalmente, se considera:

$$PFI_j = a_1 * \frac{PI_{diesel_j}}{PI_{diesel_{base}}} + a_2 * \frac{PI_{fuel_j}}{PI_{fuel_{base}}} + a_3 * \frac{PI_{carbón_j}}{PI_{carbón_{base}}} + a_4 * \frac{PI_{brent_j}}{PI_{brent_{base}}} + a_5 * \frac{PI_{gnl_j}}{PI_{gnl_{base}}} + a_6$$

Donde:

PI Índice j: proyección del precio del combustible para el año j, correspondiente a la serie de precios reales de acuerdo a la última publicación del Annual Energy Outlook.

PI índice base: Depende de la base. Se ha utilizado la proyección del precio del combustible para el año 2016, correspondiente a la serie de precios reales de acuerdo a la última publicación del Annual Energy Outlook.

Ai: Ponderador asociado al índice i individualizado en la oferta. La suma de todos los ponderadores debe ser igual a 1.





CAPÍTULO III **EXPLICACIÓN** **NORMATIVA**

Andrés Romero Celedón, Carolina Zelaya Ríos, Manuel Matta Aylwin

INTRODUCCIÓN

EXPLICACIÓN NORMATIVA

*Andrés Romero Celedón, Carolina Zelaya Ríos, Manuel Matta Aylwin*⁹⁵

En el Capítulo II se efectuó un análisis de la nueva política pública, para lo cual se expusieron las principales alternativas consideradas en la etapa prelegislativa de la Ley 20.805 y las decisiones adoptadas respecto de cada una de las materias discutidas, dando cuenta de los fundamentos de tales decisiones. De esta manera, ya se explicó en términos generales las disposiciones e instituciones más relevantes de la nueva Ley de Licitaciones. Sin embargo, existen algunos aspectos normativos en los cuales nos gustaría profundizar, tarea a la que nos abocaremos en el presente Capítulo, pero esta vez no desde la óptica de las opciones que se barajaron en la etapa de generación de la nueva política pública, sino que focalizándonos en aquello que finalmente quedó plasmado en la ley.

⁹⁵ Andrés Romero es Secretario Ejecutivo de la CNE; Carolina Zelaya es Jefa del Departamento Jurídico de la CNE; y Manuel Matta es abogado, Máster en Derecho de la Universidad de California, Berkeley.

I. EL NUEVO ROL DE LA AUTORIDAD EN LAS LICITACIONES

Según vimos anteriormente, en la etapa prelegislativa de la Ley 20.805 se analizaron distintas alternativas acerca de cuál debía ser el organismo responsable de las licitaciones. Dentro de las alternativas consideradas estuvo mantener a las distribuidoras en tal función o traspasársela a los CDEC. También se analizó la viabilidad de un organismo independiente especialmente creado para este propósito o asignarle la conducción de las licitaciones a la CNE, siendo esta, en definitiva, la opción impulsada en el Proyecto de Ley y aprobada por el Congreso Nacional. Así quedó plasmado a lo largo de toda la Ley 20.805 y, en particular, en el artículo 131 de la LGSE, al señalarse que *“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 (...)”*. De este modo, se buscó dar un rol preponderante al Estado en la orientación y regulación del mercado eléctrico, tal como se indicó en el documento Energía 2050 del Ministerio de Energía: *“En un contexto de desarrollo del sector que se da a través de soluciones de mercado, este no siempre brinda las decisiones que llevan a preservar el bien común y las preferencias que la sociedad exige a este insumo esencial. La sociedad chilena espera del Estado un rol de planificación y conducción que considere a todas las partes interesadas en la definición de una estrategia sólida y consistente, que vaya orientando el mercado”*⁹⁶.

Ahora bien, entendiendo que el mercado eléctrico se encuentra entregado a la administración y operación por parte de privados, la decisión de otorgar al Estado un rol central en las licitaciones de suministro eléctrico no vino dado por un mero capricho, ni mucho menos por el deseo de la autoridad de incrementar sus prerrogativas. Por el contrario, esta definición se encuentra fundamentada en la naturaleza misma del sistema eléctrico, el cual constituye típicamente un servicio público, toda vez que persigue un fin de interés general, cual es la provisión de energía eléctrica a la comunidad nacional para el desarrollo de sus actividades. Es decir, busca la satisfacción de una necesidad pública y básica de toda la población. En este sentido, adherimos a un criterio funcional o material del concepto

96 Energía 2050, Política Energética de Chile, Ministerio de Energía, diciembre 2015, Pág. 9.

de servicio público, que atiende a la naturaleza o características del servicio, en contraposición al criterio orgánico o formal, el cual considera servicio público únicamente a las actividades que realizan los órganos o entes que integran la Administración del Estado^{97/98}.

La naturaleza de servicio público del sistema eléctrico nacional se ve confirmada por el hecho de que a su respecto concurren o se cumplen todas las características que la doctrina de Derecho Administrativo ha señalado para su conceptualización. En efecto, el sistema eléctrico reúne las siguientes características:

- a) Continuidad: la actividad no puede interrumpirse o paralizarse dado el carácter público de su función en beneficio de toda la comunidad.
- b) Regularidad: el servicio debe observar y someterse a las normas positivas preestablecidas que lo han creado y estructurado.
- c) Uniformidad: dado que el servicio ha sido establecido en favor de la colectividad, sus prestaciones deben ser iguales para todos aquellos que, dentro de un mismo orden, se encuentren en condiciones de recibir sus beneficios.
- d) Obligatoriedad: la prestación del servicio debe necesariamente entregarse o proveerse, sin que la autoridad pueda beneficiar con ella a algunos y negarla a otros.
- e) Permanencia: la prestación del servicio debe mantenerse en el tiempo, en tanto subsistan las necesidades públicas que tal prestación satisface.

El artículo 7 de la LGSE recoge la naturaleza de servicio público del sistema eléctrico. Así, dicha norma establece que *"Es servicio público eléctrico, el suministro que efectúe una empresa concesionaria de distribución a usuarios finales ubicados en sus zonas de concesión, o bien a usuarios ubicados fuera de dichas zonas, que se conecten a las instalaciones de la concesionaria mediante líneas propias o de terceros". Asimismo, dicha disposición señala que "es servicio público eléctrico el transporte de electricidad por sistemas de transmisión nacional, zonal y para polos de desarrollo de generación".*

97 Enrique Silva Cimma, "Derecho Administrativo Chileno y Comparado. El Servicio Público". Editorial Jurídica de Chile, año 1995, pág. 27.

98 De acuerdo a Evans y Seeger, se trata de un servicio público en mano privada: "esto significa la asunción por el Estado de la titularidad sobre esta actividad o quehacer social, en la cual si bien aquél delega o concede su gestión a los particulares por razones económicas o de buen servicio, la Administración asume poderes de regulación y control del servicio. En síntesis, se reconoce el interés público del suministro eléctrico, pero se entrega la gestión del servicio a empresas privadas, asumiendo el Estado -garante del bien común involucrado- un rol subsidiario, como entidad reguladora y fiscalizadora". Eugenio Evans Espiñeira y María Carolina Seeger Caerols, "Derecho Eléctrico", Editorial Lexis Nexis, año 2006, pág. 6.

Si bien la LGSE reconoce la naturaleza de servicio público para el segmento de transmisión y de distribución a clientes regulados en los términos indicados en el artículo 7, no puede perderse de vista que dichos segmentos se encuentran integrados sistémicamente con el segmento de generación. De ahí que se alude al “sistema eléctrico” como un todo, ya que el funcionamiento de la distribución, la transmisión y la generación es interdependiente, teniendo cada uno de tales segmentos un mismo objetivo: la satisfacción de una necesidad pública de provisión de energía eléctrica. De hecho, así lo ha entendido la Corte Suprema al sostener que si bien la generación ha sido excluida en el artículo 8 de la LGSE de la calidad de servicio público, el producto que se subasta en las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados *“corresponde a un servicio público, que exige la tutela, atención y resguardo del Estado y sus organismos fiscalizadores”*⁹⁹.

La Ley 20.805 recogió la naturaleza de servicio público del sistema eléctrico como un todo, visualizando las licitaciones de suministro como un importante instrumento de política pública para orientar y conducir tal sistema. Así, las licitaciones constituyen un mecanismo de que se vale el Estado para garantizar el suministro contratado de clientes regulados, asegurando condiciones de eficiencia económica, seguridad, competencia y diversificación.

Que las licitaciones de suministro sean un instrumento de política pública del Estado para orientar el sistema eléctrico a los objetivos de eficiencia económica, competencia, seguridad y diversificación, se traduce no solo en que la CNE es la responsable de las licitaciones, debiendo diseñarlas, coordinarlas y dirigir las, dejando a las distribuidoras únicamente los aspectos administrativos y de gestión de tales procesos, sino también y muy especialmente en la regulación de los contratos a que dan lugar dichas licitaciones. Por este motivo, la Ley 20.805 estableció en forma expresa en el artículo 132 de la LGSE, que dentro de las bases de licitación que elabora la CNE se considerará un contrato tipo de suministro de energía para servicio público de distribución que regirá las relaciones entre la concesionaria de distribución y la empresa generadora adjudicataria. De esta manera, es la autoridad la que define el contenido normativo de dichas relaciones, con lo cual se establece de manera clara y categórica que los contratos de suministro se rigen por normas de orden público, precisamente por el interés público que ellos involucran, tal como lo ha sostenido la Corte Suprema de Justicia, máximo órgano jurisdiccional de nuestro país. En efecto, la Corte Suprema ha fallado que la relación contractual resultante de las licitaciones de suministro es una relación esen-

99 Sentencia Corte Suprema dictada en causa caratulada “Empresa Nacional de Electricidad S.A. contra Superintendencia de Electricidad y Combustibles”. 29 de julio de 2015, Rol N° 4365-2015.

cialmente “publicada”, escapando de una regulación puramente privatista¹⁰⁰. Lo anterior es sin perjuicio de que las partes del contrato es la respectiva empresa generadora y distribuidora, las cuales, a través del régimen de responsabilidad contractual, se encuentran legitimadas para exigir su cumplimiento forzado o por equivalencia, quedando, en todo caso, a salvo la facultad de la autoridad para aplicar sanciones a tales empresas en caso de que los incumplimientos contractuales impliquen además infracciones legales, como podría ser el caso en que una distribuidora, por incumplimiento de su contraparte, no contara con suministro para abastecer a sus clientes regulados.

Pero que los contratos de suministro eléctrico sean acuerdos que se rigen por normas de orden público se manifiesta no solo en que su contenido es fijado por la autoridad –en este caso la CNE en las bases de licitación–, sino en varias otras circunstancias. Dentro de ellas podemos mencionar el hecho de que estos contratos solo pueden suscribirse por las partes previa aprobación de la CNE mediante resolución exenta y debiendo ser registrados ante la SEC, según lo establece el artículo 134 de la LGSE: *“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”*. Misma idea se encuentra contenida en el artículo 65 del Reglamento de Licitaciones de Suministro Eléctrico¹⁰¹.

Asimismo, como lo establecen los artículos 81 y 83 del Reglamento, toda modificación de los contratos de suministro debe ser necesariamente aprobada por la CNE en forma previa a su concreción, manteniéndose, en todo caso, las condiciones esenciales del suministro adjudicado y no habiendo lugar a pagos adicionales, salvo aquellos que deriven de los mecanismos de revisión de precios que prevé la misma LGSE. Estas aprobaciones y autorizaciones de la CNE constituyen verdaderos requisitos de validez de los contratos.

Por último, otra expresión fundamental del carácter publicado de los contratos de suministro se encuentra en el hecho de que estos deben someterse y adecuarse en todo momento a la normativa vigente, según lo prescribe el artículo 83 del

100 Sentencia Corte Suprema en causa “Empresa Nacional de Electricidad S.A. contra Superintendencia de Electricidad y Combustibles”.

101 Decreto Supremo N° 106 del Ministerio de Energía de 16 de junio de 2016 que “Aprueba Reglamento sobre Licitaciones de Suministro de Energía para Satisfacer el Consumo de los Clientes Regulados de las Empresas Concesionarias del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica y Deroga el Decreto Supremo N° 4, de 2008, del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción”. En adelante, cada vez que hagamos referencia al “Reglamento” en términos genéricos, estaremos aludiendo a este Reglamento.

Reglamento. Por esta vía, se descarta definitivamente que los contratos de suministro se rijan únicamente por la normativa en vigor al momento de su suscripción, avalando la posición de la autoridad en relación a que a dichos contratos debe entenderse incorporada toda la normativa que se vaya dictando en lo sucesivo y que incida en su ejecución, tales como leyes, reglamentos, decretos tarifarios y de racionamiento.

Finalmente, para concluir, cabe señalar que, tal como adelantamos, la CNE es la responsable de diseñar, coordinar y dirigir las licitaciones, esto es, orientarlas y fijar su contenido y lineamientos, lo que no quita a las distribuidoras un rol de gestión y ejecución de tales procesos. En efecto, son dichas empresas las que deben responder las consultas de los proponentes acerca de las bases, previa aprobación de la CNE; ejecutar los procesos de apertura y evaluación de las propuestas, y comunicar la adjudicación de la respectiva licitación, debiendo, además, asumir el costo de estos procesos.

II. ESQUEMA Y PROCEDIMIENTO DE LICITACIONES

La Ley 20.805 estableció un esquema de licitaciones más flexible al que existía con anterioridad a su dictación, dotando a la CNE de mejores herramientas para hacer frente a las necesidades del mercado eléctrico, procurando evitar suministros sin contrato, los cuales, a la postre, generan incertidumbre y mayores precios.

La Ley 20.805 considera un esquema con tres modalidades de licitaciones, cuya aplicación depende de las circunstancias que las motivan, la antelación para el inicio del suministro y la duración de los contratos a que dan lugar:

- 1) Licitaciones de largo plazo: se establecen como la regla general del nuevo sistema de licitaciones, puesto que generan mayor certidumbre a los eventuales participantes, lo cual aumenta la competencia y, por ende, presiona los precios a la baja. La antelación mínima para el llamado a licitación son cinco años y la vigencia de los contratos que se generen en estos procesos puede tener una duración máxima de 20 años.
- 2) Licitaciones de corto plazo: estas licitaciones se utilizan en escenarios donde existe la posibilidad de que en el mediano plazo pueda haber un descalce entre la oferta y la demanda, como podría darse cuando hay aumentos inesperados de demanda o licitaciones declaradas total o parcialmente desiertas. Estas licitaciones pueden convocarse con un plazo menor a los cinco años y dar lugar a contratos de suministro con la duración que la CNE estime necesaria para superar la situación a la que se quiere hacer frente.
- 3) Licitaciones excepcionales de corto plazo: también denominadas licitaciones de cortísimo plazo, la CNE solo puede utilizarlas en los casos en que el consumo de energía de una distribuidora para el año siguiente, destinado a abastecer a sus clientes regulados, resulte superior al suministro contratado de energía disponible para tales efectos. Estas licitaciones pueden ser llamadas en cualquier periodo del año y los contratos que deriven de ellas no pueden tener una duración superior a tres años. Además, una nota distintiva de estas licitaciones es que los contratos de suministro a que dan lugar consideran un esquema de precios regulado en la LGSE, que garantiza valores

mínimos a los oferentes. En este sentido, las licitaciones de cortísimo plazo, dada su naturaleza de urgencia, buscan asegurar el suministro, más que obtener precios competitivos¹⁰².

1. ETAPAS DE LAS LICITACIONES DE LARGO PLAZO

Constituyendo las licitaciones de largo plazo la regla general, las normas legales y reglamentarias que las rigen son aplicables supletoriamente también a las licitaciones de corto plazo y a las de cortísimo plazo, estas últimas con las excepciones previstas en la regulación particular. Por lo anterior, a continuación haremos una breve síntesis de las etapas de las licitaciones de largo plazo.

1) FASE PREVIA AL LLAMADO A LICITACIÓN

No obstante que la CNE es la responsable de los procesos de licitación y, por ende, de su diseño, coordinación y dirección, son las distribuidoras las que le entregan la información acerca del comportamiento de la demanda del mercado eléctrico y sus necesidades, insumo que le permite a la Comisión efectuar las proyecciones de demanda y determinar las necesidades de suministro a contratar. Es en razón de ello que el inciso final del artículo 131 de la LGSE y el artículo 11 del Reglamento obliga a las distribuidoras a informar semestralmente a la Comisión de tales circunstancias, de manera justificada, detallada y fundamentada, a más tardar el 15 de enero y el 15 de julio de cada año, en la forma que lo ordene la misma Comisión.

El incumplimiento de esta obligación por parte de las distribuidoras o la entrega de información errónea, incompleta o elaborada a partir de información no fidedigna, da lugar a las sanciones que se prevén en la Ley 18.410, Ley Orgánica de la SEC, sanciones que, dependiendo de la gravedad de la falta, pueden consistir en amonestación por escrito; multa de 1 unidad tributaria mensual a 10.000 unidades tributarias anuales; clausura temporal o definitiva, y caducidad de la concesión.

¹⁰² Se debe tener presente que de conformidad al artículo 2° del Reglamento, el traspaso de excedentes constituye otra medida para hacer frente a escenarios donde el consumo de energía de una distribuidora para el año siguiente, destinado a abastecer a sus clientes regulados, resulte superior al suministro contratado de energía disponible para tales efectos.

Con la información entregada por las distribuidoras y otros antecedentes que se derivan de los análisis de la CNE, esta elabora y publica un “Informe Preliminar de Licitaciones” a más tardar dentro de los 15 primeros días del mes de marzo de cada año, el cual contiene los aspectos técnicos del análisis de las proyecciones de demanda de las distribuidoras, 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 que desee convocar, según el análisis previo del mismo informe.

El Informe se denomina “preliminar”, porque puede ser objeto de observaciones sobre aspectos técnicos por parte de las empresas distribuidoras y generadoras y todas aquellas instituciones y usuarios interesados que previamente se hayan inscrito en un registro que la CNE debe abrir especialmente al efecto en el mes de diciembre de cada año. Estas observaciones deben realizarse dentro de los 15 días siguientes a la fecha de publicación del Informe Preliminar, en la forma que establece el artículo 14 del Reglamento.

Una vez vencido el plazo de 15 días antes indicado, la CNE tiene 30 días para responder de manera fundada cada una de las observaciones técnicas al Informe Preliminar que se hubieren formulado con fundamento y acompañando los antecedentes que las sustenten. Dentro de los mismos 30 días, la CNE debe publicar en su página web y notificar por correo electrónico a las distribuidoras, generadoras e instituciones y usuarios interesados, el documento que contenga las respuestas a las observaciones y el Informe Final de licitaciones, que debe incluir las modificaciones resultantes de las observaciones que hayan sido acogidas, si es que las hubiere.

A contar de la fecha en que se practique la notificación del Informe Final, se abre un plazo de 15 días para que distribuidoras, generadoras o usuarios registrados puedan someter al Panel de Expertos aquellas discrepancias que surjan únicamente en relación con las proyecciones de demanda que contenga dicho Informe.

El Informe pasará a tener el carácter definitivo una vez vencido el plazo para formular discrepancias ante el Panel de Expertos, sin que estas se hubieren formulado; o una vez que el Panel de Expertos pronuncie su dictamen rechazando la discrepancia en favor de la Comisión; o bien, una vez que el Panel emita su dictamen acogiendo alguna de las discrepancias y, como consecuencia de ello, la Comisión modifique el Informe Final de Licitaciones, para lo cual tiene un plazo de 10 días desde la fecha del dictamen.

El Informe Final de licitaciones con carácter definitivo debe ser publicado en el sitio web de la CNE y, junto con ello, enviado mediante correo electrónico a las concesionarias de distribución, empresas generadoras e instituciones y usuarios interesados.

Como se puede apreciar, se estructuró un mecanismo que contiene limitaciones claras a la discrecionalidad de la CNE y que elimina cualquier posibilidad de arbitrariedad por parte de la autoridad, que fue una de las aprensiones planteadas por algunos en la etapa prelegislativa y legislativa de la Ley 20.805. Así, por una parte la información es provista por los propios actores del mercado y, por otra, las proyecciones que la Comisión hace utilizando esa información pueden ser objeto de observaciones e incluso de discrepancias ante el Panel de Expertos. Esto es relevante, dado que el Informe Final de Licitaciones es el que fundamenta el contenido de las Bases de Licitación y las decisiones de política que la autoridad hace a través de ellas. De este modo, si bien las licitaciones son de responsabilidad de la CNE, cuentan con la participación activa de las distribuidoras, las generadoras y los usuarios del sistema eléctrico.

Pero el escrutinio de las actuaciones de la autoridad no queda ahí, puesto que si el Informe Final determina la necesidad de efectuar licitaciones, entonces elaborará las Bases, las cuales notificará a las distribuidoras licitantes para que también puedan observarlas dentro de los 15 días siguientes contados desde su notificación. Vencido este plazo, la CNE tiene otros 15 días para aprobar las Bases definitivas que deberá nuevamente notificar a las empresas licitantes y publicar en la página web.

Las condiciones de las Bases se explicitan en el artículo 132 de la LGSE y en el artículo 19 del Reglamento. Dichas condiciones deben consistir, a lo menos, en la cantidad de energía a licitar; los Bloques de suministro requeridos; el período de suministro que debe cubrir la oferta, el que, como ya hemos señalado, no podrá ser superior a 20 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, y un contrato tipo. Estas condiciones son detalladas a través de los contenidos mínimos que considera el artículo 21 del Reglamento.

Dentro de las condiciones, criterios y metodologías de evaluación, se incluye las fórmulas de indexación de los precios ofertados, las cuales pueden ser las que proponga la CNE o bien aquellas que elijan los licitantes, si es que las Bases así lo permiten.

Como se puede apreciar, el Reglamento establece plazos bien definidos para los procesos de licitaciones y sus diferentes etapas, lo que permite a los eventuales proponentes conocer de antemano el periodo de cada año en el que se llevarán a cabo tales procesos. Esta es una diferencia sustancial a lo que ocurría en forma previa a la dictación de la Ley 20.805, en que se hacían licitaciones en cualquier momento del año, según las necesidades que hubiera, firmándose contratos de suministro en distintas épocas.

Este orden de los periodos de licitación es relevante por dos motivos: en primer término, porque otorga certezas a los inversionistas, permitiéndoles planificar sus flujos y, en segundo lugar, porque permite reducir y uniformar los decretos tarifarios, que antes de la nueva Ley de Licitaciones se dictaban en tres periodos del año: (i) a propósito de una indexación; (ii) con ocasión del inicio de un contrato de suministro, y (iii) en función de la semestralidad de los Precios de Nudo de Corto Plazo. En cada uno de estos periodos podían dictarse varios decretos, que generaban la necesidad de reliquidar periodos anteriores, generando caos e incertidumbre en el mercado eléctrico. Por eso, hoy se sabe que los contratos de suministro se inician el 1 de enero de cada año.

2) LA LICITACIÓN PROPIAMENTE TAL

Esta etapa se inicia con el llamado a licitación, el cual, por tratarse de una materia administrativa y de gestión, es responsabilidad de las distribuidoras licitantes. El llamado se hace conforme a lo que establecen las mismas Bases, dentro de los ocho días siguientes a la notificación a las empresas licitantes de la resolución que las aprueba.

Luego, el procedimiento de licitación se desarrolla de acuerdo a las fechas y plazos que se contienen en las Bases, pero siguiendo la siguiente secuencia de hitos:

- a) Periodo de publicidad de la Licitación;
- b) Venta de las Bases de Licitación;
- c) Periodo o periodos de consultas;
- d) Plazo de respuestas por escrito a consultas y publicación en el sitio de dominio electrónico de las distribuidoras;
- e) Presentación de las ofertas administrativas y de las ofertas económicas;
- f) Apertura y evaluación de las ofertas administrativas;
- g) Apertura de las ofertas económicas;
- h) Evaluación de las ofertas económicas presentadas;
- i) Comunicación formal de la adjudicación por parte de las distribuidoras;
- j) Firma del Contrato de Suministro por escritura pública, previa aprobación de la Comisión, y registro en la SEC.

Como ya hemos señalado, todo este proceso lo manejan directamente las empresas concesionarias licitantes que, en caso de ser varias, deben designar a un encargado del mismo y a un suplente.

Lo relevante, más allá de los aspectos procedimentales de las licitaciones, es el suministro de energía y potencia que se subasta y cómo se detalla en las Bases su naturaleza, características y condiciones. Dado que el suministro es el objeto propiamente tal de las licitaciones, este debe encontrarse debidamente detallado, de forma que se abastezca la totalidad de la demanda de los clientes regulados de la o las empresas distribuidoras licitantes, durante todo el periodo del respectivo contrato y con condiciones de seguridad y calidad que se ajusten a la normativa vigente.

Al respecto, de conformidad al artículo 31 del Reglamento, las Bases de licitación deben establecer la siguiente información respecto del suministro de energía y potencia activa, para todo el periodo que se licita:

- a) Requerimientos estimados anuales totales y por licitar de potencia activa en horas de punta y fuera de punta y porcentajes referenciales de distribución por Punto de Compra.
- b) Requerimientos estimados anuales totales y por licitar de energía activa y porcentajes referenciales de distribución mensual y por Punto de Compra.
- c) La proporción de energía requerida por cada distribuidora respecto del Bloque de Suministro.
- d) La distribución referencial en los respectivos puntos de compra de los requerimientos de cada distribuidora como porcentaje del monto anual requerido.
- e) La distribución mensual referencial de los requerimientos de cada distribuidora como porcentaje del monto anual requerido.

Se prevé la posibilidad de que el suministro licitado se componga de uno o más bloques de energía activa, incluyendo su respectiva potencia, pudiendo considerar dentro de cada Bloque, distintos Sub-Bloques. Los Bloques son los compromisos anuales máximos de energía y potencia que se licitan y que los proponentes deben estar dispuestos a asumir. Los Sub-Bloques son fracciones de dichas cantidades, todos de igual cantidad anual, fecha de inicio y de vencimiento. Cada Bloque debe tener un mismo punto de oferta durante toda la vigencia del contrato de suministro.

Lo relevante de los Bloques es que estos permiten a la autoridad establecer productos diferenciados respecto de cada uno de ellos, según el o los objetivos a los

cuales les dé preponderancia en función de las necesidades del mercado eléctrico determinadas en los informes de licitación. Como en cualquier caso, tal como vimos en el Capítulo II, las licitaciones deben promover la mayor competencia posible ("todos contra todos") en un marco de neutralidad tecnológica; la estructura y composición de los Bloques no puede hacerse de manera tal que implique una barrera de entrada a potenciales oferentes. Los proponentes, salvo condiciones especiales de licitación dispuestas por la autoridad, deben presentar una sola oferta administrativa, pero pueden considerar tantas ofertas económicas como Bloques consideren las Bases.

3) EVALUACIÓN DE OFERTAS Y ADJUDICACIÓN

Los mecanismos de evaluación y adjudicación deben quedar claramente establecidos y detallados en las Bases, pudiendo considerarse fórmulas de indexación de precios, pero en todo caso debiendo cumplir con los principios de transparencia y no discriminación arbitraria, de modo que se posibilite la participación de todo aquel que cumpliendo con los requisitos establecidos al efecto quiera hacerlo, de manera de favorecer la mayor competencia posible.

Las distribuidoras tienen el mandato legal del artículo 134 de la LGSE de siempre adjudicar a las ofertas más económicas, de acuerdo a las condiciones que se hayan fijado en las Bases para su evaluación. Con ello se busca alcanzar siempre la mayor eficiencia económica, pero dentro del marco de los otros objetivos de competencia, seguridad y diversificación que la autoridad pueda pretender alcanzar mediante las condiciones de evaluación. Dicho en otras palabras, la eficiencia económica siempre será un objetivo de las licitaciones, pero que se podrá compatibilizar con otro u otros objetivos de los que establece el artículo 131 bis de la LGSE, cuando las necesidades del mercado eléctrico así lo impongan.

Una vez que el encargado de la licitación haya hecho la adjudicación, levantará un acta de la misma, la cual será comunicada al adjudicatario mediante carta formal, a la cual se adjuntará el acta, dentro de las 48 horas siguientes de finalizada la evaluación económica. A partir de dicha notificación, el adjudicatario tiene un plazo de ocho días para suscribir y entregar a la respectiva distribuidora un acta de aceptación de la adjudicación reducida a escritura pública. Copia de dicha acta de aceptación debe ser remitida por la distribuidora a la CNE, para dos efectos: en primer lugar, para que la Comisión dicte el acto administrativo que formaliza la evaluación y adjudicación y, en segundo término, para que incorpore los precios resultantes de la licitación (Precios de Nudo de Largo Plazo) en el Decreto de Precios de Nudo de Corto Plazo.

Si el adjudicatario no suscribiera el acta de aceptación en los plazos establecidos al efecto, junto con cobrársele las respectivas garantías, la Comisión puede adoptar la decisión de que se ofrezca la energía asociada a tal adjudicatario al resto de los proponentes de la licitación, en un procedimiento de subasta cuyo precio máximo será aquel ofrecido por el adjudicatario que desistió. Así se establece un mecanismo que, de estar considerado en las Bases, puede evitar que el suministro sea declarado total o parcialmente desierto, según el caso. Si la CNE no instruyera ofrecer la energía del adjudicatario que desistió al resto de los proponentes, o si ofreciéndola no hubiera interesados, entonces la licitación se declarará desierta en relación a los Bloques correspondientes.

Cuando una licitación es declarada total o parcialmente desierta, la CNE puede llamar a una nueva licitación respecto de los suministros no adjudicados, siendo esta una hipótesis que faculta a la Comisión para utilizar el mecanismo de licitación de corto plazo.

Ahora bien, si el adjudicatario de una licitación de largo plazo suscribe oportunamente el acta de aceptación, entonces deberá firmar con la distribuidora, mediante escritura pública, el contrato de suministro dentro del plazo de un mes contado desde la fecha en que la CNE dicte la resolución por medio de la cual apruebe el contenido de tal contrato. Respecto de adjudicatarios de licitaciones de corto o cortísimo plazo, estos deberán firmar los contratos en los plazos que establezcan las Bases. En cualquier caso, la falta de suscripción oportuna del respectivo contrato hará que, junto con el cobro de las garantías del adjudicatario, la licitación deba ser declarada total o parcialmente desierta.

2. LICITACIONES DE CORTO PLAZO

Las licitaciones de corto plazo se gatillan cuando el Informe Final de Licitaciones que prepara la CNE, muestra que existen circunstancias especiales que las ameritan, tales como crecimientos no anticipados de demanda o licitaciones declaradas total o parcialmente desiertas, entre otros. En estos casos, según lo dispuesto en el artículo 135 bis de la LGSE y el artículo 10 del Reglamento, la CNE se encuentra facultada para fijar en las respectivas Bases de licitación, condiciones distintas a aquellas previstas para las licitaciones de largo plazo, específicamente en cuanto a dos materias:

- a. La anticipación del llamado a licitación respecto del inicio del suministro: si las licitaciones de largo plazo deben, por mandato del artículo 131 de la LGSE, ser convocadas con un mínimo de cinco años de antelación al inicio del suministro, las licitaciones de corto plazo permiten una convocatoria con una antelación inferior.
- b. La duración de los contratos: los contratos a que dan lugar las licitaciones de largo plazo tienden a tener una duración extensa, que no sobrepase los 20 años. En cambio, en las licitaciones de corto plazo, la autoridad puede establecer en las bases contratos con una duración sustancialmente menor, si lo estima pertinente, según las necesidades que se busque satisfacer.

En cuanto a los aspectos procedimentales de las licitaciones de corto plazo, a estas se les aplican las mismas etapas, plazos y formalidades señaladas para las licitaciones de largo plazo, con aquellas particularidades que la CNE pueda establecer vía Bases de licitación.

3. LICITACIONES EXCEPCIONALES DE CORTO PLAZO

Atendida su naturaleza, las licitaciones excepcionales de corto plazo o licitaciones de cortísimo plazo, presentan ciertas particularidades que las distinguen, siéndoles aplicables supletoriamente las reglas del procedimiento de las licitaciones de largo plazo que constituyen, según hemos visto, la regla general.

En primer término, estas licitaciones se distinguen de las de largo plazo porque su inicio no se encuentra en un Informe de Licitaciones. Por el contrario, se originan cuando, con ocasión de los monitoreos que permanentemente realiza la CNE, se prevé que el consumo efectivo de energía de una distribuidora para el año siguiente, destinado a abastecer a sus clientes regulados, resulte superior al suministro contratado de energía disponible para tales efectos. En tal caso la CNE dicta una resolución que instruye la realización de una licitación de cortísimo plazo. De esta manera, las licitaciones de cortísimo plazo pueden llamarse y realizarse en cualquier época del año, en la medida que se observe la contingencia antes indicada, lo que constituye otra diferencia con las licitaciones de largo plazo que tienen fechas definidas.

En caso de que la CNE prevea un descalce entre oferta y demanda de suministro eléctrico de un año para otro, debe informar de dicha situación a la o las distribuidoras respectivas, las cuales tienen que entregar a la Comisión, en el plazo de los cinco días siguientes, todos los antecedentes necesarios para dar cuenta de la situación de suministro para los próximos tres años, especificando la curva de demanda esperada para dicho período e indicando, además, si han solicitado y gestionado el mecanismo de traspaso de excedentes con otras distribuidoras, puesto que si no lo hubiesen hecho, esta podría eventualmente ser la vía para dar solución a la situación de descalce.

De acuerdo a la información que provean las distribuidoras, la CNE elaborará las Bases de licitación, las cuales tienen dos singularidades respecto de las Bases de licitaciones de largo plazo:

- a) El periodo de suministro no puede ser superior a tres años;
- b) El precio máximo de las propuestas no puede ser inferior a la componente de energía del precio medio de mercado, establecido en el informe técnico definitivo asociado al decreto de precios de nudo de corto plazo vigente al momento del llamado a licitación, ni superior a dicho precio incrementado hasta en un 50%.

Siendo, como lo indica su nombre, licitaciones excepcionales, los contratos a que dan lugar deben tener una duración restringida, ya que se pactan en situaciones de carácter urgente, no pudiendo, por tanto, obtenerse precios igualmente competitivos que en condiciones normales. Por la misma razón, como el objetivo de estas licitaciones es primordialmente asegurar suministros, se establece un precio mínimo que se le garantiza a las generadoras, para que estas se interesen en participar. Pero junto con este precio mínimo garantizado, los contratos resultantes de las licitaciones de cortísimo plazo incorporan fórmulas de indexación con mecanismos de ajuste que fluctúan a la par de los costos marginales y que se activan en los siguientes casos:

- a) Cuando el costo marginal horario en el punto de oferta del contrato se ubica dentro de una banda de precios entre un límite de 50% y 70%, inferior o superior, respecto de la componente de energía del precio medio de mercado vigente al momento del llamado a licitación: en este caso, el precio del contrato en el punto de oferta será igual al costo marginal en dicho punto;
- b) Cuando el costo marginal horario en el punto de oferta del contrato se ubica sobre el límite superior o bajo el límite inferior del 70% de la banda de precios antes señalada, respecto de la componente de energía del precio medio de mercado vigente al momento del llamado a licitación: en esta hipótesis el precio del contrato en el punto de oferta será igual a la componente de energía del precio medio de mercado vigente al momento del llamado a licitación incrementado o reducido en un 70%, según corresponda.

Finalmente, es importante consignar que la CNE debe procurar, en la medida que las condiciones lo permitan, priorizar las licitaciones de corto plazo, antes que las de cortísimo plazo, las que se deben reservar para situaciones excepcionales a las cuales debe hacerse frente en un plazo no superior a un año.

III. FLEXIBILIDAD ANTE IMPREVISTOS

Para reducir los precios del suministro eléctrico a clientes regulados, la Ley 20.805 tenía como objetivo primordial aumentar la competencia en las licitaciones,. Para alcanzar este fin era fundamental acortar los riesgos a los inversionistas en nuevos proyectos de generación, riesgos que podían traducirse en barreras de entrada o en mayores precios como primas.

Aumentar la antelación de las licitaciones a la fecha de inicio del suministro y alargar la duración de los contratos fueron dos medidas concretas que se tomaron a este respecto. Pero aun con tales medidas quedaba la posibilidad de que surgieran imprevistos originados en circunstancias de hecho o jurídicas que dieran una alta señal de riesgo a los inversionistas. De hecho, eso es lo que estaba sucediendo antes de la entrada en vigencia de la nueva Ley de Licitaciones, en que la instalación de los nuevos proyectos de generación tardaba más tiempo de lo planificado, principalmente como consecuencia de su judicialización.

Para hacer frente a los imprevistos o riesgos de hecho, la Ley 20.805 introdujo en el artículo 135 ter de la LGSE los mecanismos de postergación del inicio del suministro y del término anticipado de los contratos. A su vez, a efectos de disminuir los riesgos por cambios regulatorios, la nueva Ley de Licitaciones incorporó en el artículo 134 de la LGSE, un mecanismo de adecuación de precios de los contratos.

Pero si la Ley 20.805 quería generar mayor certidumbre a los inversionistas adoptando los mecanismos antes mencionados, de modo de aumentar la competencia y reducir los precios, tales mecanismos debían ir acompañados de requisitos y procedimientos claros para evitar que se utilizaran para la mera especulación, porque en tal escenario el objetivo buscado -menores precios- se podría ver frustrado. Por este motivo, la Ley 20.805, el Reglamento de Licitaciones y las Bases se han preocupado de normar en detalles, los mecanismos en cuestión.

En cuanto a la postergación del inicio de suministro y el término anticipado del contrato, solo pueden ser utilizados cuando las bases lo establezcan y se cumplan de manera copulativa los siguientes requisitos:

- a) En primer lugar, solo pueden hacerse valer respecto de proyectos nuevos. Es lógico que así sea, puesto que las centrales que ya se encuentran en operación no enfrentan las contingencias asociadas a la tramitación de permisos administrativos ni acciones judiciales que puedan retrasar el inicio de su suministro.

- b) Se pueden invocar solo ante situaciones inimputables para el suministrador del contrato, esto es, circunstancias que en modo alguno puedan ser atribuidas a su responsabilidad. El artículo 135 ter entrega a un consultor independiente y externo a la CNE la tarea de determinar la imputabilidad o inimputabilidad del suministrador en las circunstancias que invoca para hacer uso de los mecanismos de postergación del inicio del suministro y término anticipado del contrato. Dicho consultor debe ser contratado y financiado por el interesado y su designación se origina en un sorteo de un registro público de consultores creado al efecto por la CNE y en el cual pueden inscribirse personas naturales y jurídicas que acrediten una experiencia de al menos seis años en gestión de proyectos industriales, particularmente en la evaluación, planificación, desarrollo, construcción o supervisión de instalaciones de generación o transmisión eléctrica. Además, deben acreditar tener un título profesional afín con la función que desempeñara (exigencia que en el caso de personas jurídicas se impone a su representante legal) en los términos que señala el artículo 94 del Reglamento, y cumplir con los otros requisitos formales que establece dicho artículo.
- c) El proponente debe haber declarado formalmente en su oferta su deseo de hacer uso de estos mecanismos en caso de necesitarlos. Este es un requisito que la CNE ha incorporado vía Bases de licitación.
- d) El proponente debe contemplar en su oferta aquellos antecedentes que señalen las Bases y que digan relación con aspectos relevantes del proceso constructivo de su proyecto. Entre estos antecedentes se encuentran los siguientes:
 - i) Carta Gantt con los hitos del proyecto, tales como la obtención de la Resolución de Calificación Ambiental, la solicitud y obtención de las concesiones eléctricas correspondientes, la orden de proceder de equipos mayores, la fecha de inicio de la construcción y todo otro elemento que se considere relevante en el proceso constructivo pertinente.
 - ii) Si correspondiere, ingreso declarado admisible del Estudio o Declaración de Impacto Ambiental al Servicio de Evaluación Ambiental, o la Resolución de Calificación Ambiental si es que el proyecto ya contara con ella.
 - iii) Título habilitante para usar el terreno en el cual se ubicará o construirá el proyecto de generación, ya sea título de dominio, usufructo, arriendo,

concesional, títulos de servidumbres, o bien la respectiva solicitud de concesión o contrato de promesa relativo a la tenencia, uso, goce o disposición del terreno que lo habilite para desarrollar el proyecto.

- e) Debe entregar las garantías o cauciones que exijan las Bases para este efecto, las cuales se harán efectivas en caso de que se haga uso de los mecanismos. Los montos provenientes del cobro de las garantías o cauciones, son reintegrados a los clientes regulados a través de los decretos de fijación de precios de nudo promedio. De esta forma, se genera un desincentivo para los suministradores a hacer uso de la postergación del inicio de suministro o el término anticipado del contrato, sino en aquellos casos en que realmente procedan, y se compensa a los clientes regulados los eventuales mayores precios que deberán asumir por el uso de estos mecanismos.
- f) El proponente debe encontrarse dentro del plazo de tres años contados desde la firma del contrato. Es decir, se trata de una facultad que solo puede ser utilizada con una determinada antelación a la fecha de inicio del suministro, para posibilitar a la CNE adoptar las medidas que correspondan respecto del suministro que se dejará de entregar o que se postergará en el tiempo.

Cumplidos todos los requisitos antes señalados, el suministrador podrá elevar una solicitud a la CNE declarando su intención de terminar anticipadamente el contrato o postergar el inicio del suministro por un plazo no superior a dos años. Recibida esta solicitud por parte de la Comisión, esta cita al suministrador y a la respectiva distribuidora para que concurren a un sorteo público del consultor independiente que emitirá, dentro del plazo de 30 días contados desde que suscriba con el suministrador el contrato respectivo, el informe que determinará si la solicitud tiene o no fundamento plausible conforme a la LGSE. Recibido por la Comisión dicho informe, esta se pronunciará mediante resolución exenta aprobando o rechazando la solicitud de postergación o término anticipado.

Hasta aquí lo que dice relación con los mecanismos de flexibilización para hacer frente a riesgos derivados de contingencias de hecho. Pero, como adelantamos, la Ley 20.805 también previó mecanismos de flexibilización de los contratos ante contingencias legales, específicamente derivadas de cambios regulatorios.

Para este efecto, el artículo 134 de la LGSE, introducido por la nueva Ley de Licitaciones, estableció que los contratos de suministro pueden contemplar mecanismos de revisión de precios, para adecuarlos a la realidad de los costos de capital o de operación, cuando estos hayan variado en una magnitud tal que produzca un excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas del contrato. De esta manera, la Ley 20.805 introduce a la LGSE lo que en Derecho se conoce como la teoría de la imprevisión o de la excesiva onerosidad sobreviniente.

Este es un mecanismo que, a diferencia de la postergación del inicio de suministro o de la terminación anticipada del contrato, puede ser invocado tanto por el suministrador como por el distribuidor. Para este efecto, deben cumplirse los siguientes requisitos:

- a) Primeramente, este mecanismo debe estar contemplado en las Bases y en el contrato. El artículo 134 de la LGSE establece que “los contratos de suministro podrán contener un mecanismo de revisión de precios”. Bajo la voz “podrán” resulta claro que es facultativo para la CNE incorporar o no este mecanismo a las Bases y al contrato tipo.
- b) Dado que este mecanismo se activa por un excesivo desequilibrio económico de las prestaciones mutuas, tal desequilibrio debe provenir de variaciones de gran magnitud, no imputables a las partes del contrato, relativas a costos de capital o de operación para la ejecución del mismo contrato, en relación con las condiciones existentes al momento de ser formulada la respectiva oferta. Las Bases determinarán cuál es el porcentaje de variación mínimo de los costos de capital u operación que se considera que genera el excesivo desequilibrio económico. Así, por ejemplo, en las Bases de la Licitación 2015/01 este porcentaje se fijó en un 10%.
- c) La variación de los costos de capital u operación en la magnitud que determinen las Bases y el consecuente excesivo desequilibrio económico en las prestaciones mutuas, debe provenir de cambios sustanciales y no transitorios en la normativa sectorial o tributaria, siendo explícito el artículo 134 de la LGSE respecto a que se excluyen aquellos cambios normativos que sean aplicables con alcance general a todos los sectores de la economía. Estos cambios normativos deben tener un efecto directo y demostrable en la variación de los costos de capital u operación, teniendo la carga de dicha prueba quien solicita la adecuación de los precios del contrato.

Con la concurrencia de todos los requisitos mencionados, la distribuidora o el suministrador pueden elevar una solicitud a la CNE, la cual debe exponer y fundamentar en detalle de qué manera tales requisitos se cumplen, acompañando los antecedentes que sustenten la solicitud. Asimismo, debe exponer los criterios de modificación del precio del contrato y el nuevo precio propuesto.

Recibida que sea la solicitud, la CNE debe citar a las partes del contrato a una audiencia, debiendo, además, publicar en su página web un llamado a las asociaciones de consumidores que contempla la Ley del Consumidor a manifestar su voluntad de participar de la audiencia si es que así lo desean. Esta audiencia tiene por objeto que el solicitante exponga los fundamentos y antecedentes de su solicitud durante ella o dentro de los 15 días siguientes a su realización,

la CNE puede requerir al solicitante nuevos antecedentes o correcciones a los criterios de modificación de precios y al nuevo precio propuesto. Cumplido que sea lo anterior, la Comisión verifica que se ha superado el porcentaje o variación mínimo para determinar la magnitud que produzca el desequilibrio económico establecido en las Bases y podrá citar a una nueva audiencia con el fin de establecer las modificaciones.

Luego, el artículo 134 de la LGSE señala que *“en caso de llegar a acuerdo, la Comisión verificará previamente el cumplimiento de los requisitos señalados en el presente artículo y en el artículo anterior y autorizará las modificaciones contractuales a que dé lugar este mecanismo”*. La redacción de la norma no es correcta, puesto que la CNE no llega a “acuerdo” con el solicitante, toda vez que no es parte del contrato de suministro. En estricto rigor, la Comisión acoge o rechaza la solicitud del suministrador o el distribuidor. Si la acoge, da curso a la modificación del contrato, y si la desestima se abre un término de 15 días para que el solicitante pueda recurrir ante el Panel de Expertos para plantear su discrepancia. En esta instancia ante el Panel de Expertos también es permitido a las asociaciones de consumidores participar, pero no solo como asistentes en la audiencia, sino también presentando sus alegaciones formalmente dentro del mismo plazo de 15 días antes referido.

IV. PRECIO MÁXIMO DE LAS OFERTAS

El establecimiento de un precio máximo para las ofertas de las licitaciones ya existía con anterioridad a la Ley 20.805. En efecto, cuando la Ley Corta II introdujo el mecanismo de licitaciones para la contratación de suministro eléctrico para clientes regulados, previó la fijación de un precio máximo en el antiguo artículo 135 de la LGSE. Sin embargo, la Ley 20.805 innovó a este respecto, porque a diferencia de lo que ocurría con anterioridad a su dictación, estableció que el precio máximo debe ser reservado, pudiendo ser revelado a los proponentes solo una vez que se hayan abierto sus ofertas.

La reserva del precio máximo se estableció como uno más de los varios mecanismos que contempló la nueva Ley de Licitaciones para incrementar la competencia y reducir los precios. En efecto, si el precio máximo se mantiene reservado disminuyen las posibilidades de que los proponentes especulen sobre las ofertas del resto y, además, les imposibilita tender a igualar su oferta a ese precio máximo. De hecho, previo a la dictación de la Ley 20.805 los proponentes habían tendido a ver el precio máximo como un precio al cual tenían una suerte de derecho.

El precio máximo no necesariamente es único para cada licitación, sino que la CNE puede establecer tantos precios máximos como Bloques se liciten. De este modo, el precio máximo se ajusta a las particularidades de cada Bloque.

El precio máximo de las ofertas de energía se fija en un acto administrativo separado a la licitación y que tiene carácter de reservado. Este valor máximo es calculado por el jefe del Departamento de Regulación Económica y el jefe del Departamento Eléctrico de la CNE y, en todo caso, debe determinarse de manera fundada. Es decir, no puede tratarse de un valor arbitrario o caprichoso.

La LGSE en su artículo 135 se limita a señalar que el precio máximo permanecerá oculto *“hasta la apertura de las ofertas respectivas, pero sin mencionar a qué ofertas se refiere”*. En la práctica, en un primer momento se revelaba el precio máximo una vez efectuada la apertura de las ofertas administrativas. Pero se observó que, conociendo el precio máximo, algunos proponentes podrían dejar de subsanar las observaciones que la CNE les formulaba a sus ofertas administrativas, para evitar tener que proceder a la apertura de su oferta económica y revelar el precio al que pretendían adjudicarse la licitación. Por lo mismo, la CNE ha optado porque el precio máximo se revele solo una vez que se haya hecho la apertura de la totalidad de las ofertas económicas.

Por otra parte, la LGSE solo establece la obligación de fijar fundadamente un precio máximo para los Bloques licitados, pero sin entregar mayores detalles sobre esta materia, lo que ha permitido a la CNE aplicar este mecanismo bajo modalidades que promuevan una mayor competencia. Así, por ejemplo, en las licitaciones 2013/03, 2015/01 y 2015/02, junto con establecer un precio máximo o precio de reserva, se estableció también un margen de reserva, esto es, un porcentaje del precio de reserva por sobre dicho precio. Este margen fue revelado junto con el precio de reserva, comunicándosele a todos los proponentes la posibilidad de modificar los precios de sus ofertas económicas que se encontraran por sobre el precio de reserva del respectivo Bloque. Respecto de los proponentes con ofertas económicas que superaran el precio de reserva en un porcentaje menor o igual al margen de reserva, estos solo podían rebajar sus ofertas al precio de reserva, manteniendo los volúmenes de energía ofertados. En cambio, los proponentes con ofertas económicas que poseían un precio de oferta que superara el precio de reserva en un porcentaje mayor al margen de reserva, la modificación de su oferta solo podían efectuarla de manera tal de rebajar dicha oferta a un precio equivalente al precio de reserva reducido en un 3%, manteniendo los volúmenes de energía ofertados.

Con esta modalidad de precio de reserva y margen de reserva se busca evitar ofertas especulativas: a los proponentes no les resultará conveniente apostar por precios altos, esperando ajustarlos una vez que se revele el precio máximo, si es que su oferta no es adjudicada. Este sistema permite que hayan ajustes de precios, pero castigando a las ofertas más altas.

V. TRASPASO DE EXCEDENTES

Según señalamos en el Capítulo II, la Ley 20.805 fue explícita en que los traspasos de excedentes entre distribuidoras no requieren de más voluntades que las de ellas mismas, sin perjuicio de que los convenios que formalizan tales traspasos deben, previo a su suscripción, ser aprobados por parte de la CNE. De esta manera se evita cualquier interpretación que permita a las generadoras exigir su acuerdo o aprobación, entorpeciendo el traspaso de excedentes. Facilitar el traspaso de excedentes es relevante, puesto que, junto con las licitaciones excepcionales de corto plazo y previo a ellas, constituye otro mecanismo más para evitar suministros sin contrato que obliguen a las distribuidoras a comprar energía en el mercado spot.

Junto con lo anterior, la nueva Ley de Licitaciones reguló el precio de los traspasos de excedentes, de modo de no perjudicar a las generadoras que habían ofertado para un determinado punto, verificándose el retiro en otro diverso con distintos costos marginales.

El procedimiento de traspaso de excedentes entre las distribuidoras se efectúa de la siguiente manera:

- a) Las distribuidoras que presenten o proyecten déficit de suministro deben gestionar los traspasos requeridos de suministro contratado con otras distribuidoras que presenten o proyecten excedentes del sistema eléctrico.
- b) Las distribuidoras excedentarias que convengan traspasos de energía de sus suministros contratados con las distribuidoras deficitarias, deben distribuir dichos traspasos entre sus distintos contratos vigentes al momento del traspaso, a prorrata de la energía disponible en cada contrato para el correspondiente año calendario.
- c) Los montos de energía que se traspasen a las distribuidoras deficitarias serán distribuidos entre sus puntos de compra, a prorrata de la demanda efectiva mensual de dichas distribuidoras determinada en cada uno de estos puntos.
- d) El precio que la distribuidora deficitaria debe pagar a cada generadora de la distribuidora excedentaria que ha traspasado suministro contratado, será igual al precio en el punto de oferta del contrato correspondiente a la concesionaria excedentaria, debidamente indexado. Dependiendo si el punto

de compra de la distribuidora deficitaria coincide o no con alguno de los puntos de compra de las distribuidoras excedentarias, se aplican distintas fórmulas para el cálculo final del precio del traspaso, el cual se encuentra señalado en el artículo 89 del Reglamento.

- e) Finalmente, las concesionarias que traspasen suministro contratado deberán notificar y enviar los convenios aprobados a sus correspondientes generadoras para que estas realicen la facturación de los montos de energía traspasados a las distribuidoras deficitarias. Las distribuidoras deficitarias quedan obligadas al pago de dichas facturas en las condiciones establecidas en los convenios correspondientes.



CAPÍTULO IV

**EL PROCESO PARTICIPATIVO
DE CAMBIO REGULATORIO:**

UNA EXPERIENCIA DE REFERENCIA SOBRE GOBERNANZA COLABORATIVA

André Ensignia Erices y Jorge Martín González

I. INTRODUCCIÓN

EL PROCESO PARTICIPATIVO DE CAMBIO REGULATORIO: UNA EXPERIENCIA DE REFERENCIA SOBRE GOBERNANZA COLABORATIVA

André Ensignia Erices y Jorge Martín González^{103/104}

En este capítulo se describe la implementación de un proceso participativo, basado en el concepto de Gobernanza Colaborativa, el cual se puso en marcha para generar un debate prelegislativo que desembocó en el proyecto de ley que dio origen a la Ley 20.805. El mismo supuso una experiencia pionera para el país que, con la conducción de la CNE, permitió incluir en la generación del cambio regulatorio a otros entes gubernamentales, organizaciones de consumidores, expertos en libre competencia, empresas eléctricas de distribución, expertos jurídicos, asociaciones gremiales, consultores y académicos. En el presente capítulo se describirá este proceso, las experiencias y estudios empíricos en que se sustentó y, además, los aprendizajes que generó.

Respecto a los resultados producidos por este proceso deliberativo se debe destacar: 1) Una importante mejora en la calidad de la legislación, lo que se demuestra en el hecho de que, tras la implementación de la normativa generada, se disminuyeron los precios de las licitaciones en un 63%. Esto tiene también relación con las ventajas de generar una deliberación abierta entre actores diversos, lo que permitió recoger un abanico amplio de puntos de vista que, articulados mediante un enfoque de búsqueda de consensos, generaron un debate orientado en el interés público, inhibiendo miradas particulares que no fueran un aporte para el conjunto de la sociedad; 2) Un fortalecimiento de la legitimidad social de las instituciones públicas que lideraron el proceso, en la medida en que los actores no gubernamentales se convierten en parte activa

103 André Ensignia es Psicólogo, Doctor en Psicología Social por la Universidad Complutense de Madrid, Magíster en Gerencia y Políticas Públicas, por la Universidad Adolfo Ibáñez. Jorge Martín es Psicólogo Social por la Universidad Complutense de Madrid, Magíster en Ciencia Política y Comunicación por la Universidad Mayor de Chile.

104 El Proceso Participativo para el Cambio Regulatorio de la Ley 20.805 fue desarrollado por la CNE con el apoyo de un equipo especializado en la materia, liderado por André Ensignia y conformado por los consultores Fernando Saavedra, Verónica Ávila y Jorge Martín.

en el diseño de la política pública, mejorando su satisfacción con la misma, fortaleciendo sus capacidades de participación y reforzando su compromiso con este tipo de iniciativas, y 3) Una reducción significativa de los tiempos en la discusión legislativa, dado que el proceso participativo fue clave para una tramitación de tan solo cinco meses en el Congreso Nacional.

Es importante resaltar que, en la actualidad, nos encontramos ante un entorno de mayor complejidad, donde una ciudadanía más exigente e informada ha fortalecido sus demandas frente a sus representantes, por lo que los agentes gubernamentales han debido buscar nuevas fórmulas para responder a este periodo de transformación. Una parte considerable de los ciudadanos aspira a un acceso de calidad a los bienes y servicios públicos y privados, exigiendo simultáneamente una mayor transparencia y participación en los procesos de deliberación y toma de decisiones. Para poder satisfacer estas necesidades, en los últimos años han tomado fuerza ideas y propuestas encaminadas a involucrar a la ciudadanía y a distintos actores sociales relevantes en el desarrollo de las políticas públicas. Estos modelos persiguen una mayor horizontalidad en la toma de decisiones gubernamentales, a través de la articulación de redes entre instituciones públicas, asociaciones de la sociedad civil y empresas privadas, con el objetivo de ampliar la información sobre los procesos de discusión legislativa, las soluciones que se adoptan y cómo se implementan las mismas. Estas iniciativas también han puesto foco en una participación más activa en el proceso de generación de políticas públicas por parte de los actores a los que influirán las mismas.

En base a lo anterior, el Gobierno de Chile ha decidido apostar por el fortalecimiento de la sociedad civil en el país e impulsar una relación colaborativa entre el Estado, el sector privado y la ciudadanía, a través de medidas como la Ley 20.500 de Asociaciones y Participación Ciudadana en la Gestión Pública. En este contexto de transformación social e institucional, el Ministerio de Energía y la CNE han implementado distintos mecanismos de participación pública para mejorar el acceso a información relevante, realizar cuentas públicas de forma participativa y generar instancias de consulta para la ciudadanía. A su vez, se han generado procesos para profundizar la colaboración entre entidades gubernamentales, universidades, empresas privadas y organizaciones de la sociedad civil, promoviendo iniciativas que conviertan a estos actores en protagonistas de la discusión y del desarrollo de políticas públicas. La participación ciudadana y la colaboración entre actores sociales diversos, en los procesos de generación e implementación de

políticas públicas, se ha destacado en múltiples estudios como una forma innovadora y pertinente para afrontar el surgimiento de nuevas demandas ciudadanas¹⁰⁵.

Las iniciativas para profundizar la participación e injerencia de diversos actores sociales en las decisiones de política pública –como las impulsadas por el Gobierno de Chile–, se enmarcan en un periodo en que, alrededor del mundo, se han incrementado las movilizaciones sociales, especialmente aquellas que reclaman una mayor justicia social y una representación política más democrática¹⁰⁶. A su vez, también ha disminuido la confianza de los ciudadanos en las instituciones de las democracias representativas, tanto en los gobiernos como en los partidos políticos, los sindicatos y los parlamentos nacionales¹⁰⁷. Como en el resto del mundo, en Chile se ha producido un proceso de desconfianza creciente en relación a las instituciones democráticas tradicionales y a sus representantes gubernamentales, políticos y de la sociedad civil¹⁰⁸. Esta disminución en la legitimidad de la institucionalidad en Chile se relaciona con cambios socio-culturales que ha vivido el país en los últimos años, que muestran simultáneamente un distanciamiento respecto de la política institucionalizada y mayores demandas por profundizar la democracia. Esto implica una mayor aspiración de los ciudadanos del país por tener relaciones más igualitarias y horizontales, a la vez que “individualizan” sus comportamientos sociales y se alejan de los asuntos públicos¹⁰⁹.

Como se ha destacado, ante un contexto de mayor complejidad y exigencias ciudadanas, han tomado relevancia nuevas formas de gestión pública en que la “gobernanza” se convierte en un factor clave, puesto que asimila las *“redes horizontales de organizaciones públicas, privadas y sin ánimo de lucro como nuevas estructuras de gobierno, en oposición a la toma de decisiones organizacionales jerárquicas”*¹¹⁰. En definitiva, el desafío para los gobiernos y las sociedades actuales *“se encuentra en la capacidad de desarrollar nuevas formas de trabajar colaborativamente con el objetivo de construir una visión-acción común para resolver problemas públi-*

105 Véase, por ejemplo, los estudios de Freeman (1997), Bingham, Nabatchi y O’Learly (2005), Ansell y Gash (2008), Gaventa y Barret (2012), Zurbruggen y González (2014) o Mariñez (2016).

106 Véase Ortiz, I., Burke, S., Berrada, M. y Cortés, H., *World Protests 2006-2013*, Nueva York, Initiative for Policy Dialogue & Friedrich Ebert Stiftung, 2013.

107 Los datos del proyecto World Values Survey (1981-2014) verifican esta tendencia a nivel mundial.

108 Véase Auditoría a la Democracia. Más y mejor democracia para un Chile inclusivo, Santiago, PNUD, 2016. También véase Aninat, I. y González, R., *¿Existe una crisis institucional en el Chile actual?*, Puntos de Referencia, n° 440, 2016.

109 Véase Araujo, K. y Martuccelli, D., *Desafíos comunes: Retrato de la sociedad chilena y sus individuos*, Santiago, LOM, 2012.

110 Bingham, L. B., Nabatchi, T., y O’Leary, R., *The New Governance. Practices and processes for stakeholder and citizen participation in the work of government*, Public Administration Review, vol. 65, n°5, 2005, pág. 547.

*cos complejos con una lógica transformadora*¹¹¹. Es en este entorno donde las experiencias de participación en la gestión pública de parte de ciudadanos y de distintos *stakeholders* se convierten en fundamentales para la toma de decisiones en los gobiernos. Dentro de las concepciones utilizadas, ha destacado en los últimos años la considerada como “Gobernanza Colaborativa”¹¹², cuyo objetivo es generar acuerdos a través de foros entre instituciones públicas, grupos de interés no estatales, organizaciones de la sociedad civil o comunidades. Ello, mediante la consolidación de procesos de toma de decisiones colectivas, orientados en el consenso y la deliberación.

Dentro de los componentes para considerar como gobernanza colaborativa una iniciativa de participación en la generación de políticas públicas, se han destacado como elementos definitorios los siguientes¹¹³: 1) Los foros de deliberación son iniciados desde una o varias instituciones públicas; 2) Entre los participantes en el proceso se incluyen a actores no estatales; 3) Los participantes se comprometen directamente en el proceso de toma de decisiones y no solamente son “consultados” por los gobiernos; 4) Los foros son formalmente organizados y se generan reuniones colectivas periódicas; 5) Los foros apuntan a tomar decisiones por consenso, y 6) El foco en la colaboración es la generación de políticas públicas o la gestión de programas y bienes públicos. El proceso de cambios regulatorios liderado por la CNE se enmarca claramente en este paradigma de gobernanza colaborativa. Sin embargo, es importante destacar que la Comisión no se limitó a seguir estas concepciones teóricas, sino que ha utilizado también los aprendizajes sobre otras experiencias de este tipo en el mundo, creando un diseño específico para el desafío de ejecutar un proceso deliberativo para cambios regulatorios específicos.

111 Zurbriggen, C. y González, M.G., Innovación y co-creación. Nuevos desafíos para las políticas públicas, Revista de Gestión Pública, vol. 3, n°2, 2014, pág. 329.

112 Véase, por ejemplo, Freeman (1997), Ansell y Gash (2008) o Emerson, Nabatchi y Balogh (2012).

113 Ansell, C. y Gash, A., Collaborative governance in theory and practice, Journal of public administration research and theory, vol. 18, n° 4, 2008, págs. 544-545.

II. ANTECEDENTES SOBRE GOBERNANZA COLABORATIVA EN CHILE Y EL MUNDO

Como hemos señalado, el Estado de Chile ha sido uno de los pioneros de América Latina respecto a la creación de marcos normativos que permitan impulsar la participación ciudadana en la gestión pública.

En junio de 2004 se inició el proceso para aprobar un proyecto de ley cuyo fin era fortalecer la sociedad civil en el país, y generar una relación entre el Estado y la ciudadanía de *“cooperación entre ambos y no como una relación vertical o de sumisión de los sujetos a la autoridad”*¹¹⁴. Después de varios trámites legislativos en la Cámara de Diputados y el Senado de la República, finalmente la Ley 20.500 sobre Asociaciones y Participación Ciudadana en la Gestión Pública fue publicada en el Diario Oficial el 20 de enero de 2011.

Tras varios años de implementación, la División de Organizaciones Sociales del Ministerio Secretaría General de Gobierno de Chile decidió realizar una consulta participativa para evaluar cuál había sido el impacto de esta ley. En el informe final publicado, se concluyó que existe una *“serie de mecanismos que juegan un papel positivo a la hora de promover la participación ciudadana en la gestión pública”*¹¹⁵. Sin embargo, el informe también destaca que, a pesar del avance que supone la obligatoriedad de establecer modalidades formales de participación ciudadana y de realizar cuentas públicas abiertas anualmente en las instituciones públicas, el carácter consultivo e informativo de la mayoría de estas instancias genera *“importantes niveles de frustración en la sociedad civil, teniendo un escepticismo aprendido frente a los diferentes espacios de participación”*¹¹⁶.

El avance que supuso la Ley 20.500, la cual consolidó prácticas de participación pública en los organismos gubernamentales del país, generó un marco institucional adecuado para que la CNE pudiera poner en marcha el proceso participativo que se describe en este capítulo. Pero el carácter consultivo e informativo que

114 Biblioteca Congreso Nacional de Chile, Historia de la Ley N° 20.500 sobre asociaciones y participación ciudadana en la gestión pública, 2011, pág. 6.

115 División de Organizaciones Sociales, Informe del proceso de consulta participativa Ley N°20.500 “Sobre asociaciones y participación ciudadana en la gestión pública”, 2016, pág. 65.

116 Ibid., pág. 66.

tenían la mayoría de estas instancias suponía un gran desafío para la Comisión, puesto que el proceso a desarrollar no contaba con demasiados antecedentes en Chile o en el mundo. En efecto, la iniciativa a desarrollar contaba con pocas experiencias previas en las que sustentarse, dado que se vinculaba con el desarrollo de cambios regulatorios a través de una participación pública ampliada y con un enfoque de gobernanza colaborativa. Así, la Presidenta Michelle Bachelet solicitó al Ministerio de Energía elaborar una “Agenda de Energía” como parte de las 50 medidas para los primeros 100 días de su gobierno, con el objetivo de definir las principales directrices de la estrategia energética a desarrollar en el mandato, y que sirviera como hoja de ruta para diseñar y ejecutar una Política Energética de largo plazo, que contara con legitimidad social, política y técnica.

Sin embargo, la urgencia que requería el cambio regulatorio a las licitaciones de suministro eléctrico para clientes regulados, ante la subida de precios que se había observado en los últimos años, forzaba a la CNE a implementar el proceso participativo con la mayor celeridad posible. Por ello, se decidió que esta instancia comenzara en abril de 2014, antes incluso que la Agenda de Energía fuera presentada a la Presidenta de la República.

Aunque posteriormente el Gobierno de Chile ha implementado instancias de participación ciudadana y gobernanza colaborativa exitosas que han contado con una amplia adhesión y que son reconocidas como referentes¹¹⁷, en ese momento el proceso a desarrollar era un desafío nuevo en la generación de políticas públicas en el país, puesto que implicaba una deliberación abierta para desarrollar legislaciones específicas, mediante un trabajo colaborativo entre actores diversos, en una instancia innovadora de búsqueda de consensos pre-legislativos. Este proceso se desarrollaría de forma previa al envío de los proyectos de ley correspondientes por parte del Ejecutivo al Congreso Nacional, lo que implicaba poner en marcha una iniciativa con escasos antecedentes en la región de América Latina y en el mundo.

Al respecto, cabe destacar que, en los últimos años, distintos autores han especificado las condiciones que serían necesarias para desarrollar procesos de par-

117 Véase, por ejemplo, el proceso en que participaron más de 3.500 personas para la creación de la Política Energética de largo plazo del país en: Ministerio de Energía, Energía 2050. Política Energética de Chile, Gobierno de Chile, 2015, disponible en www.energia2050.cl. También pueden evaluarse los resultados de la participación por parte de más de 218.000 ciudadanos para el proceso de cambio constitucional iniciado a finales de 2015 en: Ministerio Secretaría General de la Presidencia, Síntesis de Resultados Cuantitativos de la Etapa Participativa del Proceso Constituyente Abierto a la Ciudadanía, Gobierno de Chile, 2017, disponible en www.unaconstitucionparachile.cl.

ticipación y gobernanza colaborativa eficaces¹¹⁸. Para tal efecto, se han destacado como relevantes la selección de un grupo representativo de *stakeholders*, la transparencia en la toma de decisiones, una autoridad clara que esté a cargo del proceso, contar con un grupo de facilitadores imparciales con competencias adecuadas, la necesidad de generar reuniones periódicas cara a cara, y un financiamiento adecuado. También se han identificado los principios que las estrategias de participación deberían contemplar, destacando como fundamentales la transparencia y el acceso a la información durante el proceso, la voluntariedad de las personas y grupos que participan, la no exclusión de todos aquellos que quieran ser parte, y la igualdad de oportunidades en la participación¹¹⁹. Otros autores han desarrollado, a través de la revisión de literatura existente, marcos explicativos sobre los procesos de gobernanza colaborativa. Así, por ejemplo, Emerson, Nabatchi y Balogh¹²⁰ desarrollaron un esquema con distintos factores agrupados en dimensiones de contexto, facilitadores, dinámicas colaborativas, impactos y adaptación. Como parte de las variables sistémicas a considerar destacan los recursos utilizados, los marcos político-institucionales instaurados, los fallos previos en los asuntos tratados, las dinámicas políticas y las relaciones de poder, la conectividad de las redes participantes, los niveles de confianza o conflicto, y factores de contexto socioeconómico y cultural. Como facilitadores de estos procesos destacan el liderazgo, los incentivos, la interdependencia y la incertidumbre. Como dinámicas colaborativas a tener en cuenta especifican el entendimiento mutuo, la confianza compartida, la legitimidad y el compromiso grupal.

Por su lado, Ansell y Gash¹²¹ realizaron un análisis de 137 casos de gobernanza colaborativa en que también identificaron algunas variables clave para su ejecución exitosa, siendo relevantes la historia previa de conflicto o cooperación, los incentivos para participar, la visión compartida de lo que se quiere lograr, contar con los menores desequilibrios en cuanto a poder y recursos, tener un liderazgo facilitador que promueva la participación –a la vez que mantiene su legitimidad técnica y su influencia– y un diseño institucional claro de protocolos y reglas. Como factores clave en el proceso deliberativo encontraron la necesidad de realizar diálogos cara a cara, la construcción de confianzas o el desarrollo continuo de compromisos escalonados.

118 Véase Innes, J., Gruber, J., Neumann, M. y Thompson, R., *Coordinating Growth and Environmental Management through Consensus Building*, 1994. También véase Irvin, R.A. y Stansbury, J., *Citizen participation in decision making*, 2004.

119 Sandoval, C., Sanhueza, A. y Williner, A., *La planificación participativa para lograr un cambio estructural con igualdad*, Santiago, CEPAL, 2015.

120 Emerson, K., Nabatchi, T., y Balogh, S., *An integrative framework for collaborative governance*, *Journal of Public Administration Research and Theory*, vol. 22, n° 1, 2012.

121 Op. cit.

Como parte del enfoque de gobernanza colaborativa también es importante destacar algunas experiencias específicas en el desarrollo de marcos regulatorios y normativas mediante negociaciones entre actores gubernamentales y no estatales. Los defensores de estas iniciativas han considerado que las denominadas “negociaciones regulatorias” mejoran la calidad de las leyes, reducen los costos de transacción, evitan acuerdos secretos (reduciendo el riesgo de situaciones que sean poco transparentes o que falten a la probidad), e incrementan la legitimidad de las mismas. Sus detractores, por el contrario, han defendido que no entregan las ventajas que suponen y restringen la responsabilidad de los entes públicos de ejecutar las funciones que se les han asignado por ley¹²².

Una de las experiencias pioneras documentadas en relación a los resultados en la aplicación de la gobernanza colaborativa en procesos de cambios regulatorios, ha sido la creación de normativas en la *Environmental Protection Agency* (EPA), del Gobierno Federal de los Estados Unidos. Freeman y Langbein¹²³ han destacado los principales logros en cuanto a la satisfacción y las percepciones de los participantes en estos procesos. La utilización de la gobernanza colaborativa en los cambios regulatorios de la EPA, según los actores participantes, sirvió para mejorar el aprendizaje de todos los actores, generar normas de mejor calidad y aumentar la satisfacción en comparación con otros procesos tradicionales. Además, los participantes destacaron que la influencia de los grupos de interés no difería de otros procesos regulatorios en que no se aplicaba esta metodología, lo que verifica la importancia de generar acuerdos desarrollados mediante una participación pública ampliada y con representación de actores diversos, mejorando así la transparencia en la toma de decisiones gubernamentales. Los participantes del sector privado, de organizaciones medioambientales y del gobierno también mostraron su preferencia ante este tipo de iniciativas de gobernanza colaborativa frente a las tradicionales, considerando que disminuía el conflicto entre “reguladores” y “regulados”, y potenciaba el rol de la agencia gubernamental, puesto que se destacaba que estos procesos eran superiores en cuanto proveían de información relevante y generaban confianza entre los distintos actores involucrados. Quizás el resultado más importante, ante el contexto al que se enfrentan los gobiernos en la actualidad, fue que la búsqueda de consensos y la deliberación -inherentes a estos instrumentos de desarrollo normativo- incrementaba la legitimidad

122 Véase Freeman, J., Collaborative Governance in the Administrative State. *UCLA Law Review*, vol. 45, n° 1, 1997.

123 Freeman, J., & Langbein, L. I., Regulatory negotiation and the legitimacy benefit. *NYU Environmental Law Journal*, (9), 2000.

de los procesos gubernamentales¹²⁴. Cabe destacar que estas ventajas han sido corroboradas en posteriores estudios sobre casos de gobernanza colaborativa en distintas realidades¹²⁵.

La revisión de experiencias que se había realizado en otras partes del mundo, como las negociaciones regulatorias de la EPA, pero particularmente los procesos de participación ciudadana realizados en Chile desde 2011 como parte del marco institucional promovido por la Ley 20.500, permitieron conocer distintos esquemas que se podían utilizar en el proceso deliberativo para el cambio regulatorio. También las investigaciones realizadas sobre los factores más relevantes a tener en cuenta en las iniciativas de gobernanza colaborativa, dieron ciertos indicios de cuáles debían ser algunas de las variables a considerar. Pero lo más destacable fue que las máximas autoridades del Ministerio de Energía y de la CNE tuvieron la capacidad de visualizar que, para hacer frente a este tipo de iniciativas, era necesario contar con actores diversos no solo para participar en el proceso, sino también para apoyar en el diseño y puesta en marcha del mismo. Por ello, se decidió contar con el apoyo de un equipo consultor especializado en procesos participativos y de diálogo multisectorial, y se generó una alianza con el ámbito académico a través del Centro de Energía y Desarrollo Sustentable de la Universidad Diego Portales.

124 Ídem

125 Véase Fritsch y Newig (2007), Calcott (2008), Traber (2013) y McDonald y Rigling-Gallagher (2015)

III. LA EXPERIENCIA EN EL DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DELIBERATIVO

Para hacer frente de mejor forma al desafío que se les planteaba, el Ministerio de Energía y la CNE buscaron a un equipo de consultores especializados en procesos participativos y diálogos multisectoriales, que pudieran apoyarlos en el diseño e implementación del proceso participativo de debate prelegislativo, cuyo objetivo era el desarrollo posterior de una nueva ley de licitaciones eléctricas para clientes regulados que recogiera los consensos generados al respecto entre distintos actores sociales relevantes.

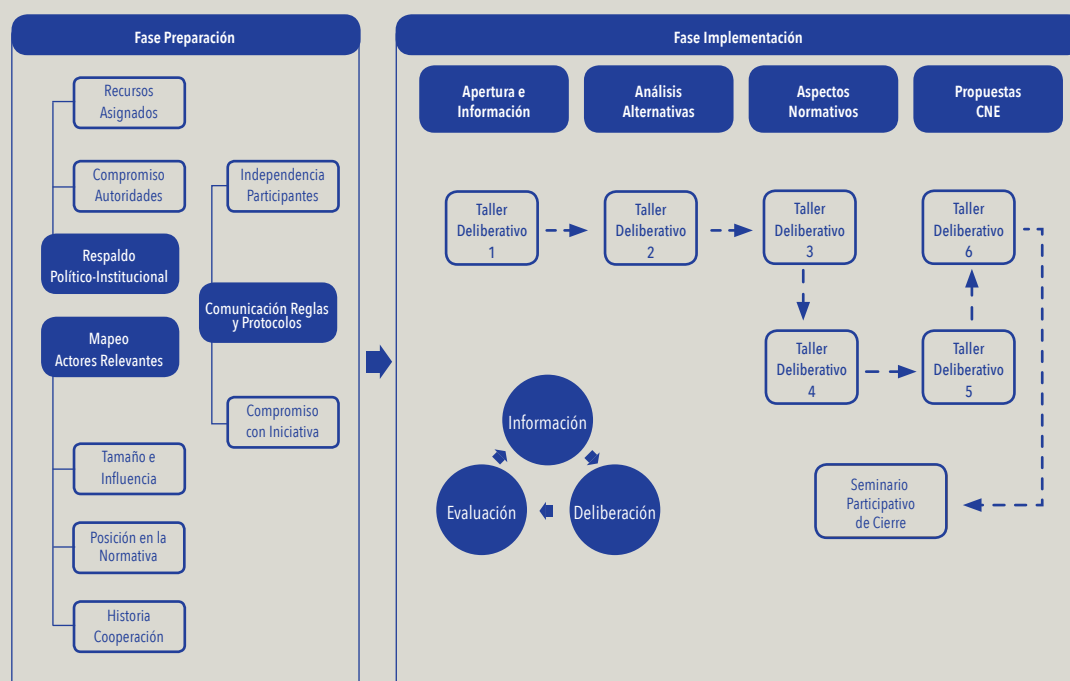
En la Figura 1 aparece sintetizado el diseño planificado para la realización de los talleres deliberativos y la metodología utilizada en los mismos. Como primer paso para ejecutar la iniciativa, se generó una **fase de preparación**. Entre los factores necesarios para llevar a cabo la misma, se puso énfasis en analizar el **respaldo político-institucional** con el que se contaría, en generar un mapeo claro de los actores relevantes que podrían participar, y en comunicar una serie de reglas antes del comienzo de los talleres deliberativos. En relación con el respaldo político-institucional, es importante destacar que, a pesar de que el Gobierno de Chile cuenta con un marco institucional adecuado de participación ciudadana, era importante tener claridad respecto a los apoyos o rechazos que podría generar el proceso entre grupos institucionales y políticos. Esto, puesto que el compromiso de distintas autoridades (políticas o gubernamentales) es una variable crítica para mejorar o limitar medidas de acción colectiva lideradas por instituciones públicas¹²⁶. Por otro lado, en la fase de preparación, fue fundamental la generación de un **mapeo de actores relevantes** exhaustivo, tanto de aquellos a los que afectaría el cambio regulatorio como también de los actores que debían participar del proceso, paso especificado como esencial en la elaboración de estrategias de participación¹²⁷. Al respecto, es importante destacar que, una vez realizada esta actividad, se decidió no invitar al proceso deliberativo a las principales empresas

126 Ostrom, E., *Governing the commons: The evolution of institutions for collective action*. Cambridge, Cambridge University Press, 1990

127 Sandoval, C., Sanhueza, A. & Williner, A., op.cit.

de generación eléctrica. Aunque, igualmente, se realizaron reuniones con estas organizaciones durante el transcurso del proceso para explicarles las alternativas de solución que se estaban considerando y se las invitó a participar del seminario participativo de cierre en que se mostrarían las propuestas gubernamentales, era importante que las mismas –que habían sido por años los únicos oferentes en las licitaciones eléctricas para clientes regulados– se mantuvieran al margen, puesto que su participación en el debate pre-legislativo podía generar la sensación, entre el resto de los participantes, de que el proceso no era totalmente transparente, tensionando las dinámicas de búsqueda de consensos y colaboración colectiva, cuyo objetivo era mejorar la normativa sobre licitaciones eléctricas para clientes regulados en el país.

FIGURA 1: DISEÑO Y METODOLOGÍA PARA EL PROCESO DELIBERATIVO



Fuente: Elaboración propia.

Como tercera actividad a realizar en la fase de preparación, se consideró relevante tener en consideración el desarrollo de una **comunicación efectiva sobre las reglas fundamentales** que debían cumplir los actores no gubernamentales que

quisieran participar, la cual se realizaría antes de comenzar la fase de implementación del proceso. Al respecto, a la hora de invitar a los actores participantes se indicó, por parte de la CNE, que el proceso deliberativo buscaba la generación de consensos relacionados con ideas o conceptos que serían relevantes para el cambio regulatorio, pero no sería un proceso con el cual los participantes fueran a ser parte de la redacción del proyecto de ley. Es decir, se clarificó antes de comenzar que la invitación era para participar en el debate sobre ideas o preocupaciones que se pudieran tener respecto a la nueva legislación, pero sería la autoridad gubernamental quien tomaría finalmente las decisiones sobre la política pública. Esto muestra la claridad, por parte de la CNE, sobre el rol que debía cumplir como agente gubernamental, puesto que era plenamente consciente de la responsabilidad política que tenía como “regulador” y que, en un sistema democrático representativo, son los entes gubernamentales los que finalmente toman las decisiones que les atribuye la Ley. A su vez, se comunicó a los participantes que tenían plena libertad para realizar otras acciones de incidencia política, como el desarrollo de cabildeo o la defensa de sus posiciones, respecto de la nueva legislación, en los medios de comunicación. Pero también se plasmó que, para generar un entorno de confianza en el proceso deliberativo, aquellos actores no gubernamentales que prefirieran realizar este tipo de acciones deberían abstenerse de ser parte del mismo. Esto se justifica puesto que, en la medida que se producen desbalances en la capacidad de influencia de algunos actores que pueden contar con mayores recursos o poder, el proceso deliberativo puede ser determinado por ciertas posiciones que tienen el potencial de incidir negativamente en los consensos y la colaboración colectiva que se buscaba con la iniciativa. Por otro lado, también se comentó a los participantes que la participación en el proceso deliberativo en ninguna medida obligaba a los mismos a defender las propuestas emanadas del Gobierno. En definitiva, antes de comenzar el proceso participativo, la CNE especificó en forma transparente una serie de reglas para que los potenciales participantes tuvieran claridad sobre las características del proceso deliberativo, y pudieran así elegir con la mayor información posible si decidían implicarse en el mismo¹²⁸. En este caso, se consideraron tres reglas fundamentales que serían propias de este proceso participativo o deliberativo: 1) La decisión final de política pública y la redacción de la normativa sería responsabilidad del Ministerio de Energía y de la CNE; 2) Los participantes debían mostrar su compromiso con la iniciativa antes de comenzar el proceso, absteniéndose de utilizar otras acciones

128 Como se ha indicado previamente, contar con los menores desequilibrios en cuanto a poder o recursos, y con un diseño institucional claro de protocolos y reglas, son factores facilitadores de gran relevancia para el éxito en este tipo de iniciativas de gobernanza colaborativa. Véase: Ansell, C. y Gash, A., op.cit.

de incidencia política mientras estuviera en marcha el mismo, y 3) La participación de los agentes no gubernamentales en el proceso deliberativo mantendría la independencia de los mismos a la hora de defender sus posiciones en otras instancias, como podrían ser la invitación a expertos por parte del Congreso Nacional o la solicitud de opiniones de los medios de comunicación una vez que el proyecto de ley fuera enviado por el Gobierno.

La segunda fase planificada para el proceso deliberativo fue la **fase de implementación**, en que se pondrían en marcha los talleres deliberativos, los cuales serían el foco principal de esta iniciativa de gobernanza colaborativa liderada por la CNE. A diferencia de otras instancias participativas posteriores que ha puesto en marcha la institución, como las realizadas para generar el proyecto de transmisión eléctrica que culminó con la aprobación de la Ley 20.936 o el más reciente para generar una nueva normativa para la distribución eléctrica del país, en el proceso deliberativo para la Ley de Licitaciones no se consideró una etapa específica para generar un diagnóstico compartido. La mayoría de los actores en el sector eléctrico era consciente de la problemática de fondo en relación a las licitaciones para clientes regulados: existía una escasa competencia en las mismas. Los distintos actores tenían claro el diagnóstico y existía consenso respecto a la necesidad de mejorar la competencia en las licitaciones eléctricas, lo que podría reducir los niveles en el precio promedio por MWh observados en los últimos años. Para alcanzar este objetivo, era determinante realizar un cambio regulatorio urgente para las licitaciones eléctricas de clientes regulados. Por tanto, en este proceso no fue necesaria una fase de diagnóstico compartido específica para canalizar distintas visiones del problema, puesto que el mismo estaba bien acotado.

En la fase de implementación del proceso deliberativo se consideraron inicialmente cuatro **talleres deliberativos**, pero finalmente se realizaron seis mesas de trabajo de este tipo. Durante más de tres meses participaron 33 personas en el debate generado mediante estos talleres, las cuales representaban a 13 organizaciones de distinta índole. En el proceso deliberativo para la generación de una nueva legislación para las licitaciones eléctricas participaron distintos organismos gubernamentales. Además de la CNE, formaron parte de los talleres representantes del Ministerio de Energía y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). También participaron representantes del ámbito privado, como la empresa CGE Distribución, la Federación Nacional de Cooperativas Eléctricas (FENACOPEL) y la Asociación Gremial de Empresas Eléctricas. A su vez, participaron empresas consultoras del sector como Valgesta Energía, Energética S.A. y Systep Ingeniería y Diseño, y estudios jurídicos especialistas en el rubro como Bordoli & Doren Abogados o Urrutia &

Cía. También se debe destacar la participación de entidades de la sociedad civil como la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (ODECU) y la Comisión Ciudadana Técnico-Parlamentaria de Energía (CCTP). El primer taller deliberativo se realizó el 16 de abril de 2014, con el objetivo de dar inicio a la discusión y generar las confianzas necesarias para reflexionar conjuntamente sobre el cambio regulatorio enfocado en el rediseño de procesos de licitación de suministro para clientes regulados, que contribuyera a aumentar la competencia, diversificar las fuentes de energía, incorporar nuevos actores y obtener precios competitivos. El segundo taller deliberativo se realizó el 6 de mayo de 2014 y en el se debatieron algunas alternativas de regulación de los suministros sin contratos. El tercer taller se realizó el 20 de mayo de 2014, en el cual se buscaron consensos respecto de los aspectos normativos, a nivel legal o reglamentario, que sería necesario considerar en la nueva legislación. El cuarto taller se realizó el 27 de mayo de 2014, donde se continuó el debate sobre los aspectos normativos a considerar en la nueva normativa. En el quinto taller deliberativo, celebrado el 10 de junio de 2014, la CNE mostró las modificaciones normativas, en materia de licitaciones de suministro, que consideraba la mejor alternativa de solución, proponiendo una deliberación con el resto de los participantes para analizar distintos matices en relación a los cambios regulatorios propuestos por el ente regulador. En el último taller deliberativo, realizado el 17 de julio de 2014, la CNE mostró las observaciones generales a la propuesta del proyecto de ley, para que también fueran debatidas en este grupo amplio de trabajo participativo. Esta secuencia en los talleres deliberativos respondía al diseño preliminar de los cuatro talleres planificados inicialmente. Como primer paso, se consideraba necesario generar una mesa de trabajo de apertura, para informar a los participantes sobre el proceso y para que pudieran crearse confianzas. El segundo paso se pensó para analizar conjuntamente las alternativas de solución, mientras que la tercera parte de las mesas de trabajo se dirigiría a evaluar los aspectos que debían incluirse en la normativa. Por último, se consideraba una mesa de trabajo final para que la CNE pudiera proponer las soluciones que consideraba más pertinentes al resto de los participantes.

Como forma de dar cierre al proceso, se consideró realizar un **seminario participativo** en que se pudiera generar un debate sobre las propuestas regulatorias de la CNE, ampliando el mismo a otros actores que no habían participado en los talleres deliberativos. En esta instancia, realizada el 31 de julio de 2014 con el apoyo del Centro de Energía y Desarrollo Sustentable de la Universidad Diego Portales, participaron 132 personas. Además de algunas organizaciones presentes en los talleres previos, se unieron a la discusión de cierre distintas empresas de generación eléctrica como Endesa, Enel, Colbún y AES Gener. También se sumaron

otras asociaciones gremiales y profesionales como Acera, Generadoras A.G. y el Colegio de Ingenieros, y distintos académicos procedentes de distintas universidades, como la Universidad Diego Portales, la Universidad de Chile, la Pontificia Universidad Católica de Chile, la Universidad de Santiago de Chile, la Universidad Mayor y la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. A su vez, participaron en este seminario otros representantes de organizaciones de la sociedad civil, como la agrupación de ONG y activistas ecológicos de Chile Sustentable. Para que el seminario pudiera mantener el formato de las anteriores mesas de trabajo realizadas, se consideró la ejecución de la misma **metodología deliberativa** que para los talleres previos. En ambos tipos de instancia se utilizaron tres pasos para cada una de las mismas. Una primera parte se destinó a realizar exposiciones que permitieran a todos los participantes contar con información equiparable. Como segunda parte se generó una deliberación grupal, en que los participantes comunicaban sus opiniones o planteaban dudas respecto a lo expuesto, para que a continuación los representantes de la CNE u otros expertos pudieran dar respuesta a las inquietudes planteadas o mostrar sus impresiones respecto a los comentarios realizados. Finalmente, se realizó un análisis del debate grupal para que sirviera de insumo para las próximas actividades a realizar.

En el caso de los talleres deliberativos, se compartía con todos los participantes de la mesa de trabajo las presentaciones realizadas en cada taller y se generaba un Acta de Trabajo por cada una de las instancias, en que se plasmaban todos los temas tratados y los principales consensos que se habían generado en el taller. En el caso del seminario participativo de cierre, ante la mayor cantidad de participantes que se proyectaba, se decidió dividir a la audiencia en grupos temáticos, para que así se pudiera abordar el debate en grupos más acotados. Finalmente, las temáticas elegidas se relacionaron con los cuatro ámbitos de propuesta de la CNE para la nueva normativa, los cuales se habían nutrido del debate previo generado en los talleres deliberativos. Los cuatro grupos temáticos fueron “Rol de la Autoridad y Alcance de las Licitaciones”, “Productos de Licitación de Corto y Largo Plazo”, “Riesgos y Precios” y “Regulación de Suministro sin Contrato”. Cada una de estas temáticas se desarrolló durante dos ocasiones, para permitir que los participantes pudieran participar en más de una temática. También se entregó una minuta resumen para cada tema y se debatió en base a dos preguntas en cada uno de los grupos: ¿Cuáles son los debates que se anticipan con la propuesta? y ¿Qué ajustes y/o adaptaciones realizarían?

Con el diseño del proceso deliberativo, la CNE pudo generar ciertos consensos sobre las propuestas que deberían incluirse en la nueva normativa. Gracias al mismo, el organismo pudo nutrirse de información diversa proveniente de especialis-

tas del sector energético y también de actores a los que finalmente impactan las dinámicas que se dan en el sector, como consumidores o ciudadanos.

Una vez que finalizó el proceso, la institución desarrolló internamente el articulado del proyecto de ley que se presentaría al Congreso Nacional. Las autoridades de la CNE comunicaron, desde el comienzo del proceso, que sería la institución la que se encargaría de la redacción de la normativa, pero también fueron claros en indicar que la misma contendría las propuestas debatidas durante el trabajo deliberativo. En definitiva, con este proceso la institución puso en marcha un primer mecanismo participativo que le dio una mejor viabilidad política al cambio regulatorio, pero también permitió fortalecer las competencias del ente regulador para llevar a cabo instancias posteriores de participación pública de mayor envergadura y mayor complejidad. Pero, sobre todo, lo más relevante fue que permitió mejorar la calidad de la legislación, aumentó la legitimidad social de la misma, generó satisfacción en los actores participantes y mejoró la eficiencia en los tiempos de la posterior discusión parlamentaria.

IV. RESULTADOS Y APRENDIZAJES EN LA IMPLEMENTACIÓN DEL PROCESO DELIBERATIVO ¹²⁹

1. EL CONTEXTO SOCIAL Y LA INCERTIDUMBRE EN EL SECTOR ELÉCTRICO COMO FACILITADORES

En primer lugar, es importante destacar la relevancia de algunos factores de contexto. Distintos participantes hicieron presente un escenario de crisis en el sector energético, producido por la incertidumbre que supuso el bloqueo de suministro de gas argentino a partir de 2004. Para hacer frente a esta contingencia, en 2006 se aprobó la Ley 20.018 que aseguraba precios estables para las empresas generadoras de electricidad. Hasta la tensión producida por el bloqueo de Argentina, las empresas del rubro eléctrico de Chile tenían al gas natural proveniente del país vecino como la fuente más competitiva de suministro energético. Para dar una señal de apoyo al sector, la Ley Corta II aseguraba a las empresas eléctricas precios estables por periodos de largo plazo, con el fin de amortizar la incertidumbre que generaba la posible escasez de disponibilidad de gas argentino. A pesar de que inicialmente la referida Ley Corta II cumplió con su objetivo, en los años posteriores los precios llegaron a niveles demasiado altos.

«En los últimos años, justo antes del 2014, habíamos adjudicado precios altísimos, precios a casi 130 dólares por MW hora. Pero no solamente se dieron precios altísimos, sino con solo dos o tres competidores. Entonces había licitaciones que, permanentemente, o se declaraban desiertas porque no participaba nadie, o al participar dos o tres empresas -que eran las mismas de siempre- obviamente aprovechaban la instancia y ponían los precios al tope del precio de techo que nosotros

¹²⁹ Para verificar cómo fue la experiencia del proceso deliberativo y evaluar los potenciales aprendizajes de la iniciativa, se realizaron entrevistas semiestructuradas con distintos actores participantes. Al respecto, se agradece la disposición y el tiempo dedicado por (según orden de realización de las entrevistas): Ramón Galaz, Rodrigo Castillo, Hugh Rudnick, Martín Osorio, María Isabel González, Carolina Zelaya y Daniel Gutiérrez.

poníamos en las licitaciones. Porque la ley [N°4/20.018] te obligaba a ponerlo. Pero esa obligación del precio de techo era para proteger inicialmente a los consumidores [...]. Las empresas podían ofertar tan alto [como el precio de techo] y al final se dieron precios carísimos. Entonces, se observó que no había una adecuada competencia».

Carolina Zelaya. Jefa Departamento Jurídico de la CNE

Al progresivo aumento en los precios de las licitaciones eléctricas, se unió un contexto antecedente de movilizaciones sociales que exigían una generación y distribución eléctrica más sustentable medioambientalmente, lo que generó paulatinamente un convencimiento en diversos actores políticos y empresariales sobre la necesidad de abrir la discusión y realizar instancias de participación.

«Entre el año 2005 y el año 2013, este conflicto no solo no mejora, sino que comienza a empeorar con el tiempo, porque comienza a generarse un nivel de oposición de la ciudadanía muy grande a la construcción de megaproyectos, especialmente a las dos tecnologías que eventualmente venían a reemplazar al gas, que eran la gran hidroelectricidad y el carbón. Al menos tres proyectos emblemáticos terminan paralizados [...]. Las tarifas comienzan a subir en forma progresiva para los clientes regulados y también para los clientes libres. Todo este escenario implica una enorme falta de acuerdo nacional respecto de cuál era la manera en que Chile debía resolver estos problemas».

Rodrigo Castillo, Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G.

«Un proceso que, de cierta manera, se veía esbozado [...] con algunos esfuerzos particulares de ciertos parlamentarios, que habían tratado -particularmente en la Comisión de Minería y Energía del Senado- de generar instancias de conversación, para tratar de conseguir que los proyectos fueran aprobados [...] con el mayor consenso posible»

Ramón Galaz, Director y Socio-fundador de Valgesta Energía

Como se ha destacado en la literatura, se corrobora la importancia de evaluar los factores del entorno en estos procesos de participación pública ampliada, tanto a nivel sectorial como nacional, en relación a factores propios del sector analizado y a procesos sociales o culturales más amplios. En el caso de los cambios regulatorios para la nueva Ley de Licitaciones Eléctricas en Chile, además de las variables

propias del sector, los cambios socioculturales relacionados con una ciudadanía más exigente e informada fueron una condición que facilitó el convencimiento de diversos actores sobre la necesidad de realizar discusiones más amplias. Por tanto, las demandas ciudadanas –canalizadas mediante movilizaciones sociales que exigían una matriz energética más sustentable medioambientalmente– y las fallas previas en relación al establecimiento de un acuerdo nacional en el ámbito energético, generaron una mayor presión e incertidumbre en el sector, lo que ayudó a que parte de los actores políticos, gubernamentales y empresariales defendieran la necesidad de abordar el desarrollo de las políticas públicas en el sector de una forma colaborativa y participativa¹³⁰.

2. LA IMPORTANCIA DEL LIDERAZGO Y EL ROL DE LOS AGENTES GUBERNAMENTALES

Uno de los aspectos destacados como condición relevante para los procesos de participación colaborativa es la necesidad de contar con un liderazgo facilitador, que promueva la participación y que muestre a la vez su rol como autoridad pública, manteniendo su legitimidad técnica y su influencia¹³¹. Al respecto, en este proceso se destaca el liderazgo que las autoridades han demostrado en los procesos participativos del Ministerio de Energía en el Gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet, pero también la capacidad que han tenido al utilizar diagnósticos previos e incluir opiniones de distintos sectores políticos y de entidades privadas con intereses diversos.

«Evidentemente, este proceso se debe en gran medida al liderazgo del Ministro Máximo Pacheco, que fue definiendo una forma de trabajo participativa [...]. Definió una tónica que fue novedosa para el país, con independencia, transversalidad y sin prejuicios previos. Todos esos componentes [...] definieron una forma de trabajar, escuchando a todos los participantes. No solo estoy hablando de los participantes del ámbito técnico, sino del ámbito social o del político. Había gente de izquierda y de derecha, de todas las posiciones [...]. La gente confió que iba a ser un proceso serio, al que uno podía dedicarle tiempo, que no existían prejuicios previos ni predefiniciones».

Hugh Rudnick. Profesor Emérito de Ingeniería de la PUC

130 Según se ha especificado previamente, Emerson, K., Nabatchi, T., y Balogh, S., op.cit. han destacado como variables sistémicas a considerar los fallos previos en los asuntos tratados y los factores de contexto socioeconómico y cultural. La relevancia de estos factores se corrobora en el análisis realizado. Además, con esta experiencia se demuestra que una mayor incertidumbre es un factor facilitador en los procesos de gobernanza colaborativa, puesto que genera una mayor presión a los actores político-institucionales a la hora de que se impulsen este tipo de iniciativas.

131 Ansell, C. & Gash, A., op.cit.

«Probablemente lo más meritorio que uno puede encontrar en los procesos participativos que comienzan a liderarse a partir del Ministerio de Energía es que [...] toma los diagnósticos que se habían preparado en los anteriores gobiernos, tanto por el Estado como por privados. Toma todas las buenas prácticas [...] y dice: "los diagnósticos están todos hechos, [...] lo que tenemos que hacer ahora es generar esta política [...]. Hemos aprendido que no lo podemos hacer en forma centralizada, entre cuatro paredes, simplemente trayendo a expertos, académicos, consultores o empresas. Sino que esto necesariamente debe ser producto de un gran diálogo social, en el cual tiene espacio también una parte de la población que no es experta en energía, pero que sí es experta en lo que opina, en lo que siente y en las cosas que le preocupan».

Rodrigo Castillo, Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G.

El liderazgo mostrado por las autoridades en el proceso es muy valorado, manifestándose como meritoria la presencia continua del Secretario Ejecutivo de la CNE, Andrés Romero. También se resalta que el liderazgo mostrado no suponía una aceptación de todos los puntos de vista, pero sí satisfacía la necesidad de una respuesta fundamentada por parte de la autoridad.

«El liderazgo es fundamental. El actual secretario ejecutivo, Andrés Romero, tiene un liderazgo bastante participativo [...]. Cuando tienes un liderazgo que cree en el tema de la participación, la verdad es que todo se hace bastante más fácil. Cuando tienes esa convicción de que tenemos que transparentar todo lo que estamos pensando, decir las cosas que nos molestan, recabar la opinión de todos, y dejar muy en claro [...] a la mesa (donde había opiniones divergentes): "Miren, aquí estamos todos claros que no necesariamente nosotros vamos a proponer exactamente todo lo que a ustedes les gusta. Pero sí va a haber una base de acuerdo bastante más amplia de lo que podría ser sin esta participación"».

Carolina Zelaya. Jefa Departamento Jurídico de la CNE

«Uno de los grandes aciertos del proceso tiene que ver con que la autoridad se dio el trabajo de dar respuesta. Aunque la respuesta fuera negativa a alguno de los puntos planteados por la comunidad o la sociedad civil, siempre hubo una respuesta [...]. Obviamente la autoridad no va a acoger todos los puntos de vista de todo el mundo, pero sí va a dar respuesta y va a explicar los motivos por los que un cierto punto de vista no fue acogido. Se consideró un “no” diferente».

Rodrigo Castillo, Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G.

En definitiva, se resalta la importancia que tiene para este tipo de iniciativas un liderazgo que promueve la participación y que, a su vez, muestra su rol como autoridad pública, como han destacado diversos estudios sobre gobernanza colaborativa¹³². También se identifica la relevancia –en las dinámicas de liderazgo– de dar respuestas fundamentadas a los distintos actores. Si la autoridad no acoge un cierto punto de vista, es adecuado que se fundamente el por qué no se asumen ciertas ideas y propuestas, y el motivo por el que se cree oportuno elegir otras alternativas. Estas conductas específicas fortalecen la legitimidad técnica y la influencia de los actores estatales.

132 Véase, por ejemplo, Ansell, C. y Gash, A., op.cit. o Emerson, K., Nabatchi, T., y Balogh, S., op.cit.

3. APRENDIZAJE COLECTIVO Y MEJORA DEL CLIMA SECTORIAL

Otra de las ventajas destacadas en la literatura es el aprendizaje que generan los procesos de participación ciudadana¹³³, las iniciativas de gobernanza colaborativa¹³⁴ y los proyectos deliberativos de negociación regulatoria¹³⁵. En la implementación del proceso deliberativo descrito se observan distintos aprendizajes, identificándose especialmente el aporte que la diversidad de opiniones genera a partir del debate.

«El regulador a veces puede estar muy preocupado de ciertos aspectos y no tiene en cuenta, o puede que no alcance a ver el efecto [...] en el que están particularmente interesados otro tipo de participantes. Lo primero es escuchar, tener las visiones de las diferentes posturas. Hay que reconocer los intereses que cada participante o cada persona tiene. Pero de esta visión global, de esta apertura a escuchar, uno va recogiendo diferentes formas para perfeccionar lo que en un comienzo quería solucionar».

Martín Osorio. Jefe Departamento Regulación Económica de la CNE

«El proceso fue espectacular. Yo estuve en la Comisión Nacional de Energía desde 1990 a 1999. La verdad es que no se modificó la legislación en ese periodo, sino que más bien se optó por hacer reglamentos de ley que faltaban, y ahí tratabas de encontrarles alguna salida a algunos problemas, particularmente a las asimetrías que hay en este mercado entre los usuarios y los proveedores, porque esto ha sido hasta hace no mucho una “caja negra” [...]. Igualmente había asimetrías, pero por último tenías participación y tenías una contraparte. Es el inicio de una nueva etapa, en que participe más el consumidor».

María Isabel González. Gerente General en Energética S.A.

133 Véase, por ejemplo, Irvin, R.A. y Stansbury, J., op.cit. o Gaventa, J. y Barret, G., op.cit.

134 Además de los estudios realizados por Ansell, C. y Gash, A., op.cit. o Emerson, K., Nabatchi, T., y Balogh, S., op.cit., puede verse también, por ejemplo, Fritsch, O., y Newig, J., Under which conditions does public participation really advance sustainability goals? Findings of a meta-analysis of stakeholder involvement in environmental decision-making, 2007

135 Freeman, J., y Langbein, L. I., op.cit.

Además, se resalta la mejora que el proceso de participación colaborativa generó en las relaciones entre los entes gubernamentales, el sector privado y la sociedad civil. Las instancias de diálogo y la búsqueda de consensos, además de aportar a la construcción colectiva de una panorámica amplia, con múltiples visiones de los problemas a afrontar, permitió explicitar conflictos latentes al interior del sector y canalizar las tensiones que podían surgir, frente a las distintas preferencias de cada actor en distintos puntos o temáticas.

«El sector eléctrico es muy complejo. Siempre hay mucha tensión y mucho conflicto latente. El paradigma que se modifica, que se cambia con estos procesos participativos -desde el punto de vista de las relaciones o del clima- tiene que ver con que hoy en día no hay “problema” en poner los problemas sobre la mesa [...]. Antes no se hacía expreso el conflicto, porque se tenía temor a que no fuera respetada mi opinión o porque la solución no fuera la que más me acomodara a mí. Yo defendía mi parcela, y tú defendías la tuya [...]. En consecuencia, el clima pasa a ser un clima de diálogo, en un escenario donde no hubo nunca diálogo, o existía entre “cuatro paredes”».

Ramón Galaz, Director y Socio-fundador de Valgesta Energía

En definitiva, se muestra la importancia de las iniciativas de participación pública como el proceso deliberativo descrito en este capítulo, puesto que generan distintos aprendizajes en todos los actores, tanto estatales como no gubernamentales, y mejoran el clima sectorial y las relaciones entre los mismos. En el caso del proceso deliberativo para generar una nueva Ley de Licitaciones Eléctricas para clientes regulados, es importante volver a destacar que la misma fue un proceso pionero en Chile, en que se incluyó a actores diversos en un debate prelegislativo, que posteriormente se utilizó como insumo para desarrollar una normativa específica. Esta experiencia ha sido de gran utilidad para que las autoridades de la CNE -y también de otros organismos gubernamentales como el Ministerio de Energía o la SEC- pudieran reforzar sus competencias en el diseño e implementación de estos procesos de gobernanza colaborativa, pero también para mejorar las habilidades de los funcionarios a la hora de participar en diálogos con actores multisectoriales que tienen motivaciones, preocupaciones e intereses particulares legítimos y diversos. Además, esto permitió consolidar ciertas convicciones, en especial la necesidad de que sean los entes gubernamentales quienes lideren este tipo de iniciativas de cambio regulatorio. Esta experiencia permitió a las autoridades ser aún más conscientes de que es crítico que, aunque los procesos gubernamentales sean cada vez más participativos, deben ser ellos los conductores en el diseño de

las políticas públicas. Esto también se muestra en que, a pesar de los esfuerzos por generar procesos participativos por parte de otros actores, otras iniciativas no llegaron a buen puerto, en la medida en que los actores gubernamentales no asumieron la conducción de las mismas. Al respecto, por ejemplo, han existido proyectos impulsados desde el ámbito privado, tales como la iniciativa “Escenarios Energéticos: Chile 2030”, que aglutinó a distintas empresas y que desde 2009 buscó generar deliberaciones abiertas en que participara la ciudadanía. Sin embargo, al no haber sido recogida esta iniciativa por el Gobierno de Chile en ese periodo, la misma no prosperó.

«A partir de esa experiencia, que fue anterior y privada, comenzamos a darnos cuenta de que el diálogo siempre era fructífero. Que negar al otro, porque uno creía que el otro estaba equivocado, lo único que hacía era maximizar el desacuerdo y el conflicto [...]. Por el contrario, lo que hay que hacer es dialogar aún más. Esa experiencia fue muy bien recogida por el Ministerio de Energía. Al menos desde la perspectiva de nuestra industria, de los distribuidores y transmisores, nosotros veníamos hace mucho tiempo intentando ir en esta dirección, pero sabíamos que mientras no fuera el Gobierno el que asumiera este desafío, todo iba a quedar en un bonito ejercicio académico [...]. Igualmente, el aprendizaje ha sido enorme. Nunca más en energía vamos a discutir como lo hacíamos cinco años atrás. Nunca más vamos a tener ese nivel de ceguera y también, quizás, de arrogancia. De pensar que esta discusión es simplemente para técnicos, expertos o académicos, y así darnos cuenta de que, para siempre, vamos a tener que realizar procesos participativos amplios, que es lo único que en definitiva permite darle legitimidad a este tipo de procesos».

Rodrigo Castillo, Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G.

4. CALIDAD LEGISLATIVA, LEGITIMIDAD SOCIAL Y LA IMPORTANCIA DE LA TRANSPARENCIA PÚBLICA

La transparencia en el acceso a la información, la legitimidad social que genera y la calidad de las leyes resultantes, han sido destacadas como ventajas que producen los procesos de gobernanza colaborativa de tipo regulatorio¹³⁶. El proceso deliberativo descrito en este capítulo mostró todos estos resultados. En primer lugar, hay que resaltar que el proyecto de ley enviado al Congreso Nacional tardó tan solo cinco meses en su tramitación legislativa. Como han demostrado Toro, Acevedo y Matamala¹³⁷ a través de un análisis cuantitativo de los tiempos legislativos que los proyectos necesitan para aprobarse en Chile, “la mayoría de los proyectos de ley demoran entre uno y dos años en ser aprobados y un número inferior (pero no por ello menos importante) sobrepasa los periodos de gestión de los gobiernos respectivos”¹³⁸. Es decir, la tramitación de la Ley 20.805 pudo realizarse en un periodo significativamente menor de tiempo, menos de la mitad respecto al promedio de duración de los debates parlamentarios en el país. Se verifica, por tanto, que los cambios regulatorios de tipo colaborativo, como el liderado por la CNE, ha mejorado la eficiencia en la discusión parlamentaria posterior en el Congreso Nacional. Pero aún más relevante, en relación a la calidad legislativa, es la legitimidad social que se produce con el cambio regulatorio. Al respecto, se destaca la importancia que tuvo la participación de actores diversos en el debate prelegislativo, que se contó con información accesible y transparente, y que se dio la oportunidad de resolver dudas, también entre aquellos que no eran expertos en las materias abordadas.

136 Véase, por ejemplo, Freeman, J., y Langbein, L. I., op.cit.

137 Toro, S., Acevedo, C. y Matamala, K., Quebrando Paradigmas en Contextos Presidencialistas: un Examen sobre la Capacidad Legislativa en Chile, Revista Iberoamericana de Estudios Legislativos, vol. 1, nº 1, 2010.

138 Ídem, pág. 107

«La verdad es que cuando ves que los parlamentarios entienden el tema -y la razón por la cual nosotros hicimos esta reforma, que era fundamentalmente beneficiar al consumidor regulado- se observa un acuerdo transversal. Y ¿por qué? Porque [...] el diagnóstico fue compartido, el trabajo fue participativo y en consecuencia el trabajo pre-legislativo, que fue justamente antes de presentar el proyecto de ley al Congreso, hizo que la discusión que se dio en el parlamento propiamente tal -aparte de las explicaciones que teníamos que dar por las preguntas, consultas o aclaraciones que se nos pedían- fuera mínimo [...]. Esta ley la sacamos en muy pocos meses».

Carolina Zelaya. Jefa Departamento Jurídico de la CNE

La socialización del mismo es más fácil, fluye de mejor manera. Cuando empezamos a discutir, en la parte más fina, había un proceso bastante más avanzado. Todo lo que tiene que ver con la discusión parlamentaria se hace un poco más "simple". Ese es otro gran beneficio. Entrar al Parlamento - ya sea al Senado o la Cámara - con un documento que es el resultado del trabajo de un equipo diverso, que primero consensua un diagnóstico y segundo elabora un set de propuestas que también tienen un cierto consenso, [...] obviamente facilita la discusión parlamentaria. Tanto así que se logró aprobar el proyecto en tiempo récord. Como experiencia fue espectacular».

Ramón Galaz, Director y Socio-fundador de Valgesta Energía

«Las inquietudes que podían provenir, por ejemplo, de la falta de información, de diferencias de formación técnica entre los distintos actores que participaban, fueron resueltas en el proceso [...]. Al mismo tiempo, cuando llega el trabajo parlamentario -en los cuales muchas veces ocurre que un proyecto de ley entra al Congreso de una forma y sale de una forma totalmente diferente- el nivel de legitimidad de toda la discusión hizo que los proyectos de ley llegaran con un nivel de fuerza muy alto [...]. Esto permitió que el proyecto de ley saliera del Congreso de una forma muy similar a la filosofía con la cual había sido presentado. Obviamente, no exactamente igual, hubo cambios, hubo diferencias. Algunas más profundas, otras menos. Pero diría que la filosofía esencial [...] logró salir del Congreso sin ninguna modificación de fondo».

Rodrigo Castillo, Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G.

En síntesis, la experiencia de deliberación pública resultante del proceso para la creación del proyecto de Ley de Licitaciones Eléctricas para clientes regulados, muestra las ventajas de este tipo de procesos, en cuanto a la calidad de las leyes resultantes y a la eficiencia en los tiempos legislativos, pero también en relación a la legitimidad social y la sensación de transparencia que otorga un debate prelegislativo abierto. Al respecto, se resalta el rol que la Universidad, los académicos y los consultores pueden tener, puesto que fortalecen la credibilidad en el proceso entre los actores involucrados, siendo un ámbito que puede cautelar la imparcialidad del proceso participativo.

5. COMPROMISO DE LOS PARTICIPANTES Y OPORTUNIDADES DE MEJORA

Es importante destacar, finalmente, el compromiso que los distintos participantes mostraron durante todo el proceso de debate participativo. Desde la CNE se corrobora este compromiso y se agradecen los importantes esfuerzos realizados por las personas que se involucraron durante todo el proceso. Los participantes estuvieron presentes en diversas sesiones por casi cuatro meses, que en muchos casos requerían de jornadas laborales completas de trabajo conjunto. Esto muestra el compromiso y la motivación de las organizaciones participantes que, a través de una amplitud de profesionales pertenecientes a las mismas, dedicaron una cantidad de tiempo muy relevante para tratar de conseguir el mayor consenso posible en el proceso de deliberación. Con todo, es necesario también preguntarse por las dinámicas que se podrían mejorar. Al respecto, hay que destacar que la mayoría de los participantes muestran una alta satisfacción con este tipo de discusión prelegislativa respecto a otras experiencias de cambio regulatorio. Además de oportunidades de mejora como la necesidad de ampliar aún más la participación y convertirla en una práctica cotidiana, se destaca la necesidad de fortalecer los canales de información al resto de la ciudadanía y la racionalización de estas instancias.

«Creo que el proceso fue óptimo. Ahora bien, cuando uno lo mira con distancia, probablemente hay cosas que tienen que ver con la sistematización [...] de forma de haberles permitido todavía a más actores conocer el progreso [...]. Era tanta la información que surgía y tan poco el tiempo que había para sistematizarlo, que aun con todo el enorme esfuerzo para hacer accesible la información a todo el mundo, probablemente uno podría haber esperado que hubiera más resúmenes que hubieran permitido a un tercero, de afuera, no experto, hacerle un seguimiento cercano. Diría que, por ejemplo, lo que se está haciendo hoy en día con motivo de la discusión de la nueva ley de distribución, está mucho más en línea con eso. Hoy hay una página web en la que están publicados todos los documentos y las síntesis. Pero no solo eso, sino que también todos los documentos de referencia, que no han sido elaborados con motivo del proceso (muchos de ellos internacionales), le permite a alguien que quiere enterarse de cómo se está viendo este tema en otros países apretar un link y encontrarse con "papers" y presentaciones de académicos, o de reguladores de todo el mundo».

Rodrigo Castillo, Director Ejecutivo de Empresas Eléctricas A.G.

«En el caso del proyecto de licitaciones, era nuestra primera incursión en un trabajo más abierto, pero también era un trabajo que debíamos integrar de manera más inmediata. El problema era urgente. Y muy grave en términos económicos para los clientes. Desarrollamos un proyecto en que en menos de un año tuvimos el debate, la discusión parlamentaria y la ley publicada para poder ser implementado con mucha urgencia [...]. Esta urgencia determinó un poco que la participación fuera también más acotada [...]. Pero creo que igual fue bastante provechoso, obtuvimos mucho “feedback” positivo y también tuvimos propuestas de perfeccionamientos que incorporamos en esa instancia [...]. La experiencia que tuvimos creo fue bastante positiva. Antes de desarrollar estos procesos, la visión en general era “el regulador es el regulador” y no puede quedar capturado por las opiniones o los intereses de los “regulados” [...]. Cuando empezamos esto, yo te puedo decir que no estaban todos convencidos de que fuera obvio o natural hacer estos procesos participativos. Aunque al principio, antes de esta experiencia, no todos estuvieran convencidos, te diría que hoy en día dentro de la Comisión Nacional de Energía están todos convencidos de que la experiencia fue buena, en el sentido de que pudimos tener un mejor producto a través de esta metodología».

Martín Osorio, Jefe Departamento Regulación Económica de la CNE

Lo anterior refuerza la idea sobre la pertinencia de que estos procesos se consoliden como prácticas cotidianas en la generación y seguimiento de políticas públicas. En el caso analizado en este capítulo, la experiencia que produjo el proceso deliberativo para generar un cambio regulatorio en las licitaciones eléctricas en el país, permitió generar una base de confianza y entendimiento entre los distintos actores relevantes del sector –organismos gubernamentales, empresas privadas, universidades y organizaciones de la sociedad civil– para que en posteriores instancias la colaboración y la participación fueran más fluidas. Esto puesto que todos los actores pudieron mejorar su conocimiento respecto a temas específicos del sector, incluidos aquellos participantes que no eran técnicos o especialistas en energía. Pero también porque el proceso deliberativo generó distintos aprendizajes en los participantes sobre las formas más adecuadas para ser parte de instancias de deliberación y diálogo que promueven el consenso, lo que les permitió desarrollar habilidades para que pudieran canalizarse intereses y preocupaciones particulares, pero articulándolos en base a la búsqueda de un bien común para la sociedad en su conjunto.

La importancia de este aprendizaje colectivo, generado por el proceso deliberativo para la nueva Ley de Licitaciones Eléctricas, se ha mostrado posteriormente en el resto de procesos de gobernanza colaborativa liderados por la CNE. En los debates prelegislativos para la creación de proyectos de ley, ha existido una mejora sucesiva de los mismos, que partieron con el ámbito descrito en este capítulo para las licitaciones eléctricas, continuaron con el proyecto de ley que afrontó cambios en el sistema de transmisión eléctrica y que durante 2017 se está realizando para generar una nueva legislación para la distribución eléctrica. Además, hay que destacar especialmente que la experiencia del proceso deliberativo de la ley de licitaciones ha demostrado una importante mejora en la calidad de la legislación. La aprobada Ley 20.805 ha permitido reducir en un 63% los niveles de precio promedio por MWh para los clientes regulados, lo que implica un gran avance en la generación de valor público en toda la sociedad, cuyos ciudadanos se beneficiarán de menores precios en sus cuentas de electricidad. Sumado a esta mejora legislativa en los resultados que genera, se añade una mayor legitimidad social de la institución pública que ha liderado el proceso y una considerable mejora en la eficiencia en los tiempos de tramitación en el Congreso Nacional en un proyecto de ley de carácter técnico. En definitiva, se puede concluir que la implementación del Proceso Participativo para el Cambio Regulatorio de la Ley 20.805 ha sido altamente satisfactoria.

Por último, es importante destacar un aspecto clave para implementar procesos de gobernanza colaborativa como el descrito: el convencimiento de los actores políticos e institucionales de su importancia.

La experiencia en los cambios regulatorios de la CNE muestra que con este tipo de iniciativas se puede relegitimar a las instituciones democráticas y reactivar el compromiso ciudadano de distintos actores, lo que visualiza un camino para abordar el alejamiento respecto a los asuntos públicos de una gran parte de la ciudadanía en Chile. En definitiva, más allá de las contingencias específicas de la experiencia descrita, como la falta de acuerdos previos o la presión que los movimientos sociales generaron en el ámbito energético en Chile, sería adecuado que las autoridades políticas continúen apostando por estos nuevos mecanismos, surgidos de modelos de gobernanza más horizontales y basados en la búsqueda de consensos, entendiendo que los mismos pueden ser procesos complementarios a los procedimientos tradicionales de la democracia representativa.



BIBLIOGRAFÍA

The background is a solid dark blue. It features several abstract geometric elements: a series of light blue lines forming a jagged, mountain-like shape at the bottom; a white circle positioned above this shape; and a series of overlapping, rounded rectangular outlines in a lighter blue shade on the right side of the page.

- Aninat, I. y R. González.** ¿Existe una crisis institucional en el Chile actual?, Puntos de Referencia, 2016, 440, pp. 1-16.
- Ansell, C. y A. Gash.** Collaborative governance in theory and practice. *Journal of public administration research and theory*, 2008, 18(4), pp. 543-571.
- Araujo, K. y D. Martuccelli.** Desafíos comunes. Retrato de la sociedad chilena y sus individuos. Santiago, LOM Ediciones, 2012.
- Arellano, M. Soledad y Pablo Serra.** "Long-term contract auctions and market power in regulated power industries". *Energy Policy*, 2010, vol. 38, issue 4, pages 1759-1763.
- Argüello Verbanaz, Samuel.** "Comparación de Precios de Electricidad en Chile y países de la OCDE y América Latina". Informe Final para la Comisión Permanente de Recursos Naturales, Bienes Nacionales y Medio Ambiente de la Cámara de Diputados. Congreso Nacional. Noviembre de 2012. Disponible en http://www.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/16020/1/Informe_Comision%20Final_v4.doc
- Bernstein, Sebastián; Gabriel Bitrán, Alejandro Jadresic y Marcelo Tokman.** "Agenda para Impulsar las Inversiones en Generación Eléctrica de Base en el SIC". Informe preparado para la Confederación de la Producción y el Comercio. Julio 2013. Disponible en <http://www.productividadchile.cl/wp-content/uploads/2015/10/Agenda-para-impulsar-las-inversiones-en-generaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-de-base-en-el-SIC-primer-informe-Bernstein-et-al.-CPC.pdf>
- Bingham, L. B., T. Nabatchi y R. O'Leary.** The new governance. Practices and processes for stakeholder and citizen participation in the work of government, *Public Administration Review*, 2015, 65(5), pp. 547-558.
- Bustos Salvagno, Javier.** "El Mercado de Contratos de Suministro Eléctrico en Chile", 16 de febrero de 2015. Disponible en http://www.academia.edu/10904226/Mercado_de_Contratos_de_Suministro_El%C3%A9ctrico_en_Chile
- División Organizaciones Sociales.** Informe del proceso de consulta participativa Ley N°20.500 "Sobre asociaciones y participación ciudadana en la gestión pública". Gobierno de Chile, 2016.

- Emerson, K., T. Nabatchi y S. Balogh.** An integrative framework for collaborative governance. *Journal of Public Administration Research and Theory*, 2012, 22(1), pp. 1-29.
- Fabra, Natalia, Juan-Pablo Montero y Mar Reguant.** "La Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile", 13 de enero de 2014. Disponible en http://www.fne.gob.cl/wp-content/uploads/2014/01/informe_final_FNE_Ene-ro13_2014.pdf
- Freeman, J.** Collaborative Governance in the Administrative State, 1997. *UCLA Law Review*, 45 (1), pp. 1-77.
- Freeman, J., L. I. Langbein.** Regulatory negotiation and the legitimacy benefit. *N.Y.U Environmental Law Journal*, 2000, (9), pp. 60-151.
- Fritsch, O., y J. Newig.** Under which conditions does public participation really advance sustainability goals? Findings of a meta-analysis of stakeholder involvement in environmental decision-making. En *Amsterdam Conference on the Human Dimensions of Global Environmental Change: Earth System Governance: Theories and Strategies for Sustainability*. Vrije Universiteit Amsterdam, 2007, pp. 24-26.
- Gaventa, J. & G. Barret.** Mapping the Outcomes of Citizen Engagement. *World Development*, 2012, 40 (12), pp. 2399-2410.
- González, Aldo e Isidora Palma.** "Impacto de la Reforma del 2014 en las Subastas de Electricidad en Chile". Texto Inédito elaborado para la CNE. Enero 2017.
- Innes, J., J. Gruber, M. Neumann, y R. Thompson.** Coordinating Growth and Environmental Management through Consensus Building. Berkeley, CA: California Policy Seminar, 1994.
- International Renewable Energy Agency.** Renewable Energy Auctions (2016). Executive Summary.
- Irvin, R. A., J. Stansbury.** (2004). Citizen participation in decision making. Is it worth the effort? *Public Administration Review*, 2004, 64(1), pp. 55-65.
- Jiménez, Susana.** "Minuta de Análisis de Proyecto de Ley de Licitaciones Eléctricas", Libertad y Desarrollo, 10 de noviembre de 2014. Disponible en <http://lyd.org/wp-content/uploads/2014/11/PDL-Licitaciones-El%C3%A9ctricas-Senado-S-Jim%C3%A9nez-LyD.pdf>

- Leyton, Sebastián.** "Constitucionalidad de la RM 2288 (o la sentencia de muerte a Campanario)", Central Energía: Central de información y discusión de energía en Chile. Disponible en <http://www.centralenergia.cl/2011/11/22/constitucionalidad-de-la-rm-2288-o-la-sentencia-de-muerte-a-campanario/>
- Maldonado, Pedro y Benjamín Herrera.** "Sostenibilidad y seguridad de Abastecimiento Eléctrico: estudio de caso sobre Chile con posterioridad a la Ley 20.018". División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL. Santiago de Chile, enero de 2007.
- Maurer, L., & Barroso, L. A.** (2011). "Electricity auctions: an overview of efficient practices". World Bank Publications.
- Mariñez, F** La dimensión relacional del gobierno abierto y el liderazgo colaborativo. *Espiral*, 2016, 23(65), pp. 47-87.
- Ministerio de Energía.** "Agenda de Energía. Un Desafío País, Progreso Para Todos". Mayo 2014.
- Ministerio de Energía.** "Hoja de Ruta 2050. Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile". Septiembre 2015.
- Ministerio de Energía.** "Energía 2050. Política Energética de Chile". Diciembre 2015.
- Ministerio de Hacienda. Dirección de Presupuestos.** "Metodología para la Elaboración de Matriz de Marco Lógico". Enero 2009.
- Ministerio Secretaría General de la Presidencia.** Síntesis de Resultados Cuantitativos de la Etapa Participativa del Proceso Constituyente Abierto a la Ciudadanía. Gobierno de Chile. 2017.
- Moreno, R., Barroso, L. A., Rudnick, H., Mocarquer, S., & Bezerra, B.** (2010). "Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences". *Energy Policy*, 38(10), 5758-5769.
- Ortegón, Edgar; Juan Francisco Pacheco y Adriana Prieto.** "Metodología del Marco Lógico para la Planificación, el Seguimiento y la Evaluación de Proyectos y Programas". Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES). CEPAL. Santiago de Chile, julio de 2015.
- Ortiz, I., Burke, S., M. Berrada, y H. Cortés.** *World Protests 2006-2013*. New York: Initiative for Policy Dialogue and Friedrich-Ebert-Stiftung. 2013

- Ostrom, E.** Governing the commons: The evolution of institutions for collective action. Cambridge: Cambridge University Press. 1990.
- PNUD.** Auditoría a la Democracia. Más y mejor democracia para un Chile inclusivo. Santiago: PNUD, Naciones Unidas. 2016.
- Rozas Balbontín, Patricio.** "La Crisis Eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria". División de Recursos Naturales e Infraestructura, CEPAL. Santiago de Chile, diciembre de 1999.
- Rudnick; Hugh.** <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno06/Bio/demanda.html>
- Rudnick, Hugh; Rodrigo Moreno, Hugo Tapia y Claudio Torres.** "Abastecimiento de Gas Natural". Pontificia Universidad Católica de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, IEE3372 Mercado Eléctricos.
- Sandoval, C., A. Sanhueza y A. Williner.** La planificación participativa para lograr un cambio estructural con igualdad. Santiago: CEPAL, Naciones Unidas. 2015.
- Serra, Pablo.** "Regulación del Sector Chileno", Revista Perspectivas (Departamento de Ingeniería Industrial, Universidad de Chile), Vol. 6, N° 1, 2002.
- Tirole, Jean.** "The theory of industrial organization". MIT press, 1988.
- Toro, S., C. Acevedo, y K. Matamala.** Quebrando Paradigmas en Contextos Presidencialistas: un Examen sobre la Capacidad Legislativa en Chile. Revista Iberoamericana de Estudios Legislativos, 2010, 1(1). 102-110.
- World Value Survey.** "Data and Documentation", (2016), disponible en <http://www.worldvaluessurvey.org/WVSContents.jsp>
- Zurbriggen, C., & M. González.** Innovación y co-creación. Nuevos desafíos para las políticas públicas. Revista de Gestión Pública, 2014, 3(2), 329-361.

NUEVA LEY CHILENA DE LICITACIONES DE SUMINISTRO
ELÉCTRICO PARA CLIENTES REGULADOS: UN CASO DE ÉXITO

ISBN: 978-956-7700-21-9

Editores generales: Manuel Matta Aylwin, Fidel Miranda Bravo y Enrique Rodríguez Flores.

Diseño editorial: Yankovic.net

Imprenta: blueprint.

1.000 ejemplares.