

LAS BARRERAS DE ENTRADA PARA NUEVOS GENERADORES EN LA LEGISLACIÓN ELÉCTRICA VIGENTE Y EN LA PROPUESTA MEDIANTE LA “LEY CORTA”

PATRICIO SILVA BARROILHET

Abogado Fiscal de GasAtacama

RESUMEN

En la ponencia que aquí se resume, se analizan los vacíos y defectos que presenta la legislación eléctrica actual y su reglamentación, en aquellos aspectos que no quedan perfectamente aclarados por la “Ley Corta” según su forma enviada al Parlamento, y que en efecto constituyen barreras de entrada para que un nuevo inversionista (el “pajarito nuevo”) que se define, instale nueva capacidad de generación en el país.

Dichas barreras de entrada alcanzan a aspectos tan variados como la posición y situaciones que el nuevo generador enfrentará en el CDEC respectivo hasta los problemas con los permisos sectoriales que dificultan la instalación. La posición naturalmente será minoritaria, porque el nuevo inversionista viene a alterar el *establishment* e implica redistribución de la “torta” de potencia firme, implicará cambios en el orden de despacho que enojarán a los actores preexistentes. Similarmente, las metodologías con que la respectiva Dirección de Operación emite balances de potencia y energía serán frecuentemente cuestionadas, generándose divergencias una y otra vez sobre dichas materias, hayan sido resueltas anteriormente o no, todo lo cual conducirá a situaciones que afectan la continuidad de pagos en el mercado *spot*. Lo mismo afecta el acceso a financiamiento y por ende el nuevo inversionista se cuestionará si ingresa o no al mercado.

Por otra parte, se proponen algunas mejoras a la normativa, que permitan reducir o eliminar las barreras de entrada y por esta vía fomentar la instalación de nuevos actores, que a su vez traerán más competencia al sector, resolviendo problemas de suficiencia. De igual forma, se propone mejorar algunos aspectos que inciden en la calidad del suministro.

I. INTRODUCCION

¿Se han preguntado Uds. por qué no hay inversión en nuevas instalaciones de generación

en nuestro país? En mi opinión, se debe en gran medida al nivel tarifario y a la corta duración de las fijaciones tarifarias (6 meses), además de a ciertos vacíos y defectos en la normativa, que crean incertidumbres. En la presente ponencia me voy a referir solamente a los vacíos y defectos del marco regulatorio, que provocan incertidumbre y por ende rechazo entre los que quisieran entrar al negocio, debido a lo que denomino “la experiencia del Pajarito Nuevo”.

Acuérdense del juego infantil de ese nombre, en que el niño que se incorporaba último al juego, sufría toda clase de escarnios de parte de los demás, una especie de “mechoneo” cruel como los que en algunas universidades los alumnos antiguos aplican a los nuevos. En cualquier caso, es una experiencia mala y traumatizante que cualquiera quisiera evitarse.

En este caso, yo llamo “Pajarito Nuevo” a cualquier nuevo actor en el sector generación que ingrese al mercado, por lo que sus aprensiones y temores no son muy distintos a las del nuevo jugador o alumno, aunque en el caso de estos el temor surja por mera intuición y en el caso de los inversionistas, al ser entidades sofisticadas que evalúan cuidadosa y responsablemente todos los riesgos antes de comprometer cientos de millones de dólares, el temor surge de un análisis parecido al que sintetiza esta ponencia.

Debido a ciertas imperfecciones de la normativa vigente, que en parte no son solucionadas por la propuesta de modificación conocida como “Ley Corta” que ha planteado el Gobierno, como veremos más adelante, al nuevo generador que se incorpora al sistema no le va muy distinto que al último niño del juego. Esto no es teoría para el pizarrón, sino que se ha demostrado en la práctica, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Dicha experiencia condiciona a cualquier potencial inversionista a ser muy cauto, tanto, que, como vemos, no hay mucha inversión en centrales por estos días, e inversiones efectuadas o programadas por “pajaritos nuevos”, no se otean en el horizonte.

Las autoridades responsables de la política energética han señalado que la Ley Corta tiene tres objetivos principales:

- Asegurar niveles deseados de seguridad y calidad;
- Asegurar el desarrollo sectorial equilibrado en el mediano y largo plazo; y
- Asegurar una industria libre de ineficiencias monopólicas.

Lo anterior solo se satisface con inversión que reúna ciertas características que veremos más adelante.

Y, como país, ¿necesitamos la inversión? No me voy a referir al SING, ya que sabemos que por un tiempo este contará con un cierto grado de sobreinstalación en capacidad de generación y en cuanto a transmisión se acaba de poner en servicio una nueva red sustancialmente más robusta que la anteriormente existente.

Con respecto al Sistema Interconectado Central (SIC), la respuesta no la voy a dar yo, sino que voy a tomarla del Plan Indicativo de Obras de la Comisión Nacional de Energía. Según la CNE, en el Sistema Interconectado Central, del cual se abastece el suministro eléctrico de aproximadamente el 93% de la población del país¹ y prácticamente toda la industria nacional, con la excepción de una parte relevante

de la Gran Minería, que se abastece en el SING, se necesitan, en un horizonte de prácticamente nueve años de extensión que termina el año 2011, siete centrales de ciclo combinado de aproximadamente 370 MW cada una, una hidráulica de 400 MW y dos interconexiones de sistemas que aportarían otros 650 MW al SIC.

El Plan de Obras del SIC elaborado por la CNE en virtud del art. 99 del DFL 1/82 de Minería (Ley Eléctrica) con ocasión de la Fijación de Precios de Nudo del SIC de abril de 2002, señala que dichas centrales son requeridas en forma escalonada, en promedio más de una por año a partir de 2005, como se desprende de la siguiente tabla:

De otro lado, reiteradamente las autoridades del sector han señalado que es uno de los objetivos de la Ley Corta que aumente la competencia en el sector generación, la cual se produciría únicamente si ingresaran nuevos actores –o sea, pajaritos nuevos– y no solo si se limitaran los actuales Generadores a instalar más centrales. Pero ni la actual Ley Eléctrica, ni las modificaciones que se le introducirían a través de la Ley Corta en trámite ante el Parlamento, se consagran ventajas para los “pajaritos nuevos”, sino muy por el contrario, subsisten variadas situaciones que en la práctica constituyen fuertes barreras de entrada para ellos.

Fecha de Entrada		PLAN DE OBRAS SIC ² Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Enero	2005	Central a Gas Natural Taltal Ciclo Combinado	360,0 MW*
Enero	2006	Central a Gas Natural Ciclo Combinado 1	372,6 MW
Octubre	2006	Central a Gas Natural Ciclo Combinado 2	372,6 MW
Abril	2007	Línea de Interconexión SIC-SING	250,0 MW
Enero	2008	Línea de Interconexión SIC-SADI	400,0 MW
Enero	2009	Central a Gas Natural Ciclo Combinado 3	372,6 MW
Abril	2009	Central Hidroeléctrica Neltume	400,0 MW
Enero	2010	Central a Gas Natural Ciclo Combinado 4	372,6 MW
Enero	2011	Central a Gas Natural Ciclo Combinado 5	372,6 MW
Abril	2011	Central a Gas Natural Ciclo Combinado 6	372,6 MW
Octubre	2011	Central a Gas Natural Ciclo Combinado 7	372,6 MW

¹ Fuente: Estadísticas de Operación 1991-2000 CDEC-SIC.

² Fuente: CNE, Informe Técnico Definitivo, Fijación de Precios de Nudo abril 2002, Sistema Interconectado Central (SIC) (con la salvedad que se excluyen de la tabla precedente las líneas de transmisión y ampliación de capacidad de líneas, que no aportan capacidad instalada de generación al Sistema).

* N. del A.: En realidad se trata de instalar solo la turbina a vapor y cerrar el ciclo de las dos turbinas a gas de 120 MW c/u que ya están en operación comercial a la fecha, con un aporte adicional de 120 MW que dejaría a la central Taltal con un total de 360 MW indicados.

Los plazos actuales de instalación que tienen los proveedores de los ciclos combinados, que de por sí son más rápidos de poner en servicio que las centrales hidroeléctricas oscilan, por lo muy corto, en torno a los 36 meses³, desde el momento en que el contrato esté firmado. Y ello tras un período de muchos meses, en que la empresa propietaria desarrolle el proyecto, licite, obtenga los permisos pertinentes, etc.

Ya no existen contratos EPC⁴ con plazos de puesta en marcha de 21 meses o algo menos que en 1999 se podían conseguir, debido principalmente a la alta demanda por turbinas en otros mercados (California, Brasil, etc.) tras sus respectivas crisis de desabastecimiento en los años anteriores, que tienen copadas las líneas de producción de los fabricantes.

¿Y qué observamos? Para el período inmediatamente anterior al horizonte de centrales cubiertas por del Plan de Obras vigente (2005 a 2011), solo está en construcción un ciclo combinado –Nehuenco II– el cual entiendo por información de prensa, que se está haciendo porque Colbún, su propietaria, se adjudicó un contrato de suministro a la División El Teniente de Codelco que le exige hacer la inversión. Por lo tanto, esta nueva central pertenece a un actor importante y establecido del sistema, que además tiene un contrato de compraventa por su producción, por lo que no se trata de un pajarito nuevo ni corre los riesgos de estos. En el caso de las hidráulicas, también solo una está en construcción –Ralco, de Endesa– por lo que tampoco se trata de un pajarito nuevo, sino que de la mayor y probablemente la más experimentada empresa del sector, que sabe perfectamente cómo y cuándo ajustar su capacidad instalada con su política comercial.

De las centrales contempladas en el Plan de Obras, ni siquiera se ha escuchado que se haya puesto una orden de proceder por parte de algún inversionista⁵. Esto significa, ni más ni menos, que por lo menos en los primeros cuatro o cinco años del actual Plan de Obras, esto es, prácticamente desde 2003 a 2006 ó 2007, no vamos a tener las centrales planificadas por la CNE (con las dos excepciones recién señaladas), y si en el

corto plazo no empezamos a verificar que se haya contratado el suministro y construcción de nuevas centrales, el plazo sin instalación de la nueva capacidad se prolongará.

Naturalmente eso podría conducir solo a un efecto: riesgo de desabastecimiento. El Gobierno ni el país querrán que ello ocurra, no solo por su incidencia negativa en el desarrollo y crecimiento de toda la economía, sino también por la incomodidad que produce en la población general, pero los inversionistas no van a venir por mero voluntarismo ni altruismo, sino porque obtendrán una tasa de retorno aceptable y, además si se cumplen otras condiciones que suelen ser totalmente interdependientes unas de otras, entre las cuales el financiamiento no deja de ser muy importante.

El acceso a financiamiento requiere flujo predecible de caja; reglas claras y estables, tanto en normas de despacho de las centrales y de transferencias monetarias entre integrantes del sistema interconectado respectivo, como de los flujos de caja dependientes de los precios de nudo, así como también de obtención de los permisos sectoriales para la construcción de las respectivas obras.

II. LA DEFINICION DEL “PAJARITO NUEVO”.

En primer lugar, haré una relación del “Pajarito Nuevo” y las circunstancias que rodean su actuar, de lo cual surge su definición:

- 2.1. El Pajarito Nuevo es una empresa de propiedad de un nuevo inversionista que desea incorporarse como otro Generador del sistema, esto es, no tiene participación actual en el mercado y desea competir con los Generadores preexistentes. Por el Plan de Obras de la CNE, se desprende también que corresponde al titular de una central termoeléctrica de ciclo combinado.
- 2.2. Se habrá gastado todas o una parte significativa de sus espaldas financieras (o de sus *sponsors*) en garantizar al proveedor y constructor de su central que se la pagará. Estamos hablando, como orden de magnitud, de 200 a 300 millones de dólares para la unidad promedio de 370 MW antes mencionada.
- 2.3. Las instalaciones nuevas que ponga el Pajarito Nuevo estarán o debieran estar situadas geográficamente en un nuevo punto óptimo de inyección al sistema, típicamente no muy cercanas a un sistema de transmisión, o si lo están, dichas líneas estarán copadas o cerca de estarlo, por lo que requerirá construir

³ Fuente: Un importante proveedor de categoría mundial, que ha vendido e instalado varias centrales de ciclo combinado en el país.

⁴ EPC = *Engineering, Procurement and Construction*, que en nuestra jerga equivaldría a “llave en mano”.

⁵ Fuera de las obras recomendadas en el Plan de Obras, la prensa ha reportado que AES Gener inició en Requínoa el proyecto Totihue, ciclos combinados de 740 MW a ser instalados en etapas, con inicio de operaciones en 2005 la primera y 2008 la segunda. Sin embargo, entendemos que solo se estaría tramitando el EIA respectivo y a la fecha no existiría orden de proceder a constructor alguno.

también una o más líneas para evacuar su producción e inyectarla al sistema, enfrentando otra serie de problemas, característicos a este tipo de infraestructura y que también caen dentro de la sintomatología del Pajarito Nuevo.

- 2.4. También tendrá que garantizar al gasoducto o red de gasoductos que le transportará el gas, que efectivamente va a tomar y pagar la capacidad de transporte reservada, so pena que el gasoducto le venda esa capacidad a un tercero, en el evento que el gasoducto exista o cuente con capacidad de transporte para la nueva central; o simplemente el gasoducto no se va a construir, o de existir, no va a expandir su capacidad mediante las inversiones en compresión respectiva.
- 2.5. Eventualmente, el suministrador de gas, al otro lado de la frontera, también le habrá pedido garantías y contribuido así a llegar al tope de la capacidad de garantizar cualquier otra obligación de la nueva central.
- 2.6. En consecuencia, tendrá serios problemas para garantizar a un eventual cliente libre que sí estará en operación comercial a tiempo cuando el cliente lo requiera.
- 2.7. Por lo mismo, el Pajarito Nuevo por definición no tendría contratos libres o a término y no le quedaría otra alternativa que confiar en que sus ingresos provendrán del mercado *spot*.

III. LOS PROBLEMAS QUE ENFRENTA TÍPICAMENTE EL “PAJARITO NUEVO”.

Veamos en qué consiste el “síndrome del Pajarito Nuevo”.

- 3.1. El primer problema que afecta al Pajarito Nuevo, y en esto, es obvio, no solo es problema del nuevo generador que definíamos arriba, sino de cualquier agente de cualquier mercado, es ganar dinero.
- 3.2. Como dijimos que el Pajarito Nuevo actuará en el mercado *spot*, tendrá que ganar dinero en dicho mercado. Para ello se requiere la concurrencia de varios requisitos técnicos y jurídicos fundamentales, que la normativa vigente y no solucionada por la Ley Corta, permiten que no concurren:
 - 3.2.1. Primero, que siempre lo despachen, esto es, que dentro del orden económico del parque generador, el Pajarito Nuevo esté primero o entre los primeros.
 - 3.2.2. Segundo, que sus costos sean inferiores al costo marginal del sistema.

Nada saca el Pajarito Nuevo con resultar despachado, si su máquina fija el marginal y por ende sus ingresos se equiparan a sus costos y en consecuencia *no gana un peso*, con excepción de los ingresos por potencia. De igual forma, nada sacaría, sino más bien que tendría una pérdida, si su linda central nueva se queda esperando parada sin rentar, en el caso que no resulte despachada.

- 3.2.3. Tercero, que el mercado *spot* funcione como se supone que está diseñado en la normativa y en consecuencia se le pague por parte de los demás generadores la electricidad que el Pajarito Nuevo produce y entrega al sistema, pero que los antiguos actores en realidad venden a sus clientes libres. El espíritu de la norma no coincide con la ejecución práctica que se ha observado de la misma. En efecto, corresponde a la Dirección de Operación del respectivo CDEC efectuar los balances de inyecciones y retiros, de conformidad con el Reglamento Eléctrico, e indicar a cada actor cuánto debe cobrar y/o pagar a los otros actores, tanto por potencia, como por energía.
- 3.2.4. Cuando el Pajarito Nuevo está siendo despachado, enfrenta de hecho una situación, que por lo menos podríamos calificar de falta de simpatía de parte de los actores preestablecidos, aunque comprensible de su parte, porque el Pajarito Nuevo les viene a comer un poco de su mercado y la paz de su *establishment*.
- 3.2.5. Por lo mismo, en el Directorio del CDEC respectivo los actores preexistentes, mirarán al Pajarito Nuevo sin mucha simpatía porque tendrán que compartir la torta de la potencia firme, y en cuanto a energía, harán esfuerzos para bajar los costos marginales y así tratar de comprarle al Pajarito Nuevo al menor precio posible. Esto, naturalmente es sin perjuicio que los integrantes preexistentes del CDEC seguirán vendiendo a sus respectivos clientes libres al precio pactado largo tiempo atrás, por lo que si tienen éxito en su estrategia de bajar los costos marginales del sistema, engrosarán sus ingresos por ventas de energía a costa del nuevo actor.
- 3.2.6. Se producirán desacuerdos llamados “Divergencias” (un muy reglado pro-

cedimiento de solución de controversias entre los integrantes del CDEC), no pocas veces artificiales o reiterativas sobre temas ya resueltos por otra u otras Divergencias anteriores, para cuestionar los balances de potencia firme y de energía, las metodologías de cálculo de las transferencias entre Generadores, etc. que practique la respectiva Dirección de Operación del CDEC en conformidad con sus funciones establecidas en el DS 327. Baste ver numerosas Resoluciones Ministeriales fallando Divergencias, oficios de la CNE y de la SEC ordenando a los integrantes del CDEC pagarse de una vez por todas sus intercambios so pena de multas, y que aun así los obligados netos a pagar se resisten una y otra vez. No me referiré aquí sobre las Divergencias, por ser ellas objeto de otro Panel, excepto lo siguiente:

3.2.7. Ha surgido un nuevo invento para dilatar pagos por parte de quienes resultan deudores de los balances efectuados por la Dirección de Operación, consistente en pasar "acuerdos de mayoría", en que por ejemplo, decretan medidas para mejor resolver respecto del informe del Comité de Expertos, suspendiendo entretanto el conocimiento del Ministro sobre un asunto sometido a divergencia y los pagos consiguientes. En consecuencia, urge regular cuál es el ámbito o alcance de los acuerdos de mayoría del Directorio y si estos pueden versar sobre cualquier materia o deben estar circunscritos dentro de las facultades que el 327/97 da al Directorio (arts. 176 y 179 básicamente). En nuestra opinión, los acuerdos de mayoría, con la sola excepción de aquellos provisorios a que se refiere el artículo 179 del DS 327, son ilegítimos por las razones que se expresan a continuación, lo que igualmente determina los fundamentos para delimitar el ámbito de los acuerdos de mayoría:

3.2.7.1. El procedimiento de divergencia es un proceso reglado y no toca a los involucrados alterar su tramitación. Si así no fuera, por medio de acuerdos de mayoría podrían solicitarse innumerables trámites o informes que implicasen dilatar u obstruir el pronun-

ciamiento definitivo del Ministro.

3.2.7.2. No cabe a los interesados, menos por mayoría, decretar medidas para mejor resolver, cuestión que solo puede hacer el juez y cuando la ley expresamente contempla ese trámite.

3.2.7.3. Las materias propias de divergencia son todas objeto de unanimidad, de forma tal que mal podrían las partes durante el curso de su tramitación resolverlas por mayoría.

3.2.7.4. El Directorio del CDEC es un órgano creado reglamentariamente que no puede tener más atribuciones que las que le da la norma que lo crea. Sostener que goza de autonomía de la voluntad para hacer todo aquello que desee es ilógico y haría totalmente absurdo que existiera el artículo 176 que establece sus funciones.

3.2.7.5. Si el Directorio del CDEC tuviera atribuciones ilimitadas, quién podría impedirle, entonces, que decretara –por mayoría o unanimidad– que una divergencia no la resuelva el Ministro, que un interesado no pueda ingresar al CDEC, que no se harán los pagos de energía o potencia, etc. Reconocerle atribuciones amplias al Directorio constituye no solo un error jurídico sino que además un enorme riesgo para el sistema.

3.2.7.6. El artículo 176 establece limitativamente las atribuciones del Directorio del CDEC, siendo desde la entrada en vigencia del DS 327 la Dirección de Operación la que tiene atribuciones amplias y genéricas y no el Directorio. Ello se lee claramente la "norma de clausura" o "bolsón" de la letra (j) del artículo 181.

3.2.7.7. La existencia de los acuerdos de mayoría se justifica solo para las funciones operativas del Directorio a objeto de evitar que las minorías entra-

ben la operación del CDEC, pero no justifican que los intereses mayoritarios de turno puedan actuar arbitrariamente y dominar sin contrapeso a las minorías.

- 3.2.7.8. Los acuerdos de mayoría son absolutamente extraordinarios en el derecho chileno, siendo lo normal que las personas se obliguen por su propia voluntad y no por acuerdos de terceros, aunque sean mayoritarios. Por ende, darle alcance general a los acuerdos de mayoría es abiertamente contrario al derecho chileno.
- 3.2.8. En fin, algunos actores antiguos más audaces, incluso se negarán derechamente a recibir y pagar las facturas que el Pajarito Nuevo les remita, emitidas de conformidad con los balances practicados por la Dirección de Operación del CDEC, haciendo uso de los vacíos legales en cuanto a obligatoriedad de pago que existen en la actual normativa y que, por lo que conozco del proyecto de Ley Corta, tampoco se resuelven para el futuro.
- 3.2.9. Como observamos, el Pajarito Nuevo está tan sujeto a riesgos de tener flujo de caja, que muy probablemente no logre acceso a *project finance*, y tendrá que contar con sus recursos propios si quiere seguir adelante, cruzar dedos que le vaya bien en las divergencias donde habitualmente irá con posición de minoría, y rezar porque le paguen su producción y su cuota de potencia firme, o derechamente, irse a la quiebra.

4. OTROS PROBLEMAS QUE ENFRENTA TODA NUEVA INVERSION

Adicionalmente a los relatados en el capítulo III, el Pajarito Nuevo enfrenta demoras y dificultades en la obtención de los permisos sectoriales necesarios para construir las centrales y líneas de transmisión asociadas, aunque en estricto rigor dichos problemas afectan por parejo tanto a los pajaritos nuevos como a las nuevas inversiones que deseen hacer los actores pre-existentes del mercado. Solo por un tema de "experiencia" es muy probable que al actor pre-existente le asuste menos esta problemática que al Pajarito Nuevo.

Los permisos sectoriales suelen ser demorosos de obtener, y no existirá financiamiento de proyecto en la magnitud necesaria hasta que todos ellos estén otorgados, porque la banca internacional que normalmente se espera financie estas centrales bajo la modalidad de *project finance*, requiere que todos los riesgos estén evaluados, acotados, y lo más importante, cada uno de ellos asumido por alguien en una manera perfectamente vinculante, irrevocable y ejecutable.

Como ejemplos más patéticos de riesgos no cubiertos y que no le queda sino asumir al inversionista, observo los siguientes:

4.1. LAS CONCESIONES ELÉCTRICAS:

La velocidad de tramitación de las mismas normalmente hace habitual que el otorgamiento ocurra con posterioridad a la fecha en que desde el punto de vista económico de la ejecución de las nuevas centrales y líneas se inicie, y a veces, hasta se termine, lo cual entrega inseguridad jurídica. En un afán de paliarla, las empresas eléctricas se ven forzadas a asumir un fuerte sobre costo por servidumbres y derechos de paso voluntarios. Además, las centrales termoeléctricas no están sujetas a régimen de concesión, como sí lo están las hidráulicas y líneas de transmisión. Básicamente, la concesión dice relación con el derecho de usar un terreno ajeno, salvo en los casos que además dice relación con el derecho, pero también la obligación de prestar un servicio público. En todo caso, de acuerdo con la Ley Eléctrica vigente a la fecha solo es servicio público la distribución, y el proyecto de modificación contenido en la Ley Corta también otorgaría ese carácter a la Transmisión Troncal. En consecuencia, hasta hoy la generación no es servicio público y no se prevé que lo sea, y hasta hoy tampoco lo es la transmisión. Por ello concluyo que la concesión solo existe, para el caso de generación hidroeléctrica y transmisión, para poder ocupar terrenos ajenos en las obras.

4.2. LAS INDEMNIZACIONES POR SERVIDUMBRES:

Tema vinculado al anterior es el de las indemnizaciones por servidumbres, particularmente relativas a líneas de transmisión, ya que el Ministerio de Bienes Nacionales o al menos sus SEREMIS regionales del norte, han decidido desde hace algunos años, en mi experiencia, fijar indemnizaciones por meras servidumbres a plazo fijo, en terrenos desérticos del norte grande, en montos que más se parecen a precio de compraventa de terrenos en las mejores zonas

agrícolas y turísticas del país, cultivados y con muchas mejoras, sin considerar además que esas servidumbres en nada impiden el uso de las franjas de terreno para otros efectos, salvo las autorizaciones previstas en el art. 17 N° 1 del Código de Minería.

4.3. LAS CONCESIONES MARÍTIMAS:

El otorgamiento de las concesiones marítimas para instalar las casas de bombas y demás instalaciones que los ciclos combinados requieren para tomar agua del mar (una alternativa bastante más económica que la de tomar agua de pozos y/o tener plantas de recirculación de agua y torres de enfriamiento) suele tomar un plazo bastante extenso. Como las centrales térmicas no están sujetas al régimen de concesión eléctrica, como las hidráulicas y las líneas de transmisión y redes de distribución, hay que construir las sobre terreno propio, normalmente en la costa, y tramitar por separado la concesión marítima sobre terreno de playa, playa y fondo de mar para las tuberías de aducción de agua, casa de bombas y demás instalaciones de enfriamiento. Ante falta de concesión, algunas municipalidades optan por "arrendar" a la empresa, en tanto no obtenga la concesión marítima, los terrenos aledaños a la costa, por considerarlos sujetos al régimen de bienes nacionales de uso público bajo su jurisdicción o administración. Esa "renta" suele ser estratosférica. Si las centrales termoeléctricas pudiesen acogerse al régimen de concesión eléctrica de ventanilla única, no sería necesario que además se tramitaran estas concesiones marítimas tan engorrosas.

4.4. LOS CONFLICTOS DE LA LEY ELÉCTRICA CON LA LEY INDÍGENA:

No me voy a pronunciar sobre este tema que es público y notorio y sobre el cual hay otras personas más calificadas que yo para opinar. Solo dejaré flotando una palabra como ayuda-memoria: *Ralco*.

4.5. LOS CONFLICTOS CON LA LEY MINERA:

Dada la vocación minera del país, el derecho minero es fuerte. Sin embargo, el abuso del derecho minero por parte de ciertos pseudomineros, y en algunos casos hasta de conspicuas empresas del giro, obliga también a las empresas eléctricas a asumir fuertes sobrecostos por derechos de paso y servidumbres sobre pertenencias mineras de terceros. No es infrecuente, sino más bien la norma, que cada vez que se anuncia un proyecto de línea de transmisión o gasoducto,

por solo nombrar algunos, que inmediatamente aparecen especuladores presentando solicitudes de concesiones mineras. Para combatir esos abusos de la ley minera, en la práctica, toda empresa eléctrica que construya una línea, por prudencia y no porque le interese el giro, pide concesiones mineras antes de anunciar sus proyectos, para "ganarle el quien vive" al minero pirata que pretenda cobrarle como derecho de paso una indemnización por servidumbre a constituir sobre la concesión minera. Para mí es obvio que la mera posibilidad que terceros abusen de esta forma constituye otro freno a las inversiones de las empresas eléctricas, al obligarlas a incurrir en contingencias no presupuestables durante el desarrollo de los proyectos de su giro.

V. LAS SOLUCIONES PROPUESTAS

Veamos también cuáles pueden ser, a mi juicio, las soluciones que se podrían introducir en la legislación o reglamentación del área, para mitigar sus efectos.

En términos generales, nos parece que la iniciativa legal propuesta por la CNE apunta en la dirección correcta para estimular las necesarias inversiones en transmisión, pero que pudiera ser objeto de algunas precisiones, para mejorar la certidumbre requerida por los inversionistas, especialmente en cuanto a vacíos no regulados y a un espacio discrecional un tanto amplio dejado a la autoridad administrativa. Similarmente, en cuanto a generación también nos parece que la iniciativa es positiva, aunque también sugerimos algunas mejoras para que cada agente del mercado asuma los riesgos y costos que le corresponda, lo cual contribuiría a despejar las incertidumbres y facilitaría que las inversiones necesarias, de acuerdo al Plan de Obras de la CNE, se materialicen en tiempo y forma.

Nuestras sugerencias son las siguientes:

5.1. EN CUANTO A GENERACIÓN

5.1.1. *Potencia Firme y Servicios Complementarios:*

Históricamente se ha remunerado la *suficiencia* y la *seguridad*, si bien esta última de una manera insuficiente e inadecuada, a través del concepto de Potencia Firme.

Con la separación de los conceptos de Potencia Firme y Servicios Complementarios establecidos en el proyecto de Ley Corta, la Potencia Firme remunerará la suficiencia; mientras que los Servicios Complementarios remunerarán la seguridad.

Sin embargo, la iniciativa legal de la Ley Corta jerarquiza inadecuadamente al incluir la remuneración por suficiencia en la potencia; mientras que la seguridad solo aparece como una materia de segundo orden, cuyo costo es absorbido por los generadores y no se traspasa a los usuarios.

Parece evidente que la calidad de servicio es la que perciben los usuarios y por ende debe premiarse los atributos de los generadores que permitan a los usuarios acotar las perturbaciones del sistema que los afectan. En este entendido deben establecerse como Servicios Complementarios, entre otros, la capacidad de realizar la regulación primaria y secundaria para controlar los parámetros de frecuencia y voltaje conforme a lo exigido en el Reglamento Eléctrico, capacidad de aportar a la reserva en giro y los reactivos del sistema, etc.

Estimo que la distribución del pago a los generadores por conceptos de suficiencia y seguridad debe ser equitativa (50% / 50%), manteniendo de esta forma el criterio utilizado por la autoridad en las últimas resoluciones de potencia firme, para incentivar tanto la instalación de capacidad de generación requerida (problema coyuntural en el SIC) y a su vez, remunerar justamente la contribución a la seguridad que hacen las distintas máquinas (problema estructural en el SING), así como especificar adecuadamente las características de los nuevos equipos generadores que se instalen en el SIC y en el SING, de modo de evitar la situación observada en el SING con unidades de gran tamaño, desadaptado al sistema.

Como está en la naturaleza de las unidades generadoras salir de servicio de repente de vez en cuando, la normativa vigente ha obligado la coordinación y operación interconectada, de tal modo que siempre exista reserva en giro, reserva fría y otras medidas que en su conjunto tengan por objeto respaldar las fallas por la vía de mantener el equilibrio entre oferta y demanda, o si se llega a romper y por ello se desconectan consumos, su suministro pueda ser restablecido a la brevedad posible.

Dada la inexistencia de señales que remuneraran el aporte a la seguridad, en el SING, por citar un ejemplo, se instalaron grandes máquinas e incluso una gran máquina conectada al sistema por una línea de transmisión transcordillerana de un solo circuito. Las salidas de servicio en diversas ocasiones de todas estas unidades, totalmente normales y esperables, provocaron *black-outs* en algunas ocasiones y en muchísimas oportunidades causaron pérdidas de un elevado número de escalones de carga. Para prevenir estos hechos, su despacho se limitó a una

fracción de su potencia. Sería absurdo que en el SIC, al instalarse las máquinas que se requieren para satisfacer el crecimiento de la demanda, no se tomara en cuenta esta experiencia y no se dieran las señales indicativas –léase remuneración de los aportes a la seguridad y no solo a la suficiencia– que permitiesen a los inversionistas seleccionar las unidades más apropiadas para el sistema.

Dado que las características señaladas influyen en el costo de inversión y por supuesto en el costo de operación, son costos que la industria debe soportar.

En ese contexto, la Ley Corta debe contemplar en forma explícita que dichos costos sean traspasados a los clientes finales que se benefician de estos servicios; como asimismo que se evite el *free riding* (ser llevado gratis) por el cual los generadores que no los aporten los paguen a quienes sí los aporten en consideración a los atributos de sus unidades.

En definitiva, es necesario que la autoridad despeje en la Ley Corta el concepto que la mayor seguridad y/o calidad de servicio de un sistema necesariamente implica un mayor precio del insumo.

5.1.2. Título ejecutivo de los balances y peajes establecidos por el CDEC:

Es de vital importancia que los balances de potencia y de energía elaborados por el CDEC respectivo, tanto aquellos preliminares como los definitivos y las respectivas reliquidaciones, cuenten con el rango de título ejecutivo, que solo se les puede otorgar mediante una ley, para evitar situaciones de retención arbitraria de pagos ordenados por la Dirección de Operación del CDEC y a veces reiterados por el Ministro al resolver divergencias sobre el particular, situación que se ha dado persistentemente, al menos en el SING, y que en efecto constituye una fuerte barrera de entrada a los nuevos actores que pretenden instalarse y un abuso de algunos actores que detentan “el poder del que paga”.

5.1.3. Artículo 99 bis de la Ley Eléctrica y 16-B de la Ley de la SEC:

Por último, reiteramos la importancia de restablecer los equilibrios entre las responsabilidades y los beneficios que deben primar en toda actividad económica. Estos equilibrios fueron alterados en el sector eléctrico con las últimas modificaciones introducidas al artículo 99 bis durante la crisis de desabastecimiento que rondó por el SIC con la sequía de 1999 y que se han traducido en trabas para la inversión en el sector

eléctrico. De igual forma, actúan como freno a la inversión las fuertes sanciones y obligaciones de compensación que estableció la última modificación introducida en la misma oportunidad a la Ley 18.410 orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.

De esta manera, en mi opinión se deben restablecer las causales de fuerza mayor como eximentes de responsabilidad y asimismo se deben considerar como constitutivas de caso fortuito aquellas situaciones que escapen al control de la empresa eléctrica afectada. En definitiva, las normas del derecho común debieran orientar la determinación de las responsabilidades reales de los actores.

No me extendiendo más en este tema puesto que es materia de otro panel de estas jornadas.

5.2. EN CUANTO A TRANSMISIÓN

5.2.1. Definición de Sistema Troncal:

Se deben definir criterios básicos respecto del tipo de instalaciones que formará parte del sistema troncal. Se propone, entre otros, definir que calificarán como parte del sistema troncal las líneas de transmisión iguales o superiores a 220kV que abastecen concentraciones importantes de clientes regulados (distribuidoras en ciudades importantes) en la medida que su capacidad sea la mínima, pero suficiente, requerida para abastecer dichos consumos.

Ya la versión de Ley Corta remitida al Parlamento, señala que la propia interconexión SIC-SING sería una línea troncal, por lo cual nos parece obvio que las líneas que constituyan la continuidad natural de la interconexión SIC-SING también deban ser declaradas como parte del sistema troncal.

5.2.2. Remuneración del sistema troncal:

A nuestro juicio, la norma propuesta en la Ley Corta requiere que se otorgue certidumbre en la metodología que se empleará para determinar el uso (y por ende la remuneración) del sistema troncal, de tal forma de fomentar la inversión.

Una propuesta objetiva que contempla la Ley Corta es el pago por partes iguales (50/50) entre el generador que inyecta y el usuario final que retira por el uso del sistema troncal.

No obstante, no está claro cómo se distribuye el costo entre varios generadores cuando utilizan en común todo o parte de una línea que sea calificada como troncal.

A nuestro juicio, la distribución entre los generadores debiera ser mediante la utilización de "factores generalizados de distribución de gene-

ración" (GGDF); y asimismo, la distribución entre clientes debiera ser mediante la utilización de factores generalizados de distribución de consumos, dado que estos factores muestran el grado de uso de cada instalación de transmisión por parte de unidades generadoras y consumidores.

5.2.3. Venta obligatoria de activos de transmisión:

El proyecto de Ley Corta enviado al Parlamento, en sus artículos 3° transitorio y 71-5 permanente, al imponer una "adecuación" a límites de participación accionaria, obliga en definitiva a los generadores a vender aquellos de sus activos de transmisión que pasen a ser parte del sistema troncal dentro de los 12 meses siguientes a la inclusión en tal sistema.

Esta institución, jurídicamente equivale a una venta forzosa, la cual además no contempla un mecanismo de resguardo del valor de la inversión para el obligado a vender. Cabe recordar que estas inversiones se efectuaron al amparo de la antigua legislación de peajes, que aseguraba un retorno durante 30 años al 10% sobre el VNR de cada línea en cuestión.

Por lo demás, una obligación de vender sin garantizar un precio justo podría ser equiparada con una expropiación sin pago de la justa indemnización, lo cual contraviene texto expreso del artículo 19 N° 24 de la Constitución.

Se propone que se entienda cumplida la obligación de vender si se ha abierto un concurso público para enajenar las líneas, administrado por una entidad financiera independiente, en el cual se contemple que la venta resulta obligatoria para el generador dueño de las líneas solo si el precio de venta resulta ser al menos el VNR de las instalaciones, esto es, con facultades para el vendedor obligado, de declarar desierta la licitación si no se cumple este requisito.

Para completar la propuesta, en caso que el mayor precio ofertado resulte inferior al mínimo señalado, el propietario debiera poder conservar la línea, obligándose a una nueva licitación en un plazo razonable para que se reordene el mercado de oferentes potenciales y se aclare el panorama, esto es, alrededor de tres años después. Sin embargo, en caso que las autoridades resuelvan insistir con más prontitud en la venta, debiera compensarse al propietario en efectivo con un monto igual a la diferencia entre la mejor oferta recibida y el monto mínimo señalado (*stranded costs*).

5.2.4. Interconexión SIC-SING:

En cuanto a la Interconexión SIC-SING promovida por la Ley Corta, se debe considerar que

esta interconexión sería realizada de todas formas si el proyecto resultase rentable desde un punto de vista netamente privado. En este caso, el pago de dicha interconexión no resultaría problemático pues se financiaría por sí sola, entre los agentes privados beneficiados por la misma.

En caso que la interconexión se lleve a cabo por decisión de la autoridad como una forma de entregar mayor calidad y/o seguridad a los usuarios o por otros motivos, como sería el fomentar la competencia para favorecer a los usuarios, se debe entender que durante el período en que aún no se justifique desde un punto de vista privado, o bien no se haya pagado aún la línea, dicha interconexión mantiene dos sistemas independientes (SIC y SING) con una unión que permite realizar transferencias entre ellos. En dicho entendido, la interconexión no crearía un único sistema troncal, ni tendría el tratamiento como parte del sistema troncal en cada uno de los sistemas. Durante tal período el costo de la línea sería ser pagado mayoritariamente por los usuarios, los que efectúan retiros desde la línea y no quienes inyectan en la misma, dado que ellos serían los beneficiados de su calidad de seguro.

No obstante, la Ley Corta otorga el carácter de troncal *per se* a la interconexión, y ello eventualmente afectará los costos de generadores que

no transmitan hacia el otro "ex sistema" SIC o SING, obligándoles a pagar peajes por líneas del otro sistema, en el cual no tienen nada que ver.

VI. COROLARIO

Como síntesis final, podemos observar que el marco regulatorio, tanto el vigente como el que regiría luego de ser promulgadas las modificaciones que se le pretenden introducir a través de la Ley Corta, presenta vacíos e imperfecciones que efectivamente crean barreras de entrada, porque no permiten predecir flujos de caja estables, lo que dificulta, si no imposibilita, el financiamiento, y asimismo, la hacen impredecible la rentabilidad de los proyectos, factores que en definitiva asustan a cualquier nuevo inversionista en generación y generación-transmisión.

Por ende, dichas situaciones previenen que el país reciba inversión en obras en esos segmentos en el tiempo y forma que se requieren, por parte de nuevos actores que fomenten la competencia y contribuyan a satisfacer tanto la creciente demanda como los requerimientos de calidad del suministro eléctrico, lo cual es necesario corregir para fomentar el desarrollo del sistema y del país.