



SERIE INFORME **ECONÓMICO**

Política Eléctrica:
Desafíos y Amenazas
Susana Jiménez S.

SERIE
INFORME
ECONÓMICO
ISSN 0717 - 1536

Octubre 2015

251

SUSANA JIMÉNEZ S.

es ingeniera comercial y magíster en Economía de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Magíster en Humanidades de la Universidad del Desarrollo. Actualmente es economista senior de Libertad y Desarrollo.

CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO **05**

INTRODUCCIÓN **06**

DIAGNÓSTICO **07**

POLÍTICA ENERGÉTICA:
DESAFÍOS Y AMENAZAS **11**

CONCLUSIONES **19**

- 1. Políticas del sector eléctrico 12
- 2. Políticas de otros sectores con incidencia
en el sector eléctrico 16

Resumen Ejecutivo

Chile tiene una política energética que ha funcionado adecuadamente, lo que ha permitido satisfacer una demanda que se multiplicó por 4 entre 1990 y 2014.

No obstante, el desarrollo de la energía eléctrica ha debido sortear situaciones complejas en el pasado y enfrenta nuevas dificultades en el presente. Si bien no se vislumbran problemas de estrechez en el próximo quinquenio, producto de un mejoramiento de la oferta y un menor ritmo de crecimiento de la demanda por la desaceleración económica y postergación de proyectos mineros, es importante promover políticas que vayan en la línea correcta y evitar aquellas que pudieran poner en riesgo el necesario desarrollo energético que el país requiere, lo que debiera redundar, además, en precios más competitivos que los actuales.

Resolver los obstáculos que enfrentan los proyectos de generación y transmisión, mantener la neutralidad tecnológica, perfeccionar el sistema de evaluación de proyectos y los mecanismos de participación ciudadana, son algunas de las medidas necesarias para avanzar en la dirección correcta. Por su parte, sería deseable evitar una injerencia excesiva del Estado en el funcionamiento del mercado eléctrico, siendo, en cambio, necesario involucrar a la autoridad sectorial en la tramitación de proyectos de otras áreas que directa o indirectamente podrían afectar el funcionamiento del mercado, lo que inevitablemente terminará reflejándose en los precios a pagar por la energía eléctrica.

INTRODUCCIÓN

Se suele decir que Chile presenta una compleja situación energética, caracterizada por la ausencia de proyectos de inversión y falta de competencia en el mercado eléctrico, lo cual redundaría en precios muy elevados que dañan la competitividad del país y el bolsillo de los consumidores. Este diagnóstico, un tanto exagerado, ha llevado a proponer soluciones que, en ocasiones, no son las más adecuadas. Por otra parte, se suele desatender el avance de iniciativas que introducen mayores obstáculos al desarrollo energético, subestimando su impacto sobre el sector en el mediano y largo plazo. Es por ello que, para proponer recomendaciones de política energética, resulta indispensable analizar objetivamente el desarrollo del mercado eléctrico, con sus deficiencias y virtudes, evaluar las medidas legislativas y administrativas que se están llevando a cabo y estudiar los desafíos que se mantienen pendientes en la agenda pública.

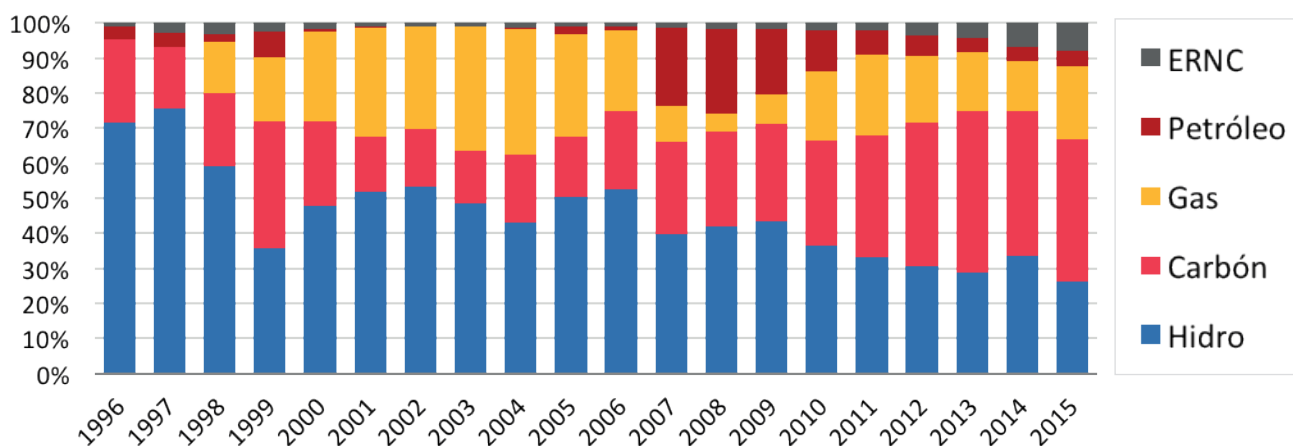
DIAGNÓSTICO: ¿TENEMOS ENERGÍA SUCIA Y CARA?

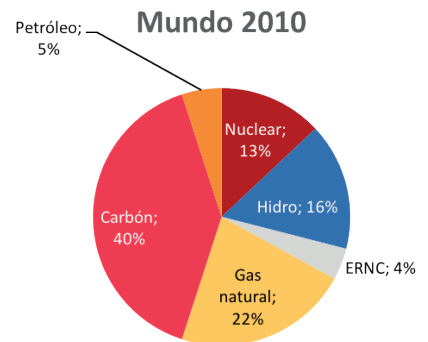
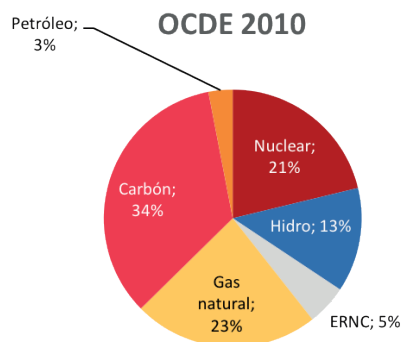
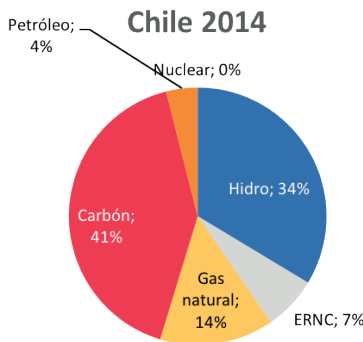
La política energética debe asegurarse de satisfacer la demanda de energía al menor costo posible, con regulaciones específicas e incentivos para garantizar la protección ambiental, la seguridad del servicio y la diversificación de la matriz energética. Para lograr dicho objetivo, Chile re-privatizó hace más de 30 años la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, estableciendo por primera vez en el mundo un mercado competitivo en generación y una regulación tarifaria a costos eficientes para los últimos dos segmentos, dada su condición de monopolio natural.

En términos generales, esta política ha funcionado adecuadamente y ha permitido un desarrollo eficiente de los mercados, logrando satisfacer una demanda que se multiplicó por 4 entre 1990 y 2014. No obstante lo anterior, el desarrollo de la energía eléctrica ha debido sortear situaciones complejas (crisis del gas argentino, alza de precios del petróleo, sequías), lo que ha determinado la composición de nuestra matriz energética en el tiempo.

Gráfico 1
**MATRIZ CHILENA ELÉCTRICA
(PARTICIPACIÓN EN GENERACIÓN ELÉCTRICA)**

Fuente: CNE





Esta matriz, a diferencia de los que se suele indicar, es considerablemente “más verde” que el promedio mundial (40% de energía renovable versus 18% en la OCDE y 20% en el mundo).

En los últimos años, sin embargo, el sistema eléctrico ha observado nuevas complejidades. Los proyectos de generación y líneas de transmisión se han visto enfrentados a mayores dificultades para su materialización en el SIC (tanto de nuevos actores como de incumbentes), producto de las oposiciones ambientales y sociales y la judicialización de los procesos de aprobación. Es así como una serie de proyectos no lograron materializarse, los que sumaron alrededor de 4.000 MW en proyectos a carbón (Barrancones 540 MW, Castilla 2.350 MW, Punta Alcalde 740 MW, Cruz Grande 300 MW) y cerca de 3.500 MW en hidroeléctricas (HidroAysén 2.750 MW, Neltume 490 MW, Maqueo 400 MW y Achibueno 135 MW)¹. Ello se compara con una demanda máxima actual del SIC algo menor a 8.000 MW, lo que refleja la relevancia de los proyectos no concretados².

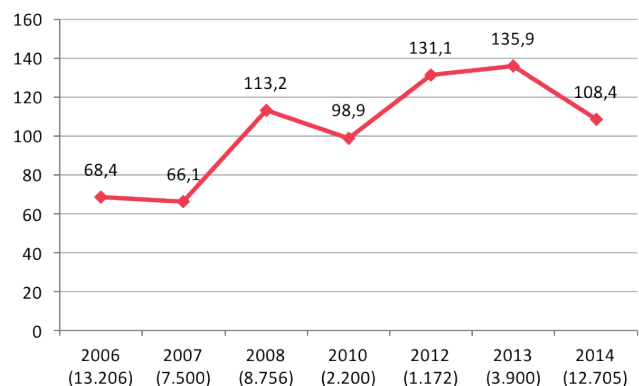
En el mercado competitivo de generación, los grandes consumidores industriales y mineras negocian libremente sus contratos de suministro, mientras que las distribuidoras de electricidad para clientes medianos y pequeños compran su energía al mercado mediante licitaciones con contratos a largo plazo. Los precios de las licitaciones eléctricas han reflejado las condiciones prevalecientes en cada período, reaccionando al alza frente a la crisis del gas, la paralización de proyectos de generación de energía de base (operación continua) y el aumento de precios de los combustibles. Especialmente preocupante fueron los procesos llevados a cabo durante los años 2012-2013, donde la falta de oferta de generación de base se tradujo en altos precios en las licitaciones de suministro para empresas distribuidoras, dejando, incluso, algunos procesos desiertos.

Gráfico 2
CHILE 2014 / OCDE 2010 / MUNDO 2010
(PARTICIPACIÓN EN MATRIZ ELÉCTRICA)

Fuente: Agencia Internacional de Energía y Comisión Nacional de Energía

Gráfico 3
PRECIOS PROMEDIO POR PROCESO DE LICITACIÓN SIC
(INDEXADO A DICIEMBRE DEL 2014)

Fuente: Presentación M. Tokman ante el Congreso en agosto 2015. Entre () los GWh-año licitados



¹ Los motivos para la no ejecución de estos proyectos variaron desde decisiones arbitrarias de la autoridad y sentencias cuestionables de los Tribunales de Justicia, hasta conflictos con comunidades indígenas y el retiro voluntario por no encontrar un clima apropiado para la inversión.

² Al mes de junio 2015, el SIC tenía una potencia instalada de generación de 15.530 MW. El exceso de potencia respecto de la demanda máxima proviene de centrales de embalse (para dar puntas o respaldo) y de termoeléctricas (de respaldo, y algunas que quedaron redundantes tras los cortes de gas de Argentina).

La oferta actual de proyectos, sin embargo, ha mejorado. De hecho, en la última licitación en el SIC realizada el año 2014, se lograron resultados muy positivos; no sólo se presentó un número importante de oferentes, sino que además se adjudicó buena parte de la energía requerida a un precio promedio menor al observado en la licitación anterior. Esto fue fruto de las mejoras de diseño del proceso de licitación (mayor plazo entre presentación de ofertas e inicio del contrato, diseño de tramos horarios para ofertas de centrales solares y menor riesgo al establecer cláusulas de salida), fuerte desarrollo de generación eólica y solar debido a menores costos y finalmente, a los positivos gestos que dio la autoridad para el desarrollo de inversiones³, lo que generó un ambiente favorable para el ingreso de nuevos actores y el desarrollo de nuevos proyectos. Es así como se adjudicó el 95% de la demanda, siendo cubierta en un 100% por nuevos entrantes⁴.

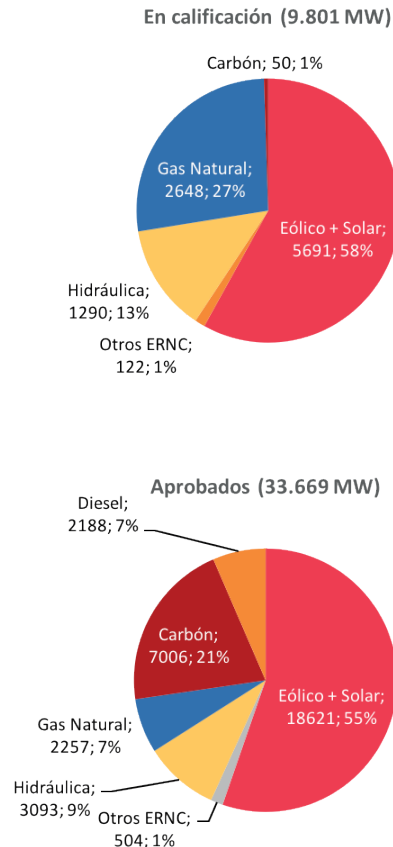
Cabe además señalar que durante los últimos años ha habido un desarrollo inesperado de las ERNC, favorecido por el desarrollo tecnológico y la rápida caída de sus costos. Entre los años 2013 y 2015 se instalaron cerca de 1.550 MW de capacidad de ERNC, mientras que los nuevos proyectos aprobados y en proceso de calificación ambiental, son mayoritariamente de este tipo de fuente. La proliferación de estas energías responde a que no enfrentan mayores dificultades para su aprobación ambiental y son de rápida construcción (menos de un año en el caso de las solares fotovoltaicas).

En este contexto de mejoramiento de la oferta y, paralelamente, de un mucho menor ritmo de crecimiento de la demanda por la desaceleración económica y postergación de proyectos mineros, no se vislumbra una estrechez energética hasta el año 2021, momento a partir del cual será clave el resultado de las próximas licitaciones.

Afortunadamente, es esperable que la próxima licitación de suministro para las distribuidoras en el SIC (a realizarse el 2016 para iniciar suministro en el 2021 y 2022) se observen nuevas caídas de precios. Esto, por los menores precios observados de los combustibles (el petróleo ha bajado de US\$ 96 el barril a US\$ 43 entre agosto 2014 y 2015) y las mayores holguras en oferta por el menor crecimiento de la demanda a la que ya hemos hecho referencia, así como por las mejores condiciones que ofrece la ley de licitaciones aprobada a principios del 2015 (reducción de riesgo a oferentes) y la interconexión SIC-SING que podrá aportar nueva capacidad al SIC desde el SING.

Gráfico 4 PROYECTOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN SEIA

Fuente: SEIA a Agosto 2015.



³ Respaldo explícito del Ministro de Energía a la central Alto Maipo, a la interconexión de los principales sistemas eléctricos del país y a la línea de transmisión Polpaico-Cardones.

⁴ La interconexión SIC-SING también ayudó a incrementar la oferta de generación, pues permitió que centrales ubicadas en el SING participaran de la licitación en el SIC.

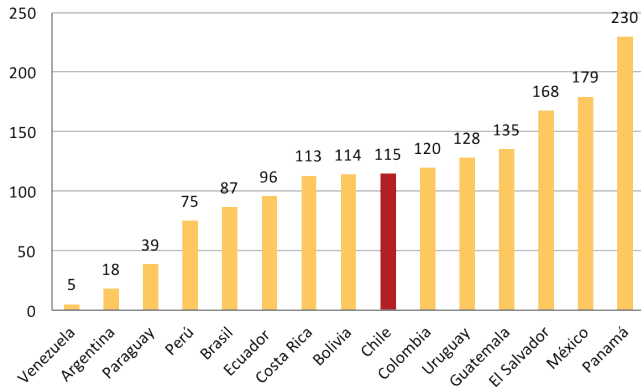


Gráfico 5
TARIFAS DE ELECTRICIDAD SECTOR INDUSTRIAL
(1ER TRIMESTRE 2015, US\$/MWh)

Fuente: Osinergrmin, Perú

En el ambiente actual, ¿cómo se comparan los precios de la electricidad de Chile con los de otros países? Es sabido que Chile presenta elevados precios de la energía, aunque aclaremos que distan de ser los más caros del mundo. De hecho, a nivel regional, la tarifa eléctrica que pagan las grandes industrias chilenas es menor a la de países como Colombia, Uruguay y México. Otros, por cierto, tienen tarifas menores, como Perú (que produce gas y tiene precio fijo), Brasil (que tiene abundantes recursos hídricos), Bolivia (con importantes reservas de gas) y Argentina (que tiene precios artificialmente bajos).

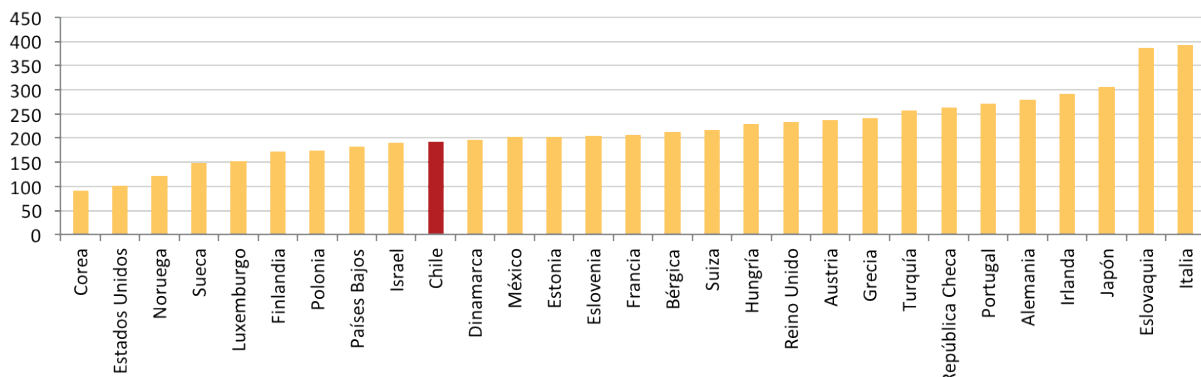
En relación a los países OCDE, los precios que se observan en Chile tampoco son muy distintos al promedio de las tarifas vigentes.

Lo anterior no quiere decir que los precios no deban ser un foco de atención en la política energética. Por el contrario, un país que no cuenta con mayores reservas de combustibles fósiles⁵ y cuyo mayor potencial - los recursos renovables - enfrenta diversas dificultades para su desarrollo

masivo (trabas a la ejecución de centrales hidroeléctricas, intermitencia de generación solar y eólica), no puede sino ocuparse de crear las mejores condiciones para promover la inversión y asegurar un suministro de energía suficiente, segura, ambientalmente amigable y a costos competitivos. De lo contrario, las bajas esperables en los costos de la energía eléctrica se verán seriamente limitados bajo las condiciones actuales (carencia de recursos fósiles, dificultades para desarrollar proyectos hidroeléctricos). Ello podría cambiar a largo plazo si siguen bajando los costos de la tecnología de generación térmica solar con acumulación (se están instalando 220 MW en Chile) o mediante una buena combinación de embalses más ERNC. Pero, por ahora, hay que crear las condiciones necesarias para que los precios de la energía eléctrica se reduzcan lo más posible. En este contexto, la política energética no tiene espacio para errores. Si queremos ver precios más bajos (acorde a nuestras posibilidades) se vuelve imperativo delinear acertadamente los caminos a seguir, evitando iniciativas que entorpezcan el buen desarrollo del mercado eléctrico.

Gráfico 6
TARIFAS ELÉCTRICAS SECTOR INDUSTRIAL
US\$/MWh, AÑO 2013

Fuente: Key World Energy Statistics 2014, IEA.



⁵ Chile tiene pocas reservas de petróleo (producimos el 1,5% de nuestro consumo), las reservas de gas natural están circunscritas a Magallanes y las reservas de carbón son limitadas.

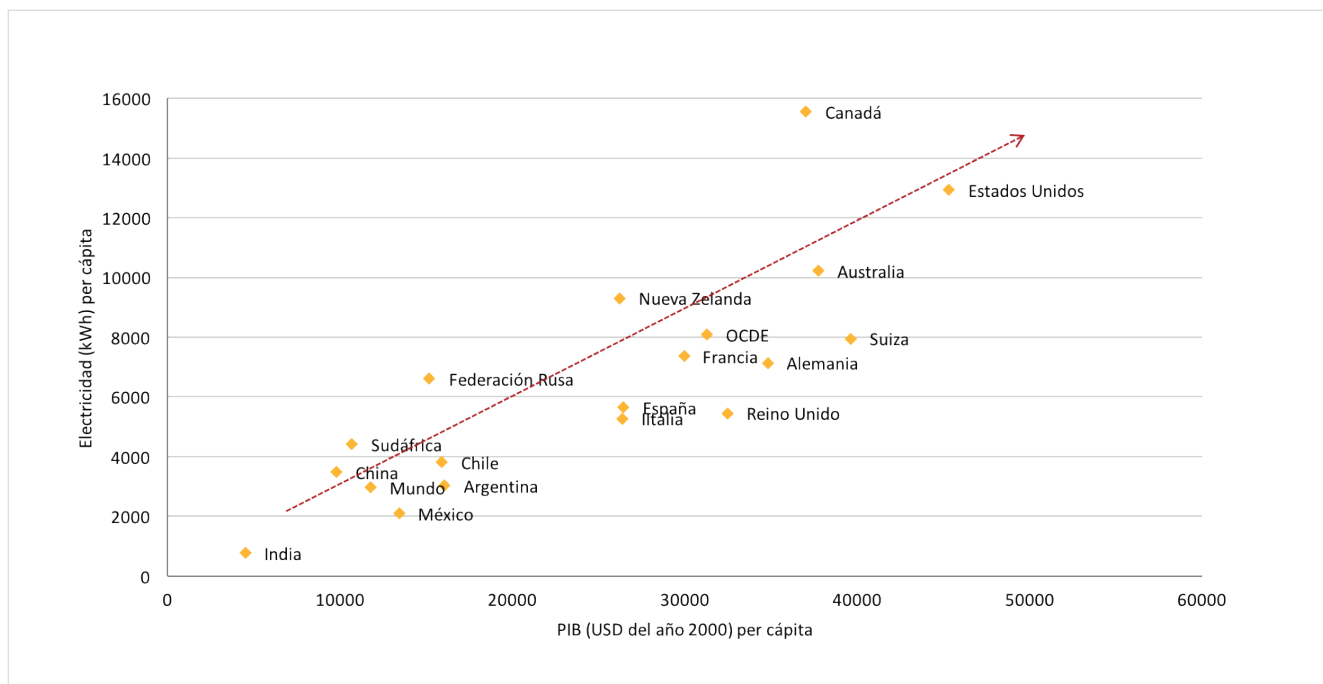
POLÍTICA ENERGÉTICA: DESAFÍOS Y AMENAZAS

La historia de nuestro país y la experiencia internacional es clara: sin energía no hay desarrollo. No hay país en el mundo que haya podido desarrollarse sin ampliar sus requerimientos de suministro eléctrico, situación que también ha evidenciado Chile en el pasado y seguirá observando en el futuro.

En la medida que exista una política energética bien definida, con una regulación clara y estable y sin espacio para la discrecionalidad, se podrán alcanzar los objetivos buscados. Sin embargo, es inevitable que surjan diferencias a la hora de proponer medidas que perfeccionen el funcionamiento del mercado. En lo que sigue se describen brevemente algunas políticas que van en la línea correcta y otras que resultan más cuestionables, puesto que podrían poner en riesgo el necesario desarrollo energético que el país requiere.

Gráfico 7
**CONSUMO ENERGÉTICO Y DESARROLLO
ECONÓMICO (AÑO 2012)**

Fuente: Agencia Internacional de Energía.



1. POLÍTICAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

a. Competencia y rol del Estado: los problemas ambientales, la burocracia estatal, la oposición ciudadana y la judicialización han dificultado sacar adelante proyectos de generación de base, tanto de desarrolladores nuevos como existentes, generando una percepción de baja competencia en el mercado. Sin embargo, no hay problemas de competencia cuando existen nuevos proyectos que pueden ingresar al mercado, por lo que lo más importante es resolver los impedimentos para el desarrollo de los mismos. La acción del Estado debiera centrarse preferentemente en resolver los problemas de barreras de entrada y bajar los riesgos a fin de alentar la entrada de nuevos proyectos, lo que se traducirá en menores precios. En particular, el Estado debe velar por crear un ambiente propicio para la inversión, partiendo por mejorar el sistema de evaluación ambiental y la obtención de permisos sectoriales (bajar burocracia), proveer de información pública, establecer un adecuado ordenamiento territorial y apoyar explícitamente a los proyectos que cumplen con la normativa ambiental y legal.

Lo que el Estado no debe hacer es intentar definir la matriz energética, porque la planificación desde el Estado no funciona, menos en un sector sujeto a continuos cambios, como es la energía. Basta pensar en lo improbable que hubiese sido anticipar el corte de gas de Argentina o la caída de los costos de la ERNC, o lo impredecible que ha sido el comportamiento del petróleo, condicionante del precio de la energía. La planificación puede ayudar a generar escenarios, pero es muy difícil apuntarle a la realidad, por lo que se suelen crear más distorsiones que soluciones.

El Estado debiera también cuidarse de intervenir en exceso en los mercados, como ha ocurrido con algunas políticas que se han impulsado últimamente. Se ha acrecentado su rol en las licitaciones eléctricas (antes estaban en manos de cada distribuidora y ahora serán gestionadas por la Comisión Nacional de Energía (CNE)), en la transmisión eléctrica (el Estado anticipará las necesidades a 20-30 años plazo), e intenta, además, incursionar en el negocio de la generación eléctrica. Cada una de estas iniciativas puede generar costos indeseados en el funcionamiento del mercado eléctrico.

Especial atención amerita la incursión de ENAP al mercado eléctrico, de aprobarse el proyecto de ley ingresado por el Ejecutivo en octubre del 2014⁶. El

mercado eléctrico no requiere de la participación de un actor estatal para su desarrollo. En el pasado, el sector privado ha sido capaz de satisfacer eficientemente una demanda creciente, en condiciones muchas veces muy adversas. Como se mencionó anteriormente, las dificultades que hoy se presentan no responden a una falta de interés por desarrollar nuevos proyectos, sino a las dificultades existentes para su ejecución. Luego, la incursión de ENAP en nada ayuda y, por el contrario, levanta dudas respecto de su real efecto en el mercado.

En particular, preocupa que ante la incursión de ENAP gestionando y promoviendo proyectos se desincentive el desarrollo de proyectos 100% privados, pues los inversionistas pueden percibir que competirán con desventaja frente a aquellos en que participa la estatal. De ello seguiría que privados prefieran acoplarse a estos últimos antes que competirles, lo cual anularía en la práctica, el efecto competitivo del sector privado y terminaríamos con un sector generador intervenido por el Estado a través de ENAP, con todas las ineficiencias que ello conlleva en el largo plazo.

Por otra parte, es bien sabido que ENAP no tiene competencias ni experiencia en este rubro; luego, no se ven beneficios de su incursión al mercado y sí algunos riesgos desde el punto de vista del rol de juez y parte que adquiriría el Estado en este mercado. No se puede descartar tampoco la posibilidad que a futuro la estatal sea instrumentalizada para lograr objetivos políticos (como bajar los precios de la energía eléctrica a cualquier costo), socializando la pérdida hacia sus dueños, que son todos los chilenos.

b. Ninguna tecnología de generación eléctrica es descartable: todas las fuentes de energía -termoelectricidad, hidroelectricidad, ERNC y nuclear- serán necesarias para sostener el crecimiento económico del país. Se estima que los requerimientos de energía aumentarán a lo menos en 70% de acá al 2030, lo que significa desarrollar un número muy importante de nuevas centrales de generación.

Algo que ciertamente no puede pasar, es que dejemos de aprovechar las fuentes más baratas de generación disponibles, como es el uso del **agua**. El Gobierno identificó un potencial hidroeléctrico de 11.000 MW entre los ríos Maipo y Yelcho, a los que se suman otros 5.000 MW adicionales en el extremo austral del país. El costo medio de la generación hidroeléctrica

⁶ Boletín N° 9628-08.

fluctúa entre US\$ 60-100 por MWh, representando la generación más competitiva, además de ser limpia y propia.

El desarrollo de proyectos eléctricos en base al agua, sin embargo, se ha visto limitada por la oposición ciudadana, impidiendo que los precios - que reflejan el costo marginal de largo plazo (igual al costo medio de largo plazo) – alcancen niveles más reducidos. Si la hidroelectricidad se desarrollara en forma masiva, los precios medios del mercado serían significativamente más bajos, pero como no se desarrollan suficientes proyectos, seguirán determinados por la energía termoeléctrica, que depende del precio internacional del gas y carbón.

Otra fuente de generación competitiva es el **carbón**. Se trata de una de las principales fuentes de energía en el mundo, con reservas probadas equivalentes a más de 100 años de producción⁷. En el 2012, el carbón representó el 29% de la energía primaria del mundo, y el 40,4% de la electricidad fue generada en base a este combustible. El menor consumo de China y la revolución del shale gas en EE.UU. (que genera excedentes de carbón en el país) están haciendo caer el precio del carbón, lo que vuelve aún más competitivo frente a sus alternativas⁸.

En Chile, la generación eléctrica en base a carbón representó 41% del total el año 2014, siendo su costo de desarrollo cercano a US\$ 90/MWh. En consecuencia, si Chile desarrollara la generación eléctrica en base a agua y carbón, más ERNC, debiéramos observar precios no superiores a US\$ 90 por MWh. Sin embargo, las dificultades para desarrollar proyectos a carbón en el SIC han llevado a que los precios se acerquen a los costos medios de la generación a GNL, que son 25% superiores a los del carbón (en torno a US\$ 110-120/MWh).

El desarrollo de **ERNC**, en cambio, ha sido notable, alentados por una importante caída de costos a niveles de US\$ 80-90 por MWh para fuentes eólicas y solares. Sin embargo, no es posible esperar una participación mayoritaria de este tipo de tecnologías, en la medida que no se resuelva el problema que conlleva la generación intermitente de algunas de ellas (solar y eólica). La

generación intermitente no sólo requiere que se instalen centrales de respaldo que atiendan la demanda cuando no se genera energía desde las fuentes ERNC, sino que conlleva costos de integración que pueden ser relevantes si se introducen masivamente al sistema.

En particular, la intermitencia de la generación solar fotovoltaica y eólica causa costos que se dividen en 3 categorías: de balance (el sistema requiere más fuentes de generación flexible para acomodar entrada y salida de generación intermitente, y mayor capacidad de reserva), del perfil de generación (se reduce la generación de centrales eficientes y el número de horas de operación, aumentando su costo medio) y de transmisión y de redes (integración a gran escala de generación intermitente requiere de mayor capacidad de transmisión para modular y transferir carga)⁹. Estos costos deben ser debidamente sopesados cuando se aventuran metas de participación de ERNC en la matriz.

La opción **nuclear** tampoco debe ser descartada en el largo plazo. El mundo no se ha "desnuclearizado" como se piensa; de hecho, 11% de la energía eléctrica global del año 2012 provino de generación nuclear. En Chile se iniciaron el 2007 algunos estudios respecto de la alternativa nuclear, pero los hechos ocurridos en Fukushima congelaron esta alternativa. Sin embargo, Chile no debiera desechar esta opción porque en algún momento se agotarán las alternativas de desarrollo hidroeléctrico y termoeléctrico y las ERNC intermitentes aún no han resuelto económicamente su problema (la energía solar con concentración sigue siendo relativamente costosa).

Entre las virtudes de la energía nuclear está que su costo no es superior al de las termoeléctricas cuando operan a gran escala y no emite gases contaminantes urbanos ni gases con efecto invernadero, por lo que es considerada una tecnología limpia. Recientemente, la Comisión Zanelli recomendó al gobierno volver a incorporar la opción nuclear dentro de la agenda de energía y no renunciar por anticipado a una fuente de energía limpia sin haberla estudiado en profundidad, señalando que la energía nuclear es segura, sustentable, confiable (alto factor de planta y estabilidad de precios) y competitiva (con costos nivelados de generación comparables al carbón y al GNL).

7 Si se considera el total de recursos, la producción alcanzaría para un total de 3.000 años, D. Salinas y C. Muñoz, "La industria del carbón y su competitividad con el GNL", Breves de Energía, septiembre de 2014.

8 Se trata además de un combustible que se distribuye por todo el mundo (los principales productores son China, EEUU, Australia, Indonesia e India) y su precio normalmente ha reflejado el costo marginal de producción, característico de una industria competitiva.

9 J. Clerc, "Los costos reales de la generación intermitente", Breves de Energía, abril 2015.

c. Perfeccionamiento del Sistema de Evaluación Ambiental (SEIA): el SEIA se incorporó en nuestra legislación en 1994, entrando en operación en 1997 con la publicación del Reglamento del SEIA. Transcurridas casi dos décadas, en que se creó una nueva institucionalidad ambiental¹⁰ y nuevos instrumentos regulatorios¹¹, el sistema de evaluación de proyectos amerita una revisión para su eventual perfeccionamiento.

En efecto, han surgido numerosas críticas acerca de la disparidad de criterios de aplicación del SEIA (medidas de mitigación, compensación y reparación, diferencias de criterios entre regiones y entre distintos servicios públicos, etc.), el bajo grado de autonomía y fortaleza técnica del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) (sobre todo en sus direcciones regionales), la extensión de los plazos de tramitación, la debilidad legal de las Resoluciones de Calificación Ambiental (RCA) ante la creciente judicialización, la falta de participación ciudadana temprana, la ausencia de un proceso adecuado de consultas indígenas y la participación, más allá de sus atribuciones, de los servicios públicos con competencias ambientales, por nombrar algunas.

Es en este contexto que este año se conformó una Comisión Asesora Presidencial, con el objetivo de analizar la estructura, procedimientos, mecanismos y herramientas vinculadas al SEIA, y evaluar ajustes en sintonía con las exigencias actuales, para aumentar su eficiencia y confiabilidad, y fortalecerlo como un instrumento de gestión ambiental de carácter preventivo. Lo anterior resulta del todo positivo y se espera lograr consenso para resolver las deficiencias actualmente existentes. Los avances en esta materia son bastante urgentes, toda vez que no sólo se entran y retrasan proyectos de inversión por las deficiencias del sistema, sino que se paralizan proyectos o se evitan mejoras en obras que podrían generar beneficios ambientales, sólo por eludir el largo y engorroso proceso de evaluación.

Preocupa, además, que un proceso de evaluación que debiera fundarse en criterios técnico-políticos se vea desvirtuado por la excesiva injerencia de intereses particulares. Lo anterior se traduce, en ocasiones, en que la posibilidad de ejecución de los proyectos depende más de la voluntad política del gobierno y legisladores de turno, que de las características propias del proyecto y su real impacto en el medioambiente¹². Un ejemplo es lo ocurrido con la central hidroeléctrica de San Pedro

(170MW) de Colbún, que fue recientemente notificada que tendría que poner término anticipado al Estudio del Impacto Ambiental (EIA) de las adecuaciones a la central¹³. El SEA de la Región de Los Ríos estimó que faltaban antecedentes y solicitó un nuevo EIA de los cambios del proyecto; incluso algunos servicios locales sugirieron que debía rehacerse el estudio completo del proyecto aprobado que ya cuenta con RCA. Llama la atención que en la región menos del 7% de los principales proyectos hidroeléctricos ingresados al SEA han sido aprobados en los últimos 9 años¹⁴, dando cuenta de las presiones políticas existentes en contra del desarrollo de estos proyectos. Bien vale preguntarse qué sucederá cuando los intendentes sean electos por votación popular, como propone un proyecto del Ejecutivo actualmente en trámite, puesto que las decisiones de aprobación se volverán aún más voluntaristas.

d. Participación ciudadana y consulta indígena: uno de los aspectos importantes a perfeccionar en el SEIA es la participación ciudadana en etapas tempranas de los proyectos. Esto, por cuanto permite que la ciudadanía se pronuncie en etapas previas al ingreso de proyectos al sistema (cuando ya están casi completamente definidos), admitiendo una mayor injerencia en el diseño del proyecto. Lo anterior debiera formalizarse, con la debida participación del Estado como garante de la consulta temprana y con carácter obligatorio o voluntario dependiendo de los impactos ambientales que producirá el proyecto en su entorno en caso de ser ejecutado.

Cabe destacar que el Ministerio de Energía puso a disposición para consulta pública la Guía Estándar de Participación para el desarrollo de proyectos de energía. Lo anterior parece una buena iniciativa; sin embargo, sería aconsejable que el proceso contemplado fuese incorporado en el marco de las modificaciones al Reglamento del SEIA, a fin de generar criterios homogéneos para todos los proyectos de inversión que así lo requieran y no diferenciado para los proyectos de energía.

Por su parte, es evidente que el proceso de consulta indígena debe ser mejorado puesto que genera demoras e incertidumbre para los afectados y los desarrolladores de proyectos. El proceso actual es lento y requiere de más recursos y personal especializado para ser llevado a cabo de manera efectiva.

¹⁰ En 2010 la Ley N° 20.417 creó el Ministerio del Medio Ambiente, el Servicio de Evaluación Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente. Posteriormente, se sumaron los Tribunales Ambientales.

¹¹ Como las normas de calidad y de emisiones.

¹² Las RCA son otorgadas por la Comisión de Evaluación Ambiental regional, conformada por el intendente y los Seremis, y las reclamaciones de los Estudios de Impacto Ambiental son analizadas por el Comité de Ministros.

¹³ El proyecto obtuvo su RCA favorable en 2008 y había iniciado su construcción, pero se encontró con problemas de terreno que requerían de estudios y modificaciones al proyecto, pero que no alteraban los aspectos fundamentales del mismo.

¹⁴ De un total de 1.163 MW se han aprobado 77,5 MW (6,7%). Destaca el caso de la hidroeléctrica Maqueo (400 MW) que fue desistida y Neltume (490 MW) que sigue en tramitación.

e. Transmisión Eléctrica: para el desarrollo de centrales eléctricas es necesario contar con un sistema robusto de transmisión eléctrica que evite las congestiones (lo que impide transferir energía) y un uso ineficiente del territorio. Recientemente, el Gobierno ingresó un proyecto de ley que modifica la regulación de la transmisión eléctrica para hacer frente a las restricciones que enfrenta el desarrollo de infraestructura de transmisión, lo que comprende adecuaciones en materias de planificación, polos de desarrollo, emplazamiento y trazado, remuneración de la transmisión y un Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) integrado.

La propuesta va en la dirección correcta, aunque contiene algunos aspectos que levantan controversia, como el llamado "estampillado", que establece un cargo único por uso dentro de cada uno de los sistemas de transmisión nacional y zonal pagado por la demanda. Lo anterior simplifica el sistema de remuneración de la transmisión pero a su vez elimina las señales de localización eficiente. En efecto, el sistema vigente reconoce las diferenciales de costos en la medida que los generadores y usuarios están más lejanos, lo que encarece el sistema de transmisión. Al excluir dicha diferenciación, se elimina una señal de eficiencia (el pago por el uso efectivo) lo que eventualmente puede incidir en la toma de decisiones de los actores, lo que conlleva una peor asignación de los recursos.

Ahora bien, quizás el tema que amerita mayor cuidado es el de planificación energética, especialmente en lo que se refiere a la determinación de holguras como de los polos de desarrollo. Específicamente, es importante que se eviten los riesgos de una sobreinversión en infraestructura - dado que ahora será pagado por la demanda - incluyendo criterios económicos severos para evitar sobre instalación. En el caso particular de la declaración de polos de desarrollo, debiera condicionarse a algún estado de avance y propiedad atomizada de los proyectos, como en el proyecto de carretera eléctrica de la administración del Presidente Piñera¹⁵. Lo anterior evitaría crear "elefantes blancos" con infraestructura que no será utilizada y evitar presiones para planificar líneas de uso privado. Hay que evitar, además, que se califique como Polo de Desarrollo cualquier zona donde exista un buen potencial de generación.

f. Ley de Asociatividad: es perfectamente legítimo que las comunidades se sientan afectadas por la construcción y operación de grandes proyectos de inversión, lo que se ha traducido en una creciente oposición a todo tipo de iniciativas de inversión. Lo anterior ha abierto el debate respecto de la necesidad de crear un sistema de aportes locales, que vayan en beneficio directo de las comunidades afectadas.

Recientemente, el Gobierno ingresó un proyecto de ley que propone descuento en las tarifas reguladas (no sólo las residenciales), según un factor de intensidad de cada comuna que determinará rebajas de hasta 50%, financiado por comunas que no son consideradas como intensivas (subsidio entre comunas). El mecanismo escogido no parece el más adecuado, pues la motivación principal del proyecto no debiera ser beneficiar a comunas por concentración histórica de proyectos de generación, sino que motivar la aceptación de nuevos proyectos que hoy se ven enfrentados a una oposición ciudadana creciente. En la medida que se beneficia a comunas por el stock existente de generación, el beneficio derivado de proyectos nuevos puede ser muy menor y, por tanto, no incentiva una mayor aceptación de ellos.

Resulta más conveniente, del punto de vista social, establecer un sistema de asociatividad donde los recursos recaudados sean destinados a proyectos de mayor beneficio social, como financiar escuelas, plazas, seguridad pública, infraestructura, etc. Los aportes monetarios - la rebaja de tarifas se acerca a ello - tiende a generar mayor reticencia pues es interpretada como una "compra de voluntades", mientras que la entrega de infraestructura y servicios públicos tienden a ser percibidos como un beneficio para la comunidad en su conjunto, no meros beneficios privados. Tiene además la ventaja de permitir dar a los recursos el mejor uso que la comunidad quiera darle, y que no necesariamente es una rebaja en las cuentas de la luz.

Sería preferible, por tanto, retrotraerse a lo que fuera el proyecto original de la llamada Ley Tokman¹⁶ (cargo por kW o kWh a nuevos proyectos y cargo por km de línea según voltaje, a beneficio local), iniciativa que también

¹⁵ Entro otros, se exigía que la capacidad máxima de generación esperada que hará uso de la instalación justifique técnica y económicamente su construcción; que para el primer año de operación la capacidad máxima que hará uso de las instalaciones supere el 25% de la capacidad total y que estos proyectos cuenten con la Resolución de Calificación Ambiental aprobada; que la solución de transmisión sea económicamente eficiente; y que los proyectos sean de a lo menos dos personas no relacionadas entre sí.

¹⁶ La Ley Tokman corresponde al Boletín 5251-08, tramitado en el Congreso Nacional el año 2007, cuando Marcelo Tokman era Presidente de la Comisión Nacional de Energía; Ley que fue publicada en octubre de ese año, sin contemplar el aspecto señalado (Ley N° 20.220 que perfecciona el Marco Legal vigente con el objeto de resguardar la seguridad del suministro a los clientes regulados y la suficiencia de los sistemas eléctricos).

fue considerada durante el gobierno del Presidente Piñera en la Agenda Impulso Competitivo¹⁷. Lo anterior sería una medida similar a la de establecer impuestos locales, que bien calculados podrían contribuir con un flujo permanente para el desarrollo de actividades locales de alta rentabilidad social, sin afectar de manera sustancial la rentabilidad privada del proyecto (podría incluso mejorarla si permite sacar adelante proyectos en menor plazo y con menos costos asociados a su aprobación).

Existe una opción adicional y que podría, incluso, resultar menos gravosa para el desarrollo de proyectos eléctricos de generación y transmisión necesarios para el país y que consistiría en traspasar el costo del aporte comunal a los clientes finales. De esta manera, se socializaría el costo entre todos los beneficiarios (consumidores de energía eléctrica), sin afectar las decisiones de inversión y logrando el objetivo final, cual es el disponer de financiamiento que permita dar beneficios a las comunas de alta densidad de generación (si se persiste en esta idea) y a aquellas comunas donde se estén desarrollando nuevos proyectos de generación y transmisión. Esta modalidad tiene además la virtud que no establece sobrecostos a los proyectos de energía eléctrica, lo que podría interpretarse como una medida discriminatoria respecto de otros proyectos de inversión que también tiene incidencia local.

Cualquiera sea el modelo escogido, es importante establecer un mecanismo transparente y participativo para el uso de los recursos recaudados. Para ello, los proyectos a ser financiados con los recursos destinados a las comunidades afectadas, debieran estar idealmente priorizados en función de una cartera de alternativas consensuadas con la comunidad, la autoridad local y eventualmente, alguna autoridad central. Así se generaría un proceso transparente y justo de repartición de rentas, evitando que sólo un grupo pequeño pero mejor organizado perciba la mayor parte de los beneficios.

- g. Eficiencia Energética (EE):** es la mejor fuente de energía porque la mejor energía es la que no es necesaria de producir. Es probable que exista un espacio importante para fomentar la EE a través de una concientización de empresas y de la población para un buen uso de la energía.

Un buen plan de acción debiera fomentar la EE en la industria, mejorar la EE en el transporte y en el sector de edificación, entregar más información a los consumidores a través de las diversas etiquetas de EE en artefactos, en vehículos y en viviendas, incorporar la EE en la educación y realizar acciones de difusión.

2. POLÍTICAS DE OTROS SECTORES CON INCIDENCIA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Hay una serie de otras iniciativas que surgen desde distintos órganos del Estado y que no necesariamente tienen una mirada integral que permita evitar efectos indeseados en el desarrollo energético del país. En este contexto, vale la pena revisar algunas de las iniciativas que se están promoviendo actualmente y los riesgos que conllevan para el desarrollo energético del país.

- a. Modificación al Código de Aguas:** el Ejecutivo ingresó en septiembre del 2014 una indicación sustitutiva integral al proyecto de ley que habían presentado anteriormente un grupo de parlamentarios con objeto de modificar el régimen de aguas. El proyecto no sólo modifica los Derechos de Aprovechamiento de Agua (DAA) que se otorgan a futuro (ya no serán perpetuos,

sino que concesiones con una duración máxima de 30 años renovables, salvo que la Dirección General de Aguas (DGA) acredite el no uso del recurso), sino que también tendría efecto en los DAA existentes.

En efecto, el proyecto introduce caducidades por el no uso del recurso (aún pendiente de aprobarse), por su uso - sin autorización previa - para un fin distinto para el cual fueron otorgados y por la no inscripción en el Conservador de Bienes Raíces en un período de 6 meses. Por otra parte, el proyecto permite limitar el ejercicio de explotación de los DAA existentes en función del interés público o para efectos de establecer un caudal ecológico mínimo y se eleva sustancialmente el pago de patentes por no uso.

¹⁷ <http://www.economia.gob.cl/wp-content/uploads/2011/05/Impulso-Competitivo.pdf> La Agenda de Impulso Competitivo contempló dentro de sus medidas (Acción #15) el estudiar mecanismos que estimulen a los promotores de grandes inversiones a efectuar aportes al desarrollo de tales comunidades.

Lo anterior genera inquietud en el sector energético puesto que las caducidades por no uso no se condicen con los plazos de desarrollo de proyectos hidroeléctricos y se debilitan los derechos de propiedad existentes.

- b. Contribución al cambio climático:** El Ministerio del Medio Ambiente publicó recientemente la "Contribución Nacional Tentativa de Chile (INDC) para el Acuerdo Climático París 2015". Se trata de la contribución que haría Chile a la reducción de emisiones globales en la Cumbre de Cambio Climático (COP21) de París a fines del 2015. En él, "Chile se compromete al 2030, a reducir sus emisiones de CO2 por unidad de PIB en un 30% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso"¹⁸. Adicionalmente, y condicionado a la obtención de aportes monetarios internacionales (grant), el país se compromete al 2030, a aumentar su reducción de emisiones de CO2 por unidad de PIB hasta alcanzar una disminución entre 35% a 45% con respecto al nivel alcanzado en 2007, considerando, a la vez, un crecimiento económico futuro que le permita implementar las medidas adecuadas para alcanzar este compromiso"¹⁹.

La propuesta es ambiciosa, lo que amerita definir los costos que podría significar cumplir con ellas. En el pasado se anunció una meta voluntaria de reducción de emisiones (20% al 2020) sin mediar evaluación, lo que ha significado costos no menores especialmente para el sector eléctrico; de hecho, de acuerdo a un estudio desarrollado por la OCDE, la contribución de este sector eléctrico habría costado alrededor de 0,05% del PIB al año²⁰. Eso, sin contar el impuesto al CO2 de US\$5/ton aprobado en la Reforma Tributaria del año 2014, lo que significa un alza de precios entre 2,5% y 3% en el costo marginal de la generación a gas, que hoy marca los precios de la energía.

Cabe señalar, en todo caso, que las metas establecidas son más moderadas que las propuestas en el anteproyecto, que pretendía reducir hasta en 35% las emisiones de carbono (CO2) por unidad de Producto

Interno Bruto (PIB) para el año 2025 y rebajar hasta en 45% las emisiones de CO2 por unidad de PIB para el 2030 (año base 2007). Un reciente estudio de Galetovic y Muñoz²¹ calculó el costo de mitigación asociado a las metas que Chile pretendía originalmente comprometer en la COP-21, y los resultados eran preocupantes. En efecto, sin la construcción de centrales hidroeléctricas se forzarían reducciones de emisiones de CO2 a costos elevados (hasta US\$159/tCO_{2eq}), lo que podía conllevar un aumento de precio de la energía de hasta 119%, con caídas del excedente del consumidor equivalentes a 1,7% del PIB. Por último, las metas señaladas forzarían a reducir las emisiones de CO2 a costos muy superiores al daño ambiental provocado y a las reducciones que los chilenos podrían adquirirlas en el extranjero²².

En este contexto, se valora la moderación en cuanto a la meta que ofrecerá el gobierno en la COP-21 pero, igualmente, no se puede desconocer que alcanzarla tendrá costos. Así, si el gobierno quiere comprometer reducciones de emisiones sin introducir costos mayores, debe promover la ejecución de grandes proyectos hidroeléctricos. De lo contrario, los compromisos que se adquieran podrían significar importantes inversiones que podrían encarecer nuestro suministro eléctrico.

- c. Planificación territorial:** a la fecha han avanzado, en forma muy descoordinada, varias iniciativas para establecer un ordenamiento territorial en el país. El proyecto de ley para fortalecer la regionalización establece la creación de Planes Regionales de Ordenamiento Territorial (PROT) mediante los cuales se entrega a las regiones la facultad de planificar el uso del territorio en forma restrictiva y vinculante. Por su parte, el proyecto de ley que crea el Servicio de Biodiversidad y Áreas Protegidas establece categorías de áreas protegidas en las cuales las actividades productivas están fuertemente restringidas o prohibidas, excluyendo importantes porciones del territorio nacional del desarrollo. La Agenda de Energía también propone lograr un Ordenamiento Territorial Energético Regional, a lo que se suma el proyecto de ley para la administración del borde costero que busca definir las actividades posibles de desarrollarse en estas áreas.

¹⁸ De acuerdo al documento oficial, "este compromiso asume un ritmo de crecimiento de la economía similar a la senda de crecimiento del país en la última década, exceptuando los años más críticos de la crisis financiera internacional (2008-2009)". Lo anterior equivale a un crecimiento económico de 5% anual.

¹⁹ Contribución Nacional Tentativa de Chile (INDC) para el Acuerdo Climático París 2015, Septiembre 2015, pág. 9.

²⁰ El informe "Effective Carbon Prices" de la OCDE (2013) estima los costos de abatimiento de CO2, principalmente de la sustitución de combustibles fósiles por ERNC. Los costos de mitigación de emisiones incurridos por Chile son de 0,05% del PIB al año (entre US\$100-150 millones). Chile ha abatido cerca del 10% de las emisiones respecto del BAU mediante políticas aplicadas en el sector eléctrico y solo la ley ERNC de 2007 habría significado 69 millones de euros anuales.

²¹ C. Muñoz y A. Galetovic, "COP-21: las metas de reducción de emisiones y el precio de la energía en Chile", Breves de Energía, septiembre del 2015.

²² En Europa se venden permisos de emisiones en alrededor de US\$10/tCO_{2eq}, y en EEUU son aún más baratos.

La inconveniente superposición de iniciativas se suma a un evidente riesgo de terminar zonificando el país completo, lo que se acerca peligrosamente al dirigismo total desde el Estado. Particularmente preocupante es que se impongan restricciones a la realización de la actividad productiva, pudiendo ser socialmente deseable que éstas se desarrollen.

Lo que, en cambio, sí sería razonable y necesario, es avanzar en un mayor ordenamiento territorial, como una forma de racionalizar las múltiples denominaciones de protección que cubren buena parte del territorio nacional. En la medida que el Estado logre ordenar las diferentes categorías de protección y los organismos involucrados en tales denominaciones, se favorecerá el desarrollo de proyectos en plazo razonable, con menos resistencia de la ciudadanía y menores costos para el desarrollador.

- d. Otras medidas:** también podrían tener efectos en el sector energético, lo que no ayuda a reducir los costos de la electricidad. Cabe mencionar el proyecto en trámite que fortalece el SERNAC que, entre otros aspectos, propone importantes aumentos de las sanciones. Estas multas podrían superponerse con sanciones del órgano sectorial (en este caso, la SEC), por lo que se estaría legislando que cuando por un mismo hecho y fundamentos jurídicos el infractor pudiese ser sancionado por la ley de protección de derechos de los consumidores y por otras leyes, se le imponga sólo una (la más alta). Ello, sin embargo, no es suficiente para evitar multas desproporcionadas, además de generar una duplicidad innecesaria en el rol sancionador.

Igualmente, el proyecto de Reforma Laboral actualmente en trámite podría complicar a las empresas eléctricas, especialmente en lo que se refiere a la prohibición de reemplazo en huelga. De no modificarse el articulado, cobrará especial relevancia la regulación de los servicios mínimos, dado que se trata de un servicio que no puede paralizarse, ni ser entregado en forma parcial. Ello no sólo sería inaceptable para los usuarios, sino que además gatillaría multas para las empresas por no prestar el servicio en los términos comprometidos. Resulta, por tanto, importante que la autoridad sectorial se haga presente en esta discusión.

CONCLUSIONES

Chile tiene importantes desafíos en materia energética para sostener el anhelado progreso del país. Para ello, es necesario contar con una política energética clara, que permita el desarrollo de proyectos que aporten energía segura y sustentable, a precios más competitivos que los actuales. Resolver los obstáculos que enfrentan los proyectos de generación y transmisión, mantener la neutralidad tecnológica, perfeccionar el sistema de evaluación de proyectos y los mecanismos de participación ciudadana, son algunas de las medidas necesarias para avanzar en la dirección correcta. Por su parte, sería deseable evitar una injerencia excesiva del Estado en el funcionamiento del mercado eléctrico, siendo, en cambio, necesario involucrar a la autoridad sectorial en la tramitación de proyectos de otras áreas que directa o indirectamente podrían afectar el funcionamiento del mercado, lo que inevitablemente terminará reflejándose en los precios a pagar por la energía eléctrica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Clerc, Jacques. 2015. Los costos reales de la generación intermitente. www.brevesdeenergia.com

Ministerio del Medio Ambiente. 2015. Contribución Nacional Tentativa de Chile para el Acuerdo Climático. *Paris. Septiembre p.9.*

Muñoz, Cristián y Galetovic, Alexander. 2015. COP-21: Las metas de reducción de emisiones y el precio de la energía en Chile. www.brevesdeenergia.com

OECD. 2013. Informe "Effective Carbon Prices".

Salinas, Denisse y Muñoz, Cristián. 2014. La industria del carbón y su competitividad con el GNL. www.brevesdeenergia.com

