

Capítulo 5

Un nuevo trato para la energía

Jorge Quiroz / Andrea Tokman

Síntesis

Chile se encuentra en una frágil situación energética, con altísimos costos como resultado de paralizaciones, cancelaciones y retrasos significativos en nuevas inversiones en generación. La ralentización de las inversiones no proviene (hasta ahora) de un menor dinamismo empresarial sino más bien de oposiciones sociales de diverso tipo, canalizadas por vías institucionales pero también expresadas fuera del contexto institucional. Esta oposición proviene de diversos frentes; en parte la motiva una demanda civil insatisfecha que tiene como foco principal el tema ambiental; en parte tiene también otras motivaciones no tan altruistas. En cualquier caso, el resultado es contrario al propio interés ambiental ya que menores inversiones en generación no solo redundan en elevados costos de energía –hoy tenemos los precios de energía más altos del mundo en el Sistema Interconectado Central (SIC)– sino también en efectos ambientales más adversos que los que se observarían si la inversión fuese mayor, toda vez que el sistema debe operar al límite, usando en plenitud incluso las unidades de generación más antiguas y contaminantes. Asimismo, el equilibrio con menores inversiones implica utilidades anormales para los actores establecidos. Altas utilidades, negativo impacto ambiental y altos precios configuran un equilibrio políticamente inestable. Tal es el desafío que enfrenta hoy Chile en esta materia.

Nuestro diagnóstico es que hay una clara tensión entre un marco legal de generación eléctrica basado en un mercado competitivo que suponía “libre entrada”, por un lado, y los acumulativos cambios sociales y las crecientes preocupaciones ambientales. Las múltiples oposiciones a los proyectos de inversión han echado por tierra el supuesto de “libre entrada” sobre el que se

basa el modelo, y mientras ese problema no se resuelva, viviremos con la tríada ya anotada: altos precios, altas utilidades, pobre desempeño ambiental. Se precisa entonces de un nuevo trato.

Nuestras propuestas buscan perfeccionar el sistema, partiendo de la convicción de que los desafíos energéticos son de tal envergadura, y el atraso de las inversiones de tal magnitud, que se precisa de acciones urgentes, que tengan resultados lo más inmediatos posible sin perjuicio del establecimiento de nuevas reglas del juego que tengan efecto en horizontes de tiempo más amplios. En algunos casos estimamos necesaria la acción directa del Estado en la transición de corto plazo, para ir desapareciendo gradualmente una vez que se consolide el nuevo marco de reglas del juego. Específicamente, vemos un rol potencial, transitorio, para el Estado en apurar una nueva configuración de mercado donde la tecnología de expansión sea el gas natural, en oposición al carbón. Esta opción tiene un doble fundamento. Por un lado, las emisiones de CO₂ por cada kWh generado a partir de gas natural son la mitad que a base de carbón; el gas natural concilia de mejor modo el equilibrio entre las necesidades energéticas y las demandas ambientales, amén del hecho de que se complementa mucho mejor desde un punto de vista técnico con las energías renovables no convencionales (funciona mejor en condiciones de intermitencia de una fuente complementaria). Por otro lado, los desarrollos recientes de *shale gas* en Estados Unidos permiten pensar que Chile podría tener mayor acceso a este tipo de energético en el futuro. El Estado podría contribuir a este objetivo de múltiples formas; en este documento sugerimos algunas.

Una segunda propuesta concierne a la generación a carbón, la que en el actual contexto solo vemos viable mediante una suerte de ordenamiento territorial para el desarrollo termoeléctrico, captando la renta y devolviéndola a los usuarios (el carbón como opción inframarginal del sistema). Una tercera propuesta consiste en el desarrollo paulatino del potencial eólico y solar introduciendo un nuevo instrumento de política –licitaciones de seguros de precio–, y la última propuesta consiste en declarar de modo inequívoco el carácter estratégico de la gran hidroelectricidad del sur, coinvirtiéndose con el sector privado en la línea de transmisión. Estas ideas deben considerarse y presentarse como un todo, es una propuesta de “nuevo trato” que por su naturaleza diversa busca explícitamente un equilibrio entre aspiraciones y demandas ambientales por un lado, y las necesidades propias del desarrollo y ciertos estándares mínimos de eficiencia, por otro. Por último, una vez implementado este “nuevo trato”, y así reducida la fragilidad estratégica de nuestro sistema de energía, proponemos negociar acuerdos de integración energética mutuamente beneficiosos con nuestros vecinos.

Los costos fiscales de estas propuestas son cercanos a cero. Donde se propone una intervención directa del Estado, son más bien bajos y recuperables. En la medida en que la participación del Estado se va retirando mediante la licitación a privados, se recuperan costos y se transfiere en parte las rentas desde los privados a las arcas fiscales. En la propuesta sobre energías renovables no convencionales (ERNC) el costo fiscal dependerá de cómo evolucione el precio de largo plazo y el precio garantizado. Ante un *shock* inesperado que haga caer el precio de largo plazo, el Estado estará pagando a los productores de ERNC; sin embargo, como este pago se correlaciona negativamente con otros pagos del gobierno asociados al precio del petróleo –que también se moverá con este *shock* sorpresivo–, habría una compensación, con lo que el efecto final en el gasto fiscal debiese ser cercano a lo neutral.

Energía y crecimiento

El desarrollo económico está estrechamente ligado a un consumo creciente de energía, en todas sus formas. A modo ilustrativo, mientras en Estados Unidos a comienzos del siglo XX el consumo de energía por habitante era de 87.000 kcal diarias, hoy alcanza a 217.000 kcal. En Chile, en 1990 el consumo de energía era de 30.000 kcal diarias por habitante; hoy alcanza a 46.000 kcal. Tratándose de energía eléctrica, las cifras de crecimiento son incluso más significativas: mientras en 1990 en Chile se consumían 1,2 MWh por habitante al año, la última cifra disponible (2011) indica un consumo de 3,5 MWh, esto es, un aumento de 192% en veintiún años.

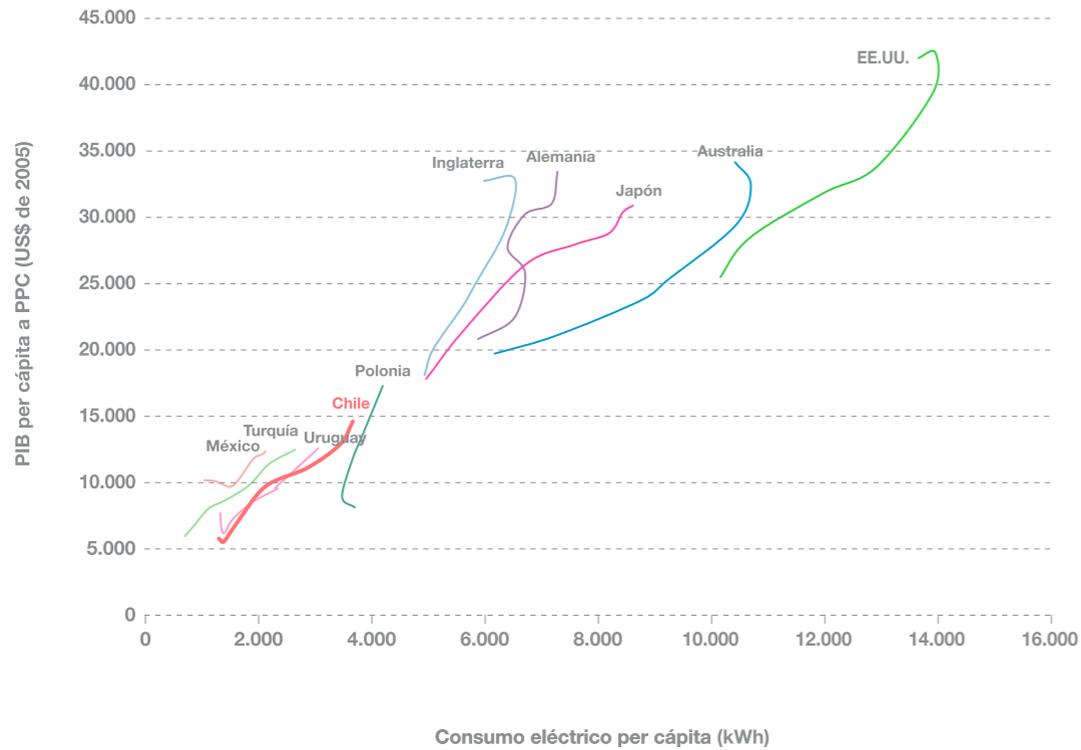
El crecimiento suele demandar un mayor consumo de energía, en particular energía eléctrica. Ello es par-

ticularmente relevante para países en el estadio de desarrollo de Chile. La relación crecimiento-consumo de energía logra abatirse parcialmente, y en algunos casos quebrarse del todo, con políticas específicas de ahorro de energía (políticas de “eficiencia energética”), pero ello aparentemente es más fácil una vez alcanzados ciertos umbrales de consumo de energía. En el caso de nuestro país, si bien se observan algunos avances en esta materia, estamos aún lejos de alcanzar dichos umbrales. Ello no quiere decir que no sean pertinentes políticas específicas de ahorro de energía –que no cubrimos en este informe–, sino más bien que, dado el estadio de desarrollo en que nos encontramos, sería iluso pensar que logren abatir de modo significativo la demanda por energía que se deriva de un proceso de crecimiento sostenido.

De cara a esta estrecha relación entre crecimiento y consumo de energía, particularmente la eléctrica, no cabe sino colegir que el devenir económico de los países depende crucialmente de cómo resuelvan sus necesidades energéticas. Si bien no es posible inferir reglas de aplicación general, parece ser que aplicar una buena dosis de pragmatismo, poner debida atención a que las señales de precio reflejen efectivamente los niveles de escasez, acomodar las reglas del juego para facilitar el desarrollo de fuentes de energía locales relativamente competitivas, proveer un marco normativo y de mercado propicio a la iniciativa individual y a la adopción del cambio tecnológico, atender a la conformación de una matriz de generación equilibrada y la promoción de una fuerte “diplomacia de la energía” son todos elementos comunes en casos exitosos. A lo anterior podemos agregar la necesidad de incorporar una mayor proporción de energías limpias, para ser consistentes tanto con las demandas ambientales de la ciudadanía como con las exigencias incipientes de los mercados externos.

Países como Japón durante la última posguerra, con escasas fuentes de energía locales, acomodaron las reglas del juego para permitir el desarrollo masivo de centrales nucleares, las que a su vez proveyeron un sólido soporte al crecimiento de marcado sesgo industrial exportador que caracterizó al país. Europa Occidental, en plena guerra fría, aun a riesgo de provocar una crisis diplomática con el gobierno de Reagan, no dudó en alcanzar un acuerdo con la Unión Soviética para desarrollar uno de los gasoductos más grandes del mundo, Urengoy-Pomary-Uzhgorod, que se extiende por 4.500 kilómetros (más de toda la longitud de Chile) desde Siberia a Ucrania. Una década más tarde esa interconexión se profundizaría con otra obra de similar envergadura, el gasoducto Yamal. Después de algunas dudas, Estados Unidos dejó transmitir al mercado interno las señales de precio que representaron las alzas del petróleo después de la crisis de 1974; el resultado fue un aumento sin precedentes en los niveles de eficiencia

Gráfico 1
Consumo de electricidad y crecimiento económico, 1980-2010



Fuente: Banco Mundial, World Development Indicators.

de los motores de combustión interna en los años subsiguientes, situación que se repitió en Europa y Japón.

Más recientemente, de nuevo la combinación entre señales de precio, inventiva individual y cambio tecnológico está cambiando el mapa energético del mundo con la irrupción del *shale gas*, gracias al cual Estados Unidos ha recuperado su liderazgo energético. Finalmente, frente a la oposición ciudadana al consumo de fuentes fósiles, los países desarrollados han emprendido, con distintos grados de éxito, un desarrollo importante de energías renovables no convencionales, así como políticas de eficiencia energética.

Parece ineludible entonces concluir que en el campo de la energía, y especialmente en la energía eléctrica, así como en otros aspectos cruciales del desarrollo económico y social, estamos frente al tipo de dialéctica que el historiador Arnold J. Toynbee llamó de “desafío y respuesta”. Dependiendo de cómo una sociedad

responda al desafío de la energía será más o menos exitosa y, lo que es más importante incluso, ello definirá buena parte de su carácter. Nuestro país tiene un desafío importante en la materia, el que se manifiesta en una virtual crisis energética. Y dependiendo de cómo lo resuelva será como luzca buena parte del devenir económico y social. ¿Cuál es exactamente la naturaleza de ese desafío? A ello vamos ahora.

El desafío de Chile

El modelo chileno de desarrollo energético, si bien ha sufrido algunos cambios y ajustes, en lo esencial data de 1982, año de la promulgación de la ley general de servicios eléctricos. Cuando se dictó esa ley, el ingreso per cápita era de solo US\$ 3.000 (PPC), 45% de la población vivía bajo la línea de pobreza, los proyectos de inversión no precisaban de evaluaciones de impacto

ambiental, las tecnologías disponibles eran básicamente tres –hidroelectricidad, carbón y diésel–, no existía prensa libre, tampoco Internet ni redes sociales en la forma como las conocemos ahora. Postulamos aquí que este modelo de desarrollo se ha visto tensionado por la creciente preocupación por el medio ambiente y por el efecto acumulativo de todos los cambios sociales ocurridos en las últimas tres décadas: el advenimiento de la democracia y cada vez mayor participación ciudadana; el aumento del ingreso per cápita y la menor incidencia de la pobreza, con la consecuente irrupción de las capas medias; la promulgación de diversos cuerpos legales que obligan a hacer extremadamente prolijos los procesos de inversión y multiplican las fuentes de oposición legal; prensa y televisión libre, ciberespacio, comunicación prácticamente instantánea y crecientes demandas por transparencia.

A ello se agrega la irrupción de nuevas fuentes de energía, que afectaron el desarrollo del sistema y tuvieron consecuencias; en particular el gas natural argentino, que –dado que el sistema legal vigente no se pronuncia respecto de cómo debe ser la “matriz energética– propició “soluciones esquina” (todo el crecimiento basado en gas natural), con el consiguiente *shock* cuando Argentina cortó el suministro, impacto del que el sistema eléctrico aún no se recupera.

La tensión entre ambos mundos –el marco legal original, que como veremos no hacía otra cosa que consagrar un mercado “marshalliano” en la generación eléctrica, donde se suponía amplia competencia como resultado de la “libre entrada”, y por otro lado los acumulativos cambios sociales y la preocupación por el medio ambiente– no ha sido resuelta, lo que ha tenido como consecuencia una casi parálisis de las inversiones. A su vez, esta ralentización de inversiones ha ocasionado que los precios de la energía en Chile se empujen 100% o más por sobre los de muchos de nuestros competidores, lo cual sin duda amenaza las perspectivas del crecimiento económico y, con ello, un mayor bienestar.¹

Sin embargo, al decir que el modelo de desarrollo eléctrico original aparece tensionado, y acaso sobrepasado, por una sociedad muy distinta de la de ayer no pretendemos adelantar un mal juicio del desempeño de este modelo en el pasado. Muy lejos de eso, resulta evidente, para cualquiera que vea las cifras, que aquel modelo fue capaz de proveer energía a precios competitivos, asegurando el suministro y la calidad, por más de veinte años, y todo ello en un país que vio multiplicar su demanda de energía eléctrica desde 13.500 GWh en 1990 a 57.000 GWh en 2011, esto es, un aumento del 322%. Asimismo, a pesar de todas las oposiciones de naturaleza

ambiental, resulta destacable que nuestro país exhiba tasas de emisión de CO₂/kWh de generación eléctrica muy similares a los de la OCDE (IEA, 2012b: 111). Pero tan evidentes como las fortalezas pasadas son también las debilidades que hoy exhibe el modelo de desarrollo eléctrico; basta señalar que, atendiendo a las obras hoy en ejecución, la incertidumbre de suministro es casi total, o en el mejor de los casos habrá un suministro a precios récord de altos, para el año 2016 en adelante, particularmente en la zona central del país (Sistema Interconectado Central, SIC).

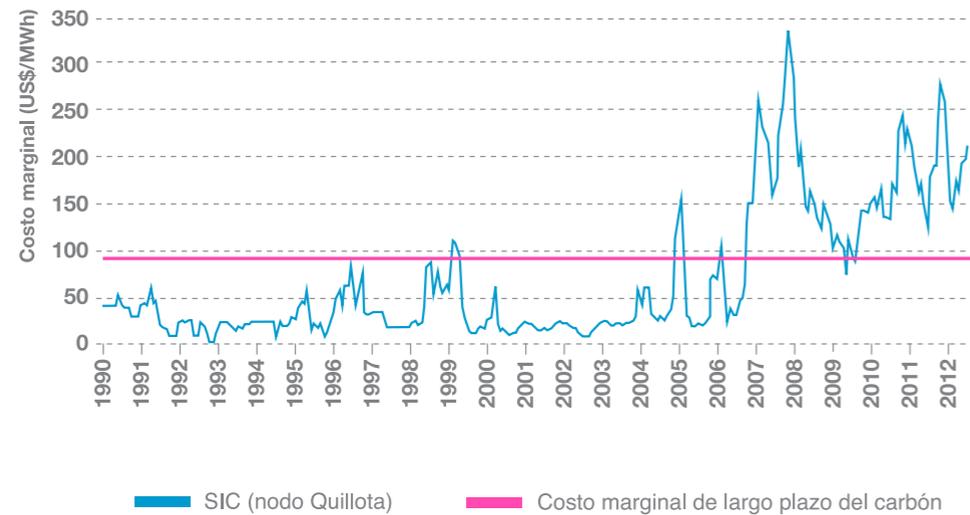
El **Gráfico 2** muestra cómo se ha comportado el costo marginal en el SIC desde 1990 a la fecha. La figura habla por sí sola. Hasta 2004, el costo marginal, con fluctuaciones al alza y a la baja, se movía en torno a 26 US\$/MWh; desde esa fecha hasta ahora ha escalado, también con fluctuaciones, a niveles de US\$ 200/MWh, esto es, un alza del 670%. Es cierto que hasta 2004 el país disponía de gas natural barato desde Argentina, fuente con la que ya no se cuenta. Pero seguimos teniendo, en teoría al menos, el carbón. Y el costo marginal de largo plazo para una central a carbón (aquel que remunera el costo de operación y también el capital, asumiendo un 10% de retorno) se sitúa hoy en US\$ 90/MWh, lo que en el gráfico se ilustra con una línea roja horizontal. Claramente, el costo marginal del sistema está hoy un 122% por sobre el costo de largo plazo que supondría una central a carbón.

¿Qué explica esta situación? Simple: el rechazo o postergación de numerosas centrales a carbón. Solo en los últimos dos años los proyectos rechazados o postergados suman 2.900 MW de potencia instalada, equivalentes a seis años de consumo eléctrico nacional; tal es la magnitud del problema. El Consejo Asesor para el Desarrollo Eléctrico (CADE) estimó que atrasos de un año en obras aumentan los precios en un 20%; dicho 20% equivale a unos US\$ 5.000 millones en valor presente. Estamos muy por sobre ello.

Esto nos lleva al quid del asunto. El modelo de desarrollo energético suponía que cuando el costo marginal del sistema subía por sobre el costo marginal de largo plazo de una determinada tecnología que se suponía la más competitiva (la “tecnología de expansión”), los inversionistas reaccionaban a la señal de precios, invertían, aumentaba la oferta y entonces el costo marginal volvía a bajar. Como el costo marginal estaba solo por un lapso breve por sobre el costo marginal de largo plazo de la tecnología de expansión, los generadores tendrían interés en cerrar contratos de largo plazo con los grandes clientes y distribuidores en torno a esos niveles, para protegerse contra futuras bajas en el costo marginal.

¹ A modo de referencia, el precio de la energía eléctrica al sector industrial en Chile de 154 US\$/MWh se compara con un precio de 69 US\$/MWh en Estados Unidos (Energy Prices and Taxes, FourthQuarter 2012, IEA) La comparación con países como Perú es igualmente impresionante.

Gráfico 2
Costo de la energía eléctrica en el SIC, 1990-2012



Fuente: Centros de despacho económico de carga (CDEC) del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Como se puede ver en el Gráfico 2, esa fue precisamente la situación entre 1990 y 2000: costos marginales que subían y luego volvían a bajar; las bajas eran simplemente la consecuencia de inversiones que respondían a las señales de precios y aumentaban la oferta cuando los precios subían. Posteriormente, desde el año 2000 en adelante, con la irrupción del gas natural de Argentina, su precio resultó tan bajo que el sistema convergió virtualmente a una solución esquina: a abril de 2004 un 68% de las inversiones contempladas en el plan de obras de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el SIC correspondían a centrales que funcionaban sobre la base de gas natural. Ello llevó a los costos marginales más bajos de la historia, entre los años 2000 y 2004.² Después de la crisis del gas, cuando Argentina incumplió unilateralmente el Protocolo de Integración Gasífera, los costos marginales se dispararon pero ya no volvieron a exhibir el patrón de altos y bajos en torno al costo marginal de la tecnología de expansión (supuestamente el carbón): el sistema dejó de operar como se había concebido que lo haría. En jerga técnica, se dice que hoy el sistema vive “desadaptado”.

¿Qué pasó? El modelo que supone que los inversionistas entran a invertir cada vez que la señal de precios así lo indica, y así abaten rápidamente los altos costos marginales que pudiera originar una situación de escasez, ignora la existencia de una sociedad civil a la cual no le es indiferente qué central se instala y dónde; crecientemente, las comunidades dentro del área de influencia de los proyectos pueden adoptar medidas de presión, exigir compensación y realizar acciones que incluso logran detener proyectos completos. No supone que una obra tenga que pasar por un complejo sistema de evaluación, así como dar cumplimiento a muchos otros cuerpos legales (Convenio 169, Ley de bosque nativo y Ley Lafquenche, por nombrar algunas), ni que dicho sistema exige un diálogo con la comunidad, que esta puede oponerse, que puedan sumarse ONG, que estas pueden comunicarse rápidamente con la sociedad toda haciendo uso de las tecnologías de información y comunicaciones actuales, que las objeciones pueden ser llevadas a la justicia, que los tribunales pueden fallar en contra (atendiendo a múltiples cuerpos legales nuevos) o bien que el propio gobierno, cediendo a protestas

² Con la ventaja que da conocer el pasado, podemos señalar que un error regulatorio de la época fue no exigir algún grado de “respaldo” (en unidades de carbón o diesel) para las inversiones basadas en gas argentino; ello, en un contexto de mercado puramente marshalliano, propició la “solución esquina” mencionada. En el momento de la crisis del gas, casi un 30% de la capacidad instalada en el SIC consistía en centrales a gas.

ciudadanas, puede cancelar proyectos, todo lo cual ha estado ocurriendo el último tiempo.

Solo a modo ilustrativo, podemos citar un estudio reciente de la Universidad de Chile (2011) donde se indica que en los 13 proyectos eléctricos más importantes del último tiempo se verificaron 47 recursos administrativos y 37 judiciales (Cuadro 1).

Una buena forma de imaginar cómo habría operado nuestro sistema marshalliano en ausencia de fricciones es ver qué ha ocurrido en el SING (Sistema Interconectado del Norte Grande). En el SING, donde la competencia por el espacio es menor, donde existen locaciones como Mejillones donde ya se ha producido una suerte de ordenamiento territorial que lo ha conformado como un nodo generador de energía (y puerto gasífero), donde la densidad poblacional es más baja, y las demandas ciudadanas y de comunidades que obstruyen el proceso de inversión son menores, los costos marginales sí han podido ser abatidos con mayores inversiones en centrales térmicas, lo que no ha ocurrido en el SIC. La diferencia en la evolución de los últimos años entre SING y SIC se aprecia en el Gráfico 3. Con todo, existen hoy indicios de que la dinámica social que ha frenado inversiones en el SIC podría estar expandiéndose al SING, lo que podría comprometer el promisorio desarrollo de la Gran Minería en el Norte Grande. En cualquier caso, el punto está claro: el modelo marshalliano no está operando como se supone que debiera hacerlo.

De seguro, estos procesos de cambio ya estaban en curso durante la época del gas natural, pero la naturaleza relativamente amigable de este tipo de generación, unida a su relativa flexibilidad de localización, permitieron que el sistema siguiera funcionando con

normalidad. Desaparecido el gas natural y hecha evidente la nueva realidad, donde la tecnología de expansión sería el carbón, las tensiones entre la sociedad civil y el modelo marshalliano comenzaron a hacerse cada vez más evidentes. Se comenzó a producir entonces una contradicción social. Todos saben que, hecha excepción de proyectos hidroeléctricos, el carbón es la siguiente solución económicamente más eficiente, a los precios de hoy. Pero como las centrales a carbón suscitan una fuerte oposición, la relativa eficiencia de costos termina siendo ilusoria: el sistema vive permanentemente atrasado y los costos marginales están permanentemente muy por sobre lo que implicaría una realidad con genuina libre entrada de nuevas inversiones en centrales a carbón. Pero no es solo el carbón lo que concita oposición ciudadana hoy, también las centrales hidroeléctricas, como lo ha demostrado la reacción de vastos sectores sociales ante el proyecto Hidroaysén.

Las consecuencias de esta suerte de parálisis son complejas y van incluso más allá de los obvios efectos sobre la competitividad de la economía y el crecimiento, lo que conduce a la contradicción social a que hemos aludido. En efecto, por definición, coexisten con los altos costos marginales del sistema empresas que cuentan con generadores que producen a costos muy por debajo del marginal, “los inframarginales”. Estas empresas, lejos de perder con la situación actual, tienen enormes ganancias: tienen costos bajos y venden a precios cercanos al costo marginal del sistema. Por otro lado, la oposición ciudadana, motivada en parte al menos por una causa de naturaleza ambiental (solo en parte, como argumentaremos luego), ocasiona un retraso de inversiones y los costos marginales suben. Pero los costos marginales altos son reflejo de que las unidades que están operando son las más antiguas, caras y contaminantes. Llegamos así a una situación insostenible, una tríada maldita de altos costos de energía, altas ganancias para muchas generadoras eléctricas y altos costos ambientales, con lo que la insatisfacción de la demanda civil solo puede aumentar.

El resultado es política y socialmente explosivo. Por ello, esta negativa configuración de factores que caracterizan hoy al sector de energía debe resolverse con premura y coraje. Tal es el desafío.

Elementos para una respuesta

La respuesta a este desafío, cualquiera que sea, debe resolver el problema evidente de falta de inversión que tiene los precios de la energía en niveles extremadamente elevados, al punto incluso de amenazar la seguridad de suministro en el corto plazo y los niveles de emisión probablemente en rangos mayores que los que habrían existido en un sistema “adaptado”. Sabemos que no

Cuadro 1
Judicialización de los procesos de evaluación ambiental

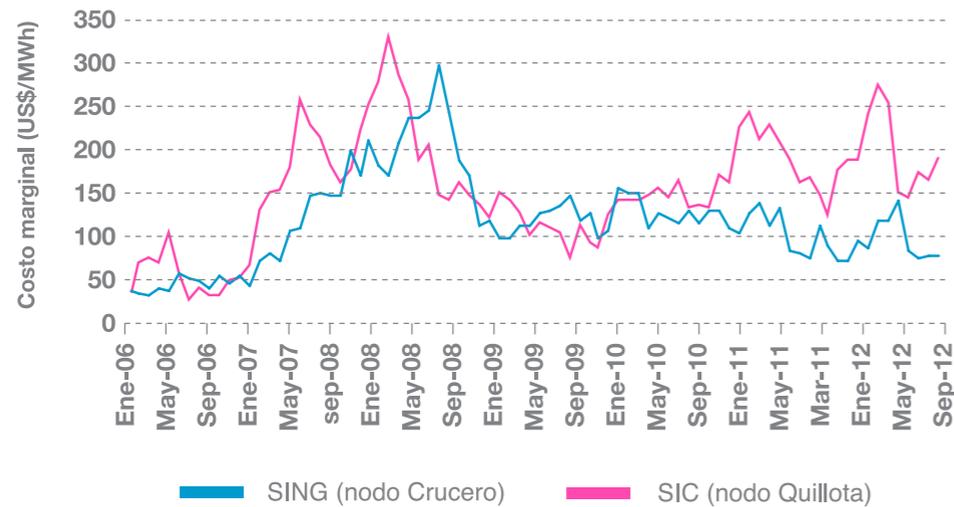
Recurso administrativo	Total	Con resolución
	(Número recursos)	
Reclamación	27	20
Invalidación	5	5
Reposición	7	7
Jerárquico	8	8

Recurso judicial	Total	Con resolución
	(Número recursos)	
Recurso de protección	33	23
Acción de mera certeza jurídica	1	1
Acción de nulidad de derecho público	3	1

Fuente: Universidad de Chile (2011).

Nota: El estudio citado considera trece importantes proyectos recientes, entre los que se cuentan Patache, Castilla, Campiche e Hidroaysén.

Gráfico 3
Costo de la energía en el SIC y SING, 2006-2012



Fuente: Centros de despacho económico de carga (CDEC) del Sistema Interconectado Central (SIC) y del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

sirve seguir intentando con el sistema actual solamente: el modelo marshalliano puro ya no funciona; debe ser complementado con otros instrumentos. Debemos, de alguna forma, acomodar el interés ambiental, las demandas ciudadanas y la oposición de la sociedad civil de un modo más provechoso, sin que se traduzcan meramente en parálisis de inversiones, que a nadie benefician, para retomar así un proceso fluido de desarrollo. Se precisa una suerte de acuerdo nacional, que aquí hemos llamado “un nuevo trato”.

Sabemos que para un acuerdo de esta naturaleza no existirá nunca el concurso unánime de la sociedad; siempre habrá posiciones extremas, técnicamente inviables y políticamente irresponsables. Pero, si no unánime, creemos que sí es posible un acuerdo nacional sólido en torno al tema de energía a partir de los elementos que delineamos en lo que sigue.

Las reglas del juego: esenciales pero no suficientes

De cara a este desafío, para muchos resultará natural encontrar la respuesta en un mejoramiento de las reglas del juego; después de todo, de lo que se trata es de adaptar las reglas de un mercado puramente marshalliano a otro que, manteniendo los objetivos de eficiencia y seguridad en el suministro, administre

mejor las otras demandas que hoy la sociedad impone a las inversiones en energía. Por ejemplo, parte de la oposición ciudadana parece tener que ver con que se precisa de más tiempo, y de recursos, para que los procesos de evaluación ambiental ganen credibilidad y aceptación, lo que nos conduciría a explorar posibles perfeccionamientos a nuestra institucionalidad ambiental. También, parcialmente al menos, parte de la oposición a los proyectos debiera tratarse por la vía de institucionalizar –y predefinir– montos monetarios con que se compense a las comunidades afectadas, un tema sobre el cual volveremos. Otro frente de acción natural podrían ser las políticas de ordenamiento territorial: definir zonas de desarrollo termoeléctrico, por ejemplo, con cuencas susceptibles de ser intervenidas versus otras cuencas libres, etc.

Concordamos plenamente con este enfoque. Tampoco se trata de algo nuevo. Algunas de estas ideas para adaptar las reglas del juego a las nuevas condiciones políticas, ambientales y sociales están por ejemplo en el CADE; otras (ordenamiento territorial) han sido recogidas por algunas precandidaturas presidenciales; otras se encuentran en proceso de implementación, como la nueva institucionalidad ambiental y los tribunales ambientales. Sin embargo, no es suficiente. Los desafíos energéticos son de tal envergadura, y el atraso de inversiones de tal magnitud, que se precisa de acciones

concretas que tengan resultados más inmediatos, que sean aparentes y visibles en el curso de los próximos cuatro años, las cuales pueden perfectamente coexistir con otras de carácter más general. Nuestra propuesta considera esta urgencia y comprende medidas en las que incluso se estima necesaria la acción directa del Estado, la cual a más largo plazo, en un horizonte de cinco a diez años, podría removerse una vez que se consolide el nuevo escenario. En breve, pensamos que el tiempo es de la esencia del problema y, consecuentemente, la respuesta al desafío energético que proponemos se hace cargo de ello.

Propuestas

Propuesta 21 El gas natural, parte de la solución

Nuestro primer punto es llamar la atención sobre los desarrollos recientes en lo que respecta al *shale gas*, o gas de esquisto, que se conoce hace décadas pero que se consideraba imposible de recuperar. La situación cambió en los últimos años como resultado de avances tecnológicos en materia de exploración y extracción, lo que ha originado una verdadera revolución en Estados Unidos, que comienza también a expandirse a otros lugares del mundo. Las reservas extraíbles de gas natural en el mundo se estima que se han expandido en un 40% como resultado de estas innovaciones. En Estados Unidos, país que lleva la delantera en este desarrollo, el aumento de oferta de gas natural llevó los precios de este energético a niveles en torno de US\$ 3,5 por MMBTU, un cambio inmenso si se comparan con los precios a los que tuvo que contratar Japón cuando removió sus plantas nucleares, y que alcanzaron la cifra de US\$ 16 por MMBTU. La expansión de oferta estadounidense ha transformado a ese país de deficitario en autárquico, y se espera que pronto inicie las exportaciones (antes debe convertir las antiguas plantas de gasificación, propias de un país importador de gas natural líquido, en unidades de licuefacción). Las exportaciones posiblemente tendrán algunas restricciones políticas, y en principio tendrán prioridad los países con los cuales hay firmados tratados de libre comercio.

La mayor oferta de gas natural, a precios muy bajos, ha dejado fuera del mercado a centrales de carbón, con

el resultado de que hoy Estados Unidos es un exportador neto de carbón. Una consecuencia entonces de la irrupción del *shale gas* son precios mundiales más bajos del carbón, los que alimentan la demanda de países con menores restricciones ambientales, como China, que da cuenta de casi el 50% del consumo de este combustible. A pesar de ello se espera que China, también con reservas importantes de *shale gas*, en algún momento inicie exploraciones, lo que debería profundizar la baja de precios del carbón en el mundo, y, finalmente, también del gas.

Aún se desconoce bajo qué modelos contractuales exportará Estados Unidos el gas natural líquido (GNL), pero al menos el actor que tiene actualmente el liderazgo, Cheniere, ha establecido un modelo de negocios con el sistema de *take-or-pay* por el uso de la infraestructura de licuefacción: US\$ 3 por MBTU más el costo del gas sobre una base Henry Hub (mercado de referencia) de un 15%. A los precios actuales del Henry Hub de US\$ 3,29/MMBTU, eso deja el precio fob del GNL en US\$ 6,76/MMBTU. Si se agregan costos de transporte y costos de porteo y regasificación, el gas podría llegar a Chile en torno a US\$ 9,91/MMBTU. Un precio en ese rango podría significar que el costo variable de una central que utiliza gas natural (ciclo combinado) podría alcanzar los US\$ 72,3/MWh.³ Si sumamos a eso un costo de capital en torno a los US\$ 36/MWh se obtiene un costo de largo plazo de 108,3/MWh, esto es, un 47% inferior al costo marginal actual (US\$ 203/MWh), un 20% mayor que el costo de desarrollo del carbón en el largo plazo (US\$ 90/MWh), pero muy cercano al precio promedio de los contratos actuales con los distribuidores (US\$ 107/MWh). Todo ello, además, con centrales significativamente menos contaminantes que las más avanzadas centrales a carbón (medido como emisión de CO2 por kWh generado).

Esta situación plantea todo un dilema para nuestro sistema eléctrico. El desarrollo del *shale gas* ha aumentado su disponibilidad y, bajo ciertas circunstancias, Chile podría optar a comprarlo a precios del orden de US\$ 9,9 por MMBTU. Aun así se trata de una solución más cara que el carbón. Sin embargo, hoy por hoy, formular y aprobar un proyecto de generación a carbón es una empresa de alto riesgo. De esta forma, si bien en teoría el carbón debiera ser la tecnología de expansión, en la práctica no lo es. Pero, para aquellos empresarios que tengan la suerte de obtener aprobaciones para una inversión en una central a carbón, el premio es una renta considerable: la diferencia entre un alto costo marginal actual y un costo de largo plazo de US\$ 90/MWh. El sector privado hoy enfrenta este dilema. Proyectos como el de la Central Bulnes en la

³ Cálculo a partir del consumo específico promedio de gas natural por MWh de las centrales de gas natural del SIC y SING (7,3 MBTU/MWh). Información disponible en los informes de precio nudo de abril de 2012 de ambos sistemas, provistos por la CNE.

VIII Región (700 MW) han optado derechamente por el gas; otros esperan aún sus aprobaciones para carbón... Paulatinamente, sin embargo, el propio sector privado va internalizando los riesgos de rechazo y dilaciones que significa una central a carbón y ha estado optando por el gas. En particular las mineras, más sensibles al tema de la huella de carbono, están optando por el gas (Codelco por ejemplo, con los proyectos Luz Minera de 780 MW).

Postulamos aquí que mientras antes el sistema se con-venza de que la verdadera “tecnología de expansión” es el gas natural, y no el carbón, antes comenzará a resolverse el estancamiento de inversiones y antes bajaremos los costos de energía, desde la ilusión de los US\$ 90 por MW que promete el carbón (y que en la práctica son más de US\$ 200 por MW de costo marginal) a la realidad de los US\$ 108 del gas natural.

Desde luego que una central a gas natural contamina también, pero tiene al menos dos ventajas que la hacen preferible y hacen presumir una menor oposición social: a) la contaminación de una central de este tipo es de 400gCO₂/kWh, lo que se compara con 890 gCO₂/kWh de una a carbón (IEA, 2012: 41); y b) las centrales a gas natural se complementan mucho mejor con la intermitencia proveniente de centrales basadas en energías renovables no convencionales; y esto es relevante porque la iniciativa reciente de subir las ERNC a un 15% del total tiene, además de costos directos, importantes costos externos en términos de cómo afecta el funcionamiento de las otras unidades; esos costos externos (“reserva de giro”) son mayores con carbón que con gas natural.

En definitiva, cuanto antes y más rápido el sistema se mueva hacia un reordenamiento que tenga a las unidades de gas natural como tecnología de expansión, más rápido se abatirán los costos de energía porque, siendo todo lo demás constante, menores serán el impacto y la oposición ambiental. Pensamos que el Estado tiene aquí un rol ineludible, el que podría traducirse en distintos grados de intervención, a saber:

a) Rol diplomático: le cabe una gestión ante Estados Unidos, haciendo representar la calidad de socio comercial de Chile, con tratados de libre comercio, lo que debería propiciar un marco amistoso para la conformación de proyectos privados que usen la disponibilidad exportadora de *shale gas* de Estados Unidos (la que el gobierno estadounidense vaya a permitir).

b) Acción reguladora: crear algún tipo de seguro de aprobación ambiental o vía rápida, una suerte de articulado transitorio para facilitar el desarrollo de este tipo de centrales.

c) Rol de fomento: 1) licitando por ejemplo facilidades financieras para el acceso al gas, porque los contratos *take-or-pay* para uso de infraestructura suelen ser a muchos años plazo, y los balances que se requiere para actuar de contraparte en dichos contratos solo los tienen conglomerados muy grandes, y 2) se podría incluso propiciar la conformación de un consorcio público-privado que traiga suficiente *shale gas* como para abatir los costos marginales, al menos en el SIC.⁴

Como se ve, existe un amplio abanico de posibilidades, desde las menos intervencionistas, como la gestión diplomática, hasta acciones más heterodoxas como la participación directa del Estado en iniciativas mixtas (como lo fue en su momento la participación de Enap en la construcción del Terminal Gasífero de Quintero). Qué combinación de instrumentos escoger dependerá de cómo esté evolucionando el sector. Si se mantiene la tendencia actual, con el propio sector privado viendo con interés la opción del gas natural, quizá no sea necesario llegar hasta el consorcio mixto y baste con alguna combinación de las opciones anteriores.

Esta propuesta, sin embargo, debe resolver el siguiente problema: las centrales a gas que se formen al amparo de este ordenamiento tendrán un costo marginal de largo plazo ligeramente superior al carbón, como ya se ha visto. Mientras siga viva en el sistema la expectativa del carbón como tecnología de expansión, el sector privado tendrá limitado interés en participar porque siempre estará el riesgo de quedar con costos superiores a un supuesto costo marginal de largo plazo dado por el carbón. Bajo ciertas circunstancias ello podría ser incluso ruinoso, si se toma en cuenta que el suministro de gas natural requiere incurrir en obligaciones de largo plazo con las plantas de licuefacción y gasificación, que deben pagarse independientemente del volumen de gas efectivamente consumido. Entonces, la mera expectativa de que el carbón sea la tecnología de expansión podría inhibir las inversiones en gas natural, más incluso con la expectativa de precios de largo plazo más bajos del carbón, precisamente como consecuencia de la irrupción del *shale gas*. ¿Cómo salir de ese círculo vicioso, donde nuestro sistema marshalliano inhibe una tecnología de mayor aceptación social ante la mera expectativa de que termine dominando finalmente la que es “más barata” pero de menor aceptación social y también más contaminante?

Aquí hay dos soluciones posibles. Una es imponer un impuesto a la emisión de CO₂ que, para los objetivos de este capítulo, acercaría el costo privado del carbón al del gas natural (la central a carbón emite casi el doble de CO₂). Los méritos y potenciales desventajas de esta solución a la luz del objetivo de internalizar el costo impuesto por las distintas fuentes en el medio ambiental

⁴ Países como India han ido incluso más lejos y han dispuesto recursos gubernamentales para convertir el gas natural en Estados Unidos mismo en unidades de licuefacción, asegurando el acceso al energético.

global, son analizados en el capítulo de entorno de este libro. Otra solución es hacer de las centrales a carbón una alternativa inframarginal, no la tecnología marginal de expansión, por medio de un conjunto de instrumentos que incluyen entre otros, algunos elementos de ordenamiento territorial. De ello se encarga la propuesta siguiente.

Propuesta 22 El carbón como alternativa inframarginal

Ya hemos visto que considerar las centrales a carbón como tecnología de expansión en un sistema marginalista como el chileno conduce a una trampa: todos esperan que el carbón sea la solución, en la práctica no lo es, pero se inhiben las inversiones en otras opciones de menor oposición ciudadana como las de gas natural; el resultado son precios altos, altas ganancias para los inframarginales ya establecidos o incumbentes, y un sistema que desde la perspectiva ambiental queda muy lejos del óptimo, todo ello con generalizada oposición ciudadana. Nuestra propuesta es que, por la vía de los lineamientos contenidos en la propuesta anterior, sea el gas natural y no el carbón la tecnología de expansión marginal. Pero, como es más caro que el carbón, nuestra matriz energética tiene que tener alguna fracción de carbón para que el costo promedio total no sea tan elevado.

En este punto es menester remover un mito ciudadano, el de que la matriz de generación chilena estaría excesivamente “carbonizada”, porque no es así: solo un 27% de la matriz energética de Chile se compone de carbón, mientras que en Estados Unidos en 2009 el porcentaje era de 42% y para el mundo esta fuente representa un 37% (IEA, 2011).

Lo que sí es evidente, como ya se ha visto, es la oposición ciudadana y de las comunidades a proyectos termoeléctricos sobre la base de carbón. Parte de este problema podría resolverse por la vía de un cierto ordenamiento territorial. La CADE propuso por ejemplo que se determinasen “zonas aptas” para este tipo de desarrollo termoeléctrico. Pero esperar a promulgar un ordenamiento territorial, coordinar municipios con regiones e incluso con nuevas legislaciones abarca un tiempo que no se condice con la urgencia de este problema.

Proponemos en consecuencia una solución más directa: que el Estado seleccione sitios de desarrollo termoeléctrico, los adquiera si es menester (o bien podrían provenir de propiedades de bienes nacionales) y, teniendo en cuenta una cierta proporción esperada de la participación del carbón en la matriz, que luego desarrolle los estudios de factibilidad así como todas las aprobaciones ambientales correspondientes. Este conjunto de proyectos podría ser luego licitado al sector

privado. En equilibrio competitivo, el pago de los privados por estos proyectos debiera ser igual al valor presente de la renta económica (utilidad sobrenormal), que vendrá a su turno dada por la diferencia entre la señal de precio que dé el gas natural y el costo marginal de largo plazo de desarrollo de las unidades a carbón. El precio en el mercado entonces seguirá estando dado por las centrales a gas, pero el menor costo que signifiquen las centrales a carbón será capturado por el Estado. A su vez, el Estado podría devolver esta renta así capturada en la forma de subsidios a los consumidores de energía eléctrica, de modo que el menor costo efectivo del sistema se traduzca en un menor costo para los usuarios. Si bien no se propone prohibir el desarrollo de centrales a carbón en otros sitios, la señal de política, en conjunto con la propuesta anterior, es lo suficientemente potente como para que el mercado internalice que las centrales a carbón dejaron de ser la tecnología de expansión marginal del sistema. En términos de asignación de recursos, es similar a un nivel del impuesto a las emisiones de CO₂ que, dada la mayor concentración de emisiones de la generación eléctrica en base a carbón, haga competitiva la generación basada en gas natural. La única diferencia es que en vez de determinar el nivel del impuesto sobre la base de consideraciones *ad hoc* y conjeturas de costos, sería el resultado de un proceso de licitación competitivo, asegurándose, por construcción del sistema, que el tributo deje a ambas alternativas igualadas.

Desde luego, esta solución no elimina las oposiciones ciudadanas a las centrales a carbón, y el ordenamiento territorial implícito que surgiría de las decisiones de locación que adopte el Estado tampoco son la panacea, pero, en el margen al menos, la participación estatal en la promoción de una cierta proporción de energía a carbón debiese mitigar algo el rechazo, y, esperamos, debiera mejorar, en parte al menos, el destino de esta oposición en los tribunales. Con todo, para que esta iniciativa, que es complementaria a la de gas natural, alcance un grado de aceptación social relevante requiere lanzarse en conjunto con otras que satisfagan el interés de una parte de la sociedad por ver en la matriz energética chilena un mayor equilibrio entre soluciones tradicionales –carbón, hidro, gas natural– y energías renovables no convencionales de menor impacto ambiental. Se trata pues de un paquete de políticas que debe ser presentado como tal.

Propuesta 23 Impulso a las energías renovables no convencionales

Consideramos en este grupo a las eólicas, solares y geotérmicas. Desde la “ley Tokman” (Ley 20.257 de 2008), Chile dispone de un mecanismo que incentiva este

tipo de soluciones. Este marco legal obliga a que una fracción creciente en el tiempo, hasta alcanzar un 10% en 2024 (recientemente el porcentaje se elevó al 15%) provenga de energías renovables no convencionales. La ley tiene por instrumento una multa. Concretamente, quienes retiran energía del sistema y la venden a los usuarios deben contar con un mínimo porcentaje de ERNC so pena de una multa que asciende a 0,4 UTM por cada mWh de déficit respecto de su obligación.

Estimamos que si bien este sistema ha alentado el desarrollo de ERNC tiene dos problemas relevantes. El primero es que, dada la estrechez actual de oferta y de inversiones en el sector, el poder de mercado está en manos de quienes ofrecen energía, no de quienes compran. Así, en muchos contratos entre generadores y grandes clientes se establece de hecho que, de no tener el generador la suficiente ERNC contratada en la proporción que la ley exige, la multa se pasa por contrato directamente al cliente, con lo que no queda del todo claro que la multa en cuestión actúe, en las condiciones en que actualmente opera el mercado, como un incentivo suficientemente poderoso para el desarrollo de estas alternativas, encareciendo los costos sin efecto alguno. El segundo problema es que la misma situación de escasez de energía en un mercado relativamente concentrado hace que, si bien los proyectos y emprendimientos de ERNC son muchos, en la práctica los compradores del atributo ERNC son muy pocos, lo que inhibe desarrollos en mayor escala y la eventual entrada de operadores de mayor tamaño. El sistema sin embargo lleva poco tiempo funcionando y es demasiado pronto para determinar si estos problemas serán relevantes en el futuro: aún estamos en el umbral donde las exigencias de porcentajes de ERNC no se convierten en restricciones activas. De esta forma, la misma evidencia admite dos lecturas. La nuestra es que el sistema es insuficiente para acomodar una mayor proporción de ERNC a la matriz energética.

Pero hay más. Existen dudas técnicas respecto de qué posibilidades reales tiene el sistema para acomodar eficientemente—a precios similares a otras energías competitivas—a las ERNC, principalmente eólicas y solares. En efecto, se constatan al menos tres problemas. Uno, que está relativamente bien identificado y para el que ya hay soluciones propuestas, está en el campo de la transmisión eléctrica: cuellos de botella en el sistema de transmisión actúan como un factor disuasivo para nuevos entrantes en general y para ERNC en particular, especialmente si se deben solventar tramos de conexión que solo podrían cubrirse con inversiones de mayor cuantía, y no con miniproyectos (uno de los problemas de la ley actual, al no proveer un incentivo suficientemente potente para inversiones en gran escala).

Un segundo problema, algo más complejo, son las dificultades de reserva de giro. Las centrales eólicas

y solares tienen costo de inversión (CAPEX) pero carecen de costos operacionales relevantes (OPEX). En consecuencia, tienen costos marginales de corto plazo cercanos a cero y debieran estar siempre despachadas (generando energía). Pero su energía es intermitente: unas la proveen cuando sopla el viento y otras cuando la radiación solar supera ciertos umbrales. Este carácter intermitente les hace muy difícil obtener contratos de venta de energía con grandes clientes, ya que las obliga a contar con algún tipo de respaldo o complementarse con una fuente tradicional. Por otra parte, la intermitencia en la generación, cuando una eólica o solar está disponible en el sistema, obliga a que otras centrales, a carbón o gas, deban operar a media máquina para hacer espacio a la eventual generación proveniente de estas centrales, lo que eleva el costo del sistema. Aquí, dicho sea de paso, hay otra ventaja de las centrales a gas, que tienen mayor flexibilidad de puesta en marcha y cese de funcionamiento que las de carbón: se complementan mejor con las ERNC. En cualquier caso, como el sistema, aun el que proyectamos aquí, es uno mixto, con centrales a carbón y a gas (además de hidro, diésel, etc.), la reserva de giro es un tema y cuánto es posible acomodar en centrales eólicas y solares es algo que se debe determinar, si bien existe relativo acuerdo en que con solo un 4,5% de ERNC en el SIC y un 0,4% en el SING hay al menos un trecho por recorrer sin que la reserva de giro se constituya en una restricción activa.

Un tercer problema es la efectiva disponibilidad de potencial eólico y solar a precios competitivos. Los costos de inversión de ambos sistemas han caído, tanto por los cambios tecnológicos como por la crisis en Europa, que tiene a muchos proveedores produciendo con altos niveles de capacidad ociosa. Sin embargo, el costo de proveer esta energía no solo depende del CAPEX sino del “factor de planta”, esto es, de qué porcentaje del tiempo la planta estará efectivamente operando, lo que es lo mismo que decir cuánto soplará el viento y cuánto alumbrará el sol. Ello depende de la naturaleza, y si bien puede medirse y se mide, siempre habrá un margen de incertidumbre que torna vital la acumulación de experiencia en este tipo de soluciones.

Las incertidumbres relativas a este tipo de tecnologías, y la insuficiencia del marco legal que hoy las promueve, motivan nuestra propuesta, que básicamente consiste en la licitación de un seguro de precios, lo que resuelve el problema de encontrar contratos para una energía intermitente. Bajo el esquema de seguros propuesto, el Estado llama a licitación de una cierta cantidad de megawatts instaladas en energías eólicas y solares, las que como se ha dicho comparten una característica: ambas son intermitentes y ambas tienen solo CAPEX, nada de OPEX. Como el OPEX es cero, sabemos que ambas estarán siempre despachadas y por ende ambas percibirán siempre el costo marginal del sistema. Se licita entonces por precio, se ordenan de menor a

mayor y se corta en el precio que logra cortar allí donde se satisfacen los megawatts licitados. El precio podría tener también un techo, por ejemplo, el costo marginal de largo plazo del gas natural, que bajo las anteriores propuestas sería el costo de expansión del sistema en su conjunto.

Una vez hechas las licitaciones, hay dos situaciones posibles: el costo marginal está por sobre el precio licitado, en cuyo caso la diferencia va al Estado, o, el costo marginal está bajo el precio licitado, en cuyo caso el Estado debe transferir la diferencia. En situaciones de estrechez de energía como las actuales, el costo marginal se mueve muy cercanamente al precio del diésel, y cuando el precio del diésel sube el Estado debe hacer transferencias en otras áreas de la economía (Transantiago y las diversas variantes de los mecanismos de estabilización de precios del petróleo que ha tenido nuestro país). De este modo, durante períodos de estrechez de energía este sistema tiene covarianza negativa con otros gastos e ingresos del Estado: le da ingresos cuando el Estado tiene que gastar, y viceversa. El sistema se puede perfeccionar de modo que las transferencias se calculen con la misma frecuencia con que se calculan los costos marginales, para no distorsionar las señales de precio horarias, evitando así promover inversiones que generan energía cuando el costo marginal horario es bajo.

Un sistema como el propuesto es una versión perfeccionada de sistemas probados en otros países (*feeding tariff*). A diferencia de ellos, en este no se distinguiría por tecnología, el precio es resultado de una licitación y tiene como techo un costo marginal esperado de largo plazo, además de distinguir finamente por hora del día (usa la misma frecuencia diaria con que el Centro de Despacho Económico de Carga CEDEC calcula el costo marginal). Ello evita errores como los cometidos en España, donde las ineficiencias de los sistemas de ERNC son públicas y notorias. Por otra parte, otorgar un seguro de precios facilita la financiación de proyectos, lo que independiza a los nuevos emprendimientos de la voluntad de los actores incumbentes y estimula la entrada de nuevos participantes. Un esquema de licitaciones por bloques de energía permite gatillar una curva de inversiones y de aprendizaje, testeando de modo paulatino la verdadera viabilidad de este tipo de soluciones, en vez de tener metas *ad hoc* como determinado porcentaje de ERNC para tal o cual año, lo que supone costos desconocidos sobre el sistema.

Terminamos esta sección con una breve nota sobre otras ERNC. La geotermia, la “minihidro” o centrales de pasada y la biomasa, a diferencias de las energías eólicas y solares, no son intermitentes, por lo que no tienen el problema de encontrar contratos. Las restricciones para este tipo de energía están más bien en sus elevados riesgos de exploración, por lo que los instrumentos de fomento idóneos para integrarlas debieran ser los propios de los capitales de riesgo, como los recientemente estrenados para la exploración minera. Otro tema son las

facilidades para la obtención de concesiones, así como el tema de los terrenos, toda un área donde el Estado y en particular Bienes Nacionales tendría mucho que decir.

Sobre las minihidro, estimamos que es un error considerar su fomento en el SIC. En zonas cada vez más secas, como la zona central de Chile, vulnerables al cambio climático, un alto número de centrales de pasada resulta ser ambientalmente cuestionable, porque un proyecto típico de central de pasada considera la acumulación de más de un afluente en un mismo punto de caída, lo que se hace con desviaciones entubadas del curso de agua. Eso deja solamente un “caudal ecológico” que, en zonas como la central, puede impactar para mal en la flora y fauna circundantes. Proponemos en consecuencia revisar la elegibilidad para este tipo de obras, al menos en lo que respecta a los beneficios que otorga la ley. Finalmente, la energía basada en biomasa, a diferencia de las eólicas y solares, no tiene un costo operacional igual a cero, por lo que no resulta elegible para un mecanismo de seguro de precios, toda vez que no existirá seguridad alguna de que esté siempre despachada.

Propuesta 24 Compensación a comunidades

Hoy, en la práctica, cada vez que se da comienzo a un proyecto de energía, ocurre de facto una negociación con las comunidades bajo la zona de influencia, lo que en definitiva da origen no solo a modificaciones del proyecto en sí sino también a compensaciones. Algunas de estas compensaciones se establecen en el marco de la mitigación ambiental misma y otras por fuera. Al no conocerse qué monto podría estar finalmente en juego, la negociación se torna costosa, incierta, poco transparente y con especiales rentas para quienes se opongan hasta el final del proceso. La oposición pertinaz, entonces, tiene un premio, que si bien es incierto resulta lo suficientemente elevado como para motivar conductas extremas, todo lo cual se ve exacerbado por posiciones políticas muchas veces irresponsables y una desinformación ciudadana que a veces adquiere caracteres grotescos. A diferencia de las inversiones mineras, que tardan muchos años en concretarse—fácilmente unos diez años desde los primeros sondeos hasta que sale el producto final—, en energía los tiempos son más cortos, menos de cinco años, por lo que la ventana de tiempo para familiarizarse con la comunidad, entender mejor sus motivaciones y afianzar los diálogos es menor.

Proponemos en este punto que, al margen de las mitigaciones que se establezcan en el marco de la evaluación ambiental, las empresas que hagan inversiones sujetas a evaluaciones de impacto ambiental deban aportar un 1% de aquellas a la comunidad y/o

región en que invierten. Se propone un marco legal que establezca que dicho monto sea deducible del impuesto de primera categoría, y que además prohíba la entrega de cualquier compensación adicional. Se trata de generar un punto focal: las partes deben conocer con antelación el monto disponible para compensaciones, deben saber quién es elegible, y deben saber que no existe ni se puede, so pena de entrar en un acto ilícito, entregar más. Además, la comunidad local debe tener una batería de proyectos preaprobados de los cuales elegir aquellos que serán financiados con la compensación. Estimamos que esta aproximación debiese alinear mejor los incentivos y, sobre todo, reducir los costos de transacción y de negociación.

Un marco como este debiera complementarse con un sistema de gobierno que defina de modo absolutamente preciso quiénes son beneficiarios, cuál es la comunidad bajo el área de influencia, cuánto irá para ella y cuánto, si acaso, para la región, y finalmente el plazo en que ocurran las transferencias. Para asegurar el buen uso de los recursos, se requiere capacidad local de gestión, la que hoy es escasa en muchas regiones y comunas. Las propuestas de descentralización de este libro contribuirían a generar esa capacidad local requerida para que no se desperdicien los recursos adicionales. Aclaremos por último que el derecho a crédito tributario existe solo en lo que respecta a compensaciones no incluidas en las mitigaciones por daño ambiental, esto es, a las compensaciones a comunidades que están aquí definidas por el 1% de la inversión y son, por definición, distintas de aquellas. Estas últimas han de ser un costo del proyecto, como cualquier otro.

Propuesta 25 La gran hidroelectricidad del sur

Así como hay países que se han visto beneficiados con grandes yacimientos de gas natural, como Perú, o países favorecidos con un gran potencial geotérmico, como Islan-

dia, nuestro país cuenta con una gran ventaja, el enorme potencial hidroeléctrico del sur (XI Región). Perú e Islandia no han dudado en usar el potencial con que los bendijo la naturaleza, refrendando con ello el carácter estratégico que tiene la energía: hubiese sido insensato no aprovechar esas fuentes de energía. Muy peculiarmente, sin embargo, en Chile existe oposición a este tipo de proyectos –nos referimos a Hidroaysén, pero podría haber más–, pero más paradójico aun es que el Estado mire con una suerte de neutralidad esa oposición, como si le fuese indiferente si el gran potencial hidroeléctrico del sur se usa o no.

Siempre habrá oposición al desarrollo energético por parte de diversos grupos, pero al país no le puede ser indiferente si se usa o no el potencial hidroeléctrico del sur. Hidroaysén podrá ser un proyecto privado pero reviste importancia estratégica: basta pensar en los costos para el país en términos de sustitución de esta fuente por otras que emitan CO₂ (incluso las de gas natural), en el impacto en términos de dependencia energética y en la seguridad del suministro (baja correlación pluviométrica entre la XI Región y la zona central del país).

Aprobado ya el proyecto de generación de Hidroaysén, estimamos que no existe posibilidad alguna de que una empresa privada, actuando por los canales normales, logre aprobar la línea de transmisión necesaria y después llevarla a cabo. Como referencia anecdótica, hoy las servidumbres de paso, producto de las oposiciones de los dueños de los terrenos, están muchas veces transándose en dos y tres veces el valor del terreno.

Estamos aquí frente a una definición estratégica. En el sistema actual, tal como está, este proyecto es un imposible, está “muerto”. Las razones son al menos dos. Por un lado está la formidable tarea de aprobar ambientalmente la línea de transmisión y luego superar los múltiples contratiempos de su construcción. Este tipo de proyecto no es marginal y no cabe esperar con tranquilidad de funcionario a que “las instituciones funcionen”.

La segunda razón es una de distribución de beneficios. En nuestro sistema marshalliano, Hidroaysén es un proyecto inframarginal: tiene costos marginales inferiores a la techno-

logía de expansión, aun si estas fueran centrales a carbón. Consecuentemente, el beneficio de este proyecto no se traduce en un menor costo de energía. Sin embargo, sí se traduce en otros beneficios ambientales, como la menor necesidad de centrales a carbón (o a gas). Por ejemplo, el CADE estima que en ausencia de los desarrollos hidroeléctricos las emisiones de CO₂ serían 37% mayores.

Así las cosas, la renta económica de este proyecto queda radicada en sus dueños, que son los dueños de los derechos de agua. Luego, la oposición ambiental se combina con oposición política y ambas conforman los siguientes argumentos: el proyecto afecta un ambiente prístino (pero se ignora que en ausencia de Hidroaysén aumentará la emisión de CO₂), no traerá como consecuencia precios de energía más bajos (no en el largo plazo al menos) y la renta se la apropian unos pocos. ¿Posibilidades de que se haga en esas condiciones? Ninguna.

Pero debe hacerse. Hay múltiples razones para ello. Ya hemos mencionado el tema de las emisiones de CO₂. Además la hidrología del sur es menos vulnerable al cambio climático, tiene menos volatilidad y covaría muy poco con la hidrología de la zona central, todo lo cual contribuye a la estabilidad del sistema. Y si bien Hidroaysén no reduce el costo marginal de largo plazo del sistema, sí reduce el costo medio de energía del sistema, lo que en efecto genera una renta. Pero existen formas de socializar parcialmente esa renta, especialmente si, como es el caso, se precisa del Estado para hacer realidad la línea de transmisión.

Ello nos lleva a la siguiente propuesta. Debe declararse de modo inequívoco el carácter estratégico de la gran hidroelectricidad del sur: ello debe ser parte del acuerdo nacional, del Nuevo Trato. El Estado conformará un consorcio público-privado para realizar la línea de transmisión y a cambio obtendrá una parte de la renta del proyecto. Todo ello sujeto desde luego a los estándares que exija el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, el cual en este caso bien podría incorporar algún tipo de consideración paisajística adicional, tratándose del paso de la línea por zonas de potencial turístico.

Propuesta 26 Diplomacia y energía

Nuestro país está rodeado de naciones bendecidas con dotaciones naturales. Perú, Bolivia y Argentina son potencias en lo que se refiere a gas natural. Argentina alberga la tercera reserva más grande del mundo de *shale gas* (EIA). Existen múltiples proyectos en los que se podría pensar. Sin ir más lejos, a Bolivia le convendría más sacar su gas por puertos chilenos antes que peruanos, y el beneficio de ello podría ser acceso a gas natural en igualdad de condiciones que terceros. Una vez interconectado el SIC con el SING (cuya reciente evaluación social arroja beneficios sociales positivos), Chile podría estar a un paso de interconectarse con Perú. Son solo ejemplos de lo que podría hacer nuestro país si contase con una mejor disposición de los países vecinos.

Lamentablemente, las experiencias e intentos en este campo no han sido fructíferos. El desconocimiento del Protocolo de Integración Gasífera por parte de Argentina causó un impacto enormemente negativo del cual nuestro país aún no se recupera del todo. Pese a todo, es un futuro posible y deseable. Pero Chile no podrá sentarse a negociar en buen pie con los países vecinos mientras continúe en la frágil situación interna en que hoy se encuentra. Las propuestas aquí reseñadas buscan afianzar primero nuestro sistema, basándose firmemente en contratos de largo alcance para *shale gas* con Estados Unidos, aprovechando hasta donde se pueda y el medio lo permita las soluciones que ofrece el carbón, captando la renta y devolviéndola a los usuarios, usando paulatina y prudentemente, pero con mayor énfasis que hasta ahora, nuestro potencial eólico y solar, y finalmente aprovechando el enorme potencial hidroeléctrico del sur del país. Cuando un programa como este sea ya una realidad y la fragilidad de nuestro sistema se haya resuelto, solo ahí veremos otra disposición de nuestros vecinos para negociar arreglos de integración energética en condiciones aceptables para nosotros. Hasta entonces, el problema es nuestro y debemos resolverlo nosotros.