



Hidroelectricidad

UNA NECESIDAD CRÍTICA

LA HIDROELECTRICIDAD SERÁ CLAVE PARA CONTRARRESTAR EL ALZA ACTUAL Y FUTURA DEL COSTO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA. DE TODAS LAS FUENTES, ES LA MENOS CONTAMINANTE, LA MÁS ECONÓMICA Y ABUNDANTE. SI NO SE REALIZAN OBRAS PARA RENTABILIZAR EL POTENCIAL HÍDRICO DEL PAÍS, UNA BUENA PORCIÓN DE LAS INVERSIONES EN MINERÍA E INDUSTRIA PODRÍA ESFUMARSE.

Por Jorge Velasco _Fotos Vivi Peláez

El panorama es preocupante. Un estudio de expertos encargado por la Confederación de la Producción y del Comercio (CPC), establece que el suministro de energía para el sector industrial sólo está seguro hasta el año 2016. Después de eso, el futuro energético es incierto y más caro: alcanzará un costo marginal de US\$130 US\$/MWh (dólares por megawatt hora) en 2018. Si este 2013 fuera un año hidrológico normal, el costo actual sería de US\$90 US\$/MWh. Sin embargo, debido a la sequía, el valor marginal se encuentra alrededor de los 200 US\$/MWh.

A pesar de los buenos índices de precipitaciones de esta temporada, Chile arrastra una sequía desde hace más de una década.

Según la Dirección General de Aguas (DGA), al 30 de junio la mayoría de los embalses se había llenado sólo hasta la mitad o menos de su promedio histórico mensual, lo que de por sí es un 30% más bajo que la capacidad para la que fueron construidos. Eso, en buenas cuentas, tiene como consecuencia un alza real en el valor de la energía.

Nuestro país tiene el séptimo precio más caro de la energía, en relación a los países de la OECD, y el segundo si se considera la incidencia del ingreso per cápita. “Somos el segundo país más caro para proyectos mineros, después del Congo”, afirma María Isabel González, gerente general de Energética, empresa asesora en el rubro eléctrico. Mientras en Chile la tasa de consumo pactada puntualmente para los proyectos mineros oscila entre los US\$120 y US\$130 US\$/MWh, en México llega a 90 US\$/MWh, en Argentina vale US\$78 y en Perú alcanza 66 US\$/MWh, prácticamente la mitad. ¿Las consecuencias? Falta de competitividad. ¿Las causas? Una desadaptación, en especial del Sistema Interconectado Central, que redundará en falta de proyectos de generación hidroeléctrica.

LOS BENEFICIOS DE LA HIDROELECTRICIDAD

Chile es un país cuya matriz energética fue diseñada sobre la base de la hidroelectricidad, que es el tipo de fuente de energía más eficiente que dispone. “La hidroelectricidad en Chile es como el petróleo para los países petroleros. Ha sido la única fuente energética abundante con que hemos contado y que hemos aprovechado desde el siglo XIX”, sostiene María Isabel González. “Siempre se habla de una matriz energética basada en tres pilares: seguridad, economía y ser amigable con el medio ambiente”, afirma Alfredo Olivares, jefe de la Unidad de Aceleración de Proyectos del Centro de Energía Renovables. Bajo esta perspectiva, sus bondades son diversas. La energía hidroeléctrica es eficiente en costo y disponibilidad: bajo precio y abundante. Según el informe “El Costo Diferencial de las Alternativas de Generación en el SIC”, encargado por la Cámara Chilena de la Construcción (CChC) a Alexander Galetovic y Cristián Hernández, después del gas argentino -hoy inaccesible- la energía hidroeléctrica es la más eficiente, con costos



Izquierda: Javier Hurtado, gerente de estudios de la CChC. Derecha: María Isabel González, gerente general de Energética.

que llegarían a los US\$85 el MWh con una producción posible de 75 mil GWh/año.

A diferencia de las centrales termoeléctricas a gas natural licuado, carbón o diesel (existe una nueva y exigente reglamentación para estas fuentes), no emite material particulado, Óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO₂), Mercurio (Hg) ni menos Dióxido de Carbono (CO₂). A su vez, en el caso de las centrales de embalse, su suministro es continuo. “Mucha gente no sabe que el gran tema con la energía eléctrica es que no se puede almacenar masivamente, sólo a muy pequeña escala. Los sistemas eléctricos funcionan a la par de la demanda. Tienen que operar produciendo exactamente lo que el sistema eléctrico en su conjunto está utilizando en cada minuto. Entonces, la dificultad de las ERNC es que sólo pueden abastecer los consumos en el día, cuando hay radiación solar. Lo mismo con las eólicas”, explica María Isabel González. Y si bien uno de sus contras está relacionado con la inundación de áreas silvestres para conformar embalses, se trata de una traba relativa. “Tenemos cordillera en todos lados. Hay diferencias de alturas considerables donde se ubica este recurso. La poten-

cia que uno puede instalar con una central hidroeléctrica tiene que ver con el caudal y la altura. Al tener alturas importantes en Chile, se requiere inundar mucha menos área para obtener la misma potencia que en otros países con grandes áreas inundadas”, dice María Isabel González. Así, por ejemplo, mientras la central de Itaipú en Brasil genera 0,5 GWh por hectárea al año y la de Kárahnjúkar en Islandia produce 0,8 GWh, en Chile Hidroaysén podría generar 3,12 GWh por hectárea anual. Hidroaysén, además, ofrecería mayor independencia energética, al ubicarse en una cuenca hidrográfica no expuesta a los fenómenos de sequía de la zona central. El problema, sin embargo, está en que no existe y que, en efecto, en la zona central hay una sequía prolongada.

UN SISTEMA DESACOPLADO

La hidroelectricidad ocupa un 42% del potencial de generación. Pero si bien históricamente el país pudo abastecerse en un 50% con esta fuente, hoy esa cifra no supera el 30%. “Los embalses tienen mucha capacidad instalada, pero no hay agua. Siempre en el año húmedo se debe abastecer con agua. Y en los años secos, se cambia por carbón o

gas. Y si es muy complicado, con diesel. Es la forma económica de abastecerse”, dice Javier Hurtado, gerente de estudios de la CChC. El sistema, explica, está desacoplado. Aunque se quisiera, no puede basarse sólo en hidroelectricidad. Debe haber fuentes alternativas que suplan bajas en la hidrología, imprevistos o la mantención del equipamiento. Este margen tiene que basarse en la próxima fuente de energía más eficiente: el carbón. Pero eso en Chile no ocurre por falta de proyectos.

Actualmente, en Chile se generan 59.700 GWh (Gigawatts hora), pero la demanda debiera llegar a 80.000 GWh el año 2022 y alcanzar los 100.000 GWh en 2028. El consumo energético crece al ritmo del PIB (5%-6%), lo que significa que hay que aumentar unos 350 MW al año de fuentes de energía permanente y a un precio competitivo. Sin embargo, en la actualidad sólo se están construyendo Alto Maipo (531 MW), Campiche (270 MW) y Guacolda (150 MW).

“Hay agua y mucho diesel. Hay poco carbón o gas. En momentos de régimen seco, la necesidad de usar el diesel es muy alta, por lo cual el costo marginal es muy alto. Y no hay suficientes centrales a carbón o gas

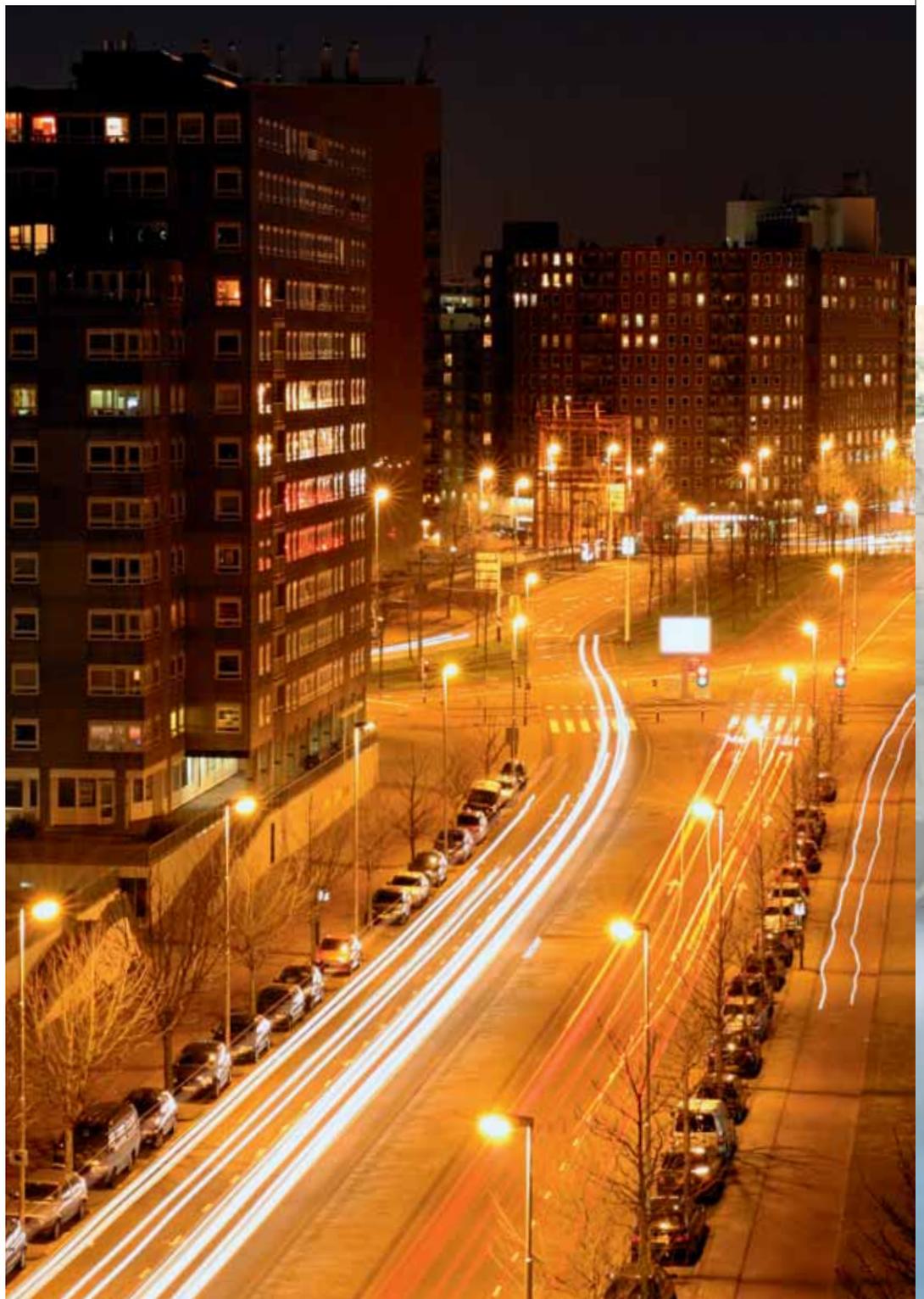
EL APORTE DE LAS PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

No sólo las grandes centrales hidroeléctricas aportan y pueden agregar energía al SIC y al SING. También lo hacen las pequeñas centrales menores a 20 MW de potencia instalada. Desde 2007 se han incorporado cerca de 215 MW de potencia instalada a la matriz energética, para centrales de pasada entre 3 y 20 MW. De esta forma, hoy en total operan pequeñas centrales por una potencia de 323 MW. A su vez, existen proyectos por casi 500 MW en proceso de evaluación de impacto ambiental. De ellos, 327 ya están aprobados, 37,6 MW se están construyendo y otros 121 están en proceso de calificación. Una de las ventajas de las pequeñas centrales es su costo, competitivo en relación a otras fuentes, como el diesel, la energía eólica, la biomasa e incluso el carbón. Su costo de producción en 2011, sin considerar la transmisión, tenía un rango entre US\$30 y US\$169 por MWh generado.

En relación a las grandes centrales, señala Alfredo Olivares, jefe de la Unidad de Aceleración de Proyectos del Centro de Energía Renovables, las de pasada tienen un bajo impacto en el entorno, pues lo que hacen sólo es tomar el cauce de un río y utilizar su fuerza para generar electricidad. A su vez, frente a otras energías renovables no convencionales (ERNc), tiene un alto factor de planta, que oscila entre 50% y 60%, y que mejora la performance de las energías solar y eólica, que opera en el rango del 25% al 45%. Además, a diferencia de estas dos, es más factible predecir su suministro.

“Mientras en la energía solar o eólica hay generación sólo cuando tenemos sol o viento, la mini hidráulica se da más por estacionalidad y con pocas variaciones diarias”, explica Olivares. La premisa de las mini centrales es ir lento, pero seguro, en especial en un contexto en el que los grandes proyectos de generación a base de la potencia del recurso hídrico se está haciendo escaso. De acuerdo al Ministerio de Energía y la Agencia Alemana de Cooperación Internacional, en Chile existe un potencial de 3.000 MW para proyectos hidrológicos menores a 20 MW.

ACTUALMENTE, en Chile se generan 59.700 GWh, pero la demanda debiera llegar a 80.000 GWh el año 2022 y alcanzar los 100.000 GWh en 2028. El consumo energético crece al ritmo del PIB (5%-6%), lo que significa que hay que aumentar unos 350 MW al año de fuentes de energía permanente y a un precio competitivo.



como para que el costo baje. Y en los momentos en que hay mucha agua, todavía en el margen estamos usando diesel. Lo que debiera ser es que cuando hay mucha agua, jamás usar diesel”, explica Javier Hurtado.

Si bien nuestra matriz hidroeléctrica es casi cuatro veces más amplia que el promedio de los países de la OECD, la que se abastece con petróleo diesel es seis veces mayor. El 24% de la capacidad instalada del país es para diesel, y las termoeléctricas que funcionan con este combustible son las más caras de todas las fuentes de energía.

En Chile, explica María Isabel González, tenemos un sistema de tarificación “marginalista”, que indica que toda la energía producida en el sistema toma el costo del último kilowatt hora del mismo. En conse-

cuencia, si el último KW/hora se produce con hidroelectricidad, el costo marginal es cercano a cero. Pero si, por ejemplo, el último KW/hora es despachado por una central a carbón, toda la energía que incluso se generó con agua toma el precio de este insumo. Y si ocurre algo similar, pero con el gas natural (GNL), las carboneras e hidroeléctricas toman su precio. “Y en el límite, cuando ya no hay más unidades a carbón ni tampoco a gas natural, hay que despachar generación de emergencia, que es con diesel por lo que el costo sube hasta ese precio”, concluye la experta.

Dada la falta de infraestructura, resulta que son las centrales a diesel –las más caras– las que están reemplazando el suministro de las hidroeléctricas cuando hay

sequía, como ahora. En 2007, por ejemplo, cuando el país todavía no se despercudía de la crisis del gas argentino y enfrentaba una gran sequía, se generaron unos 10 mil GWh (gigawatts/hora) con diesel y el precio de la energía llegó casi a 350 US\$/MWh. Ese año el diesel tuvo un 23% de participación en el Sistema Interconectado Central. Pero si bien hoy su uso práctico sólo llega al 7%, la torta general de producción es mayor y el costo de las energías alternativas –al haber menos hidro– también.

MENOR COMPETITIVIDAD

¿Las consecuencias? Somos menos competitivos. Ante la incertidumbre energética, muchas empresas mineras han paralizado sus proyectos. “No hay desarrollo social sos-

EL COSTO DE LA ENERGÍA EN CIFRAS

- Un estudio encargado por la Confederación de la Producción y del Comercio (CPC), establece que el suministro de energía para el sector industrial sólo está seguro hasta el año 2016. Después de eso, el futuro energético es incierto y más caro: alcanzará un costo marginal de US\$130 US\$/MWh (dólares por megawatt hora) en 2018. Si este 2013 fuera un año hidrológico normal, el costo actual sería de US\$90 US\$/MWh. Sin embargo, debido a la sequía, el valor marginal se encuentra alrededor de los 200 US\$/MWh.
- De la cifra anterior se desprende que nuestro país tiene el séptimo precio más caro de la energía, en relación a los países de la OECD, y el segundo si se considera la incidencia del ingreso per cápita.
- Mientras en Chile la tasa de consumo pactada puntualmente para los proyectos mineros oscila entre los US\$120 y US\$130 US\$/MWh, en México llega a 90 US\$/MWh, en Argentina vale US\$78 y en Perú alcanza 66 US\$/MWh, prácticamente la mitad.
- En 2007, por ejemplo, cuando el país todavía no se desperdiciaba de la crisis del gas argentino y enfrentaba una gran sequía, se generaron unos 10 mil GWh (gigawatts/hora) con diesel y el precio de la energía llegó casi a 350 US\$/MWh.
- Según el informe "El Costo Diferencial de las Alternativas de Generación en el SIC", encargado por la Cámara Chilena de la Construcción (CChC) a Alexander Galetovic y Cristián Hernández, después del gas argentino –hoy inaccesible- la energía hidrológica es la más eficiente, con costos que llegarían a los US\$85 el MWh con una producción posible de 75 mil GWh/año.

tenible sin crecimiento económico y no hay crecimiento económico sin energía", sostiene María Isabel González. Tal como decía el informe de la CPC, el suministro de energía para el próximo lustro no está asegurado. Esta incertidumbre y el alto precio de este insumo, han provocado la postergación de algunos proyectos mineros e incluso la cancelación de algunos otros. Muchos, incluso, prefieren invertir en Perú, donde la energía cuesta la mitad.

De los 104 mil millones de dólares que se proyectaban invertir en los próximos años, la cifra podría bajar a la mitad. Casi una veintena de iniciativas (Volcán, Cerro Casale, Campiche, El Morro, Inca de Oro, entre otros), que proyectaban iniciar sus operaciones entre 2012 y 2018, están postergando sus pla-

nas a la espera de tener seguridad energética para abastecerse de unos 11.800 GWh.

La solución, argumentan los expertos, consiste en ejecutar rápidamente proyectos hidrológicos y de carbón eficientes. Según Galetovic, si se implementaran adecuadamente proyectos hidroeléctricos, a partir de 2016 la participación del agua debiera subir desde el 69% de la generación, manteniéndose más o menos constante hasta 2032. Y desde 2033, cuando todos los proyectos hidroeléctricos eficientes se encuentren en funcionamiento, el SIC se debiera expandir con carbón, que pasaría de un 10% de participación en 2033 a un tercio en 2049. El GNL, en tanto, mantendría una participación constante de 20%, puesto que seguirá siendo –desde la perspectiva del costo- la

fuente adecuada para servir en hora punta.

Pero para que ello ocurra, habría que agregarle unos 2.300 MW al 2016 a los 700 MW que se están construyendo actualmente, lo que no se ve posible por la falta de inversiones. "El SIC está desadaptado en alrededor de 2.000 MW al 2016", concluyen Galetovic y Hernández. Si el SIC se expande con diesel, el costo de la energía –dice el informe- podría ascender fácilmente a US\$160 MWh. Sin embargo, si las inversiones adecuadas se realizaran, la realidad sería muy distinta a la actual: el precio del MWh en 2016 llegaría a US\$59 y a US\$94 hacia 2030 a medida que la oferta hídrica se hace menos eficiente y el carbón toma más protagonismo. Así y todo, sería bastante menos de lo que, en efecto, se está pagando ahora.