

# Cambios al mercado y a la regulación eléctrica para una descarbonización profunda

LÍNEAS DE ACCIÓN A CORTO PLAZO

**Carlos Suazo-Martínez**  
SPEC

**Rodrigo Moreno**  
Universidad de Chile e Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)

OCTUBRE 2021

**SPEC**  
energy | data | innovation

**ISCI** INSTITUTO  
SISTEMAS COMPLEJOS  
DE INGENIERÍA

# resumen ejecutivo



**La ambiciosa transición energética** a la que aspira nuestro país requerirá esfuerzos sin precedentes en términos del gran despliegue tecnológico necesario para sus redes eléctricas. Además de las tecnologías de generación en base a fuentes renova-

bles, es necesario incorporar un portafolio complementario de nuevas tecnologías habilitantes que permitirán la transición hacia un sistema profundamente descarbonizado. Estas tecnologías habilitantes corresponden al almacenamiento, respuesta de la demanda, plantas virtuales (que agrupen recursos energéticos distribuidos), condensadores sincrónicos, electrolizadores de hidrógeno verde, sistemas flexibles de transmisión y nuevas tecnologías de convertidores, control, protección, monitoreo y comunicaciones. Esta adopción no será espontánea y, en gran parte, deberá ser guiada por los cambios a realizarse en el diseño del mercado eléctrico y

su regulación. Sin la incorporación de estas tecnologías, no será posible descarbonizar la matriz energética de Chile, por lo que es urgente avanzar en estas materias.

Este documento presenta, a nivel conceptual, una propuesta sobre los principales cambios a realizar en el diseño de mercado y su regulación, junto con mejoras en las prácticas de operación y planificación del sistema de transmisión nacional. Limitamos las materias, en esta oportunidad, a aquellas asociadas a la generación de gran escala y a la transmisión eléctrica. Los cambios sugeridos se presentan gráficamente en la Figura 1, donde se clasifican y se definen los actores responsables de dichos cambios. Los recuadros del costado izquierdo identifican aquellas acciones indispensables (o prioritarias) para habilitar una descarbonización profunda de nuestro sector eléctrico.

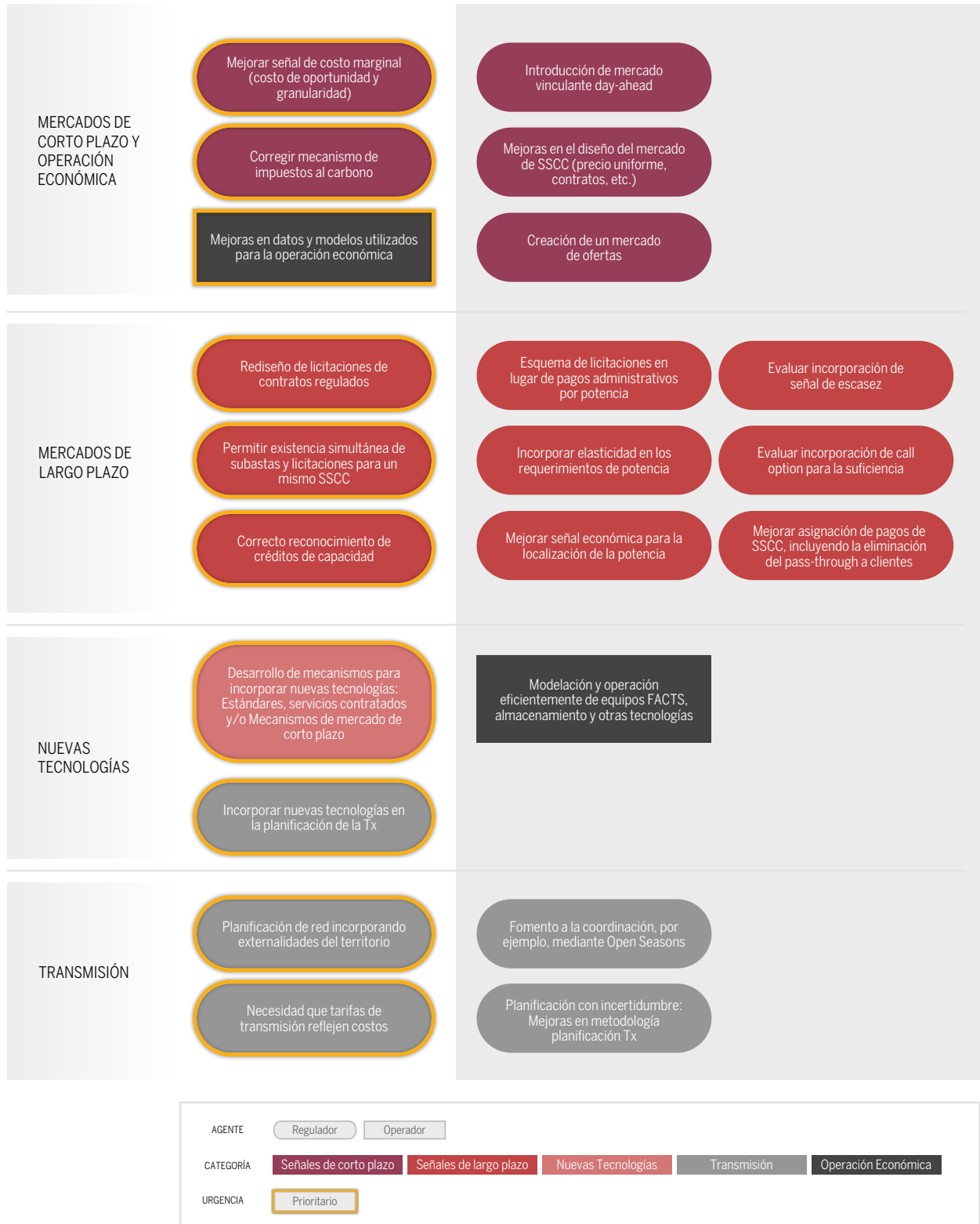


Figura 1: Principales cambios sugeridos para propiciar una descarbonización profunda del sector eléctrico.

Las líneas de trabajo identificadas abarcan desde la modernización de los mercados de corto y largo plazo, además, del desarrollo de otros mecanismos para incorporar nuevas tecnologías al sistema. Asimismo, se delinean aspectos perfectibles relativos a la planificación y tarificación de la transmisión, y la operación económica del Sistema Eléctrico Nacional. Parte de estas propuestas se resumen a continuación.

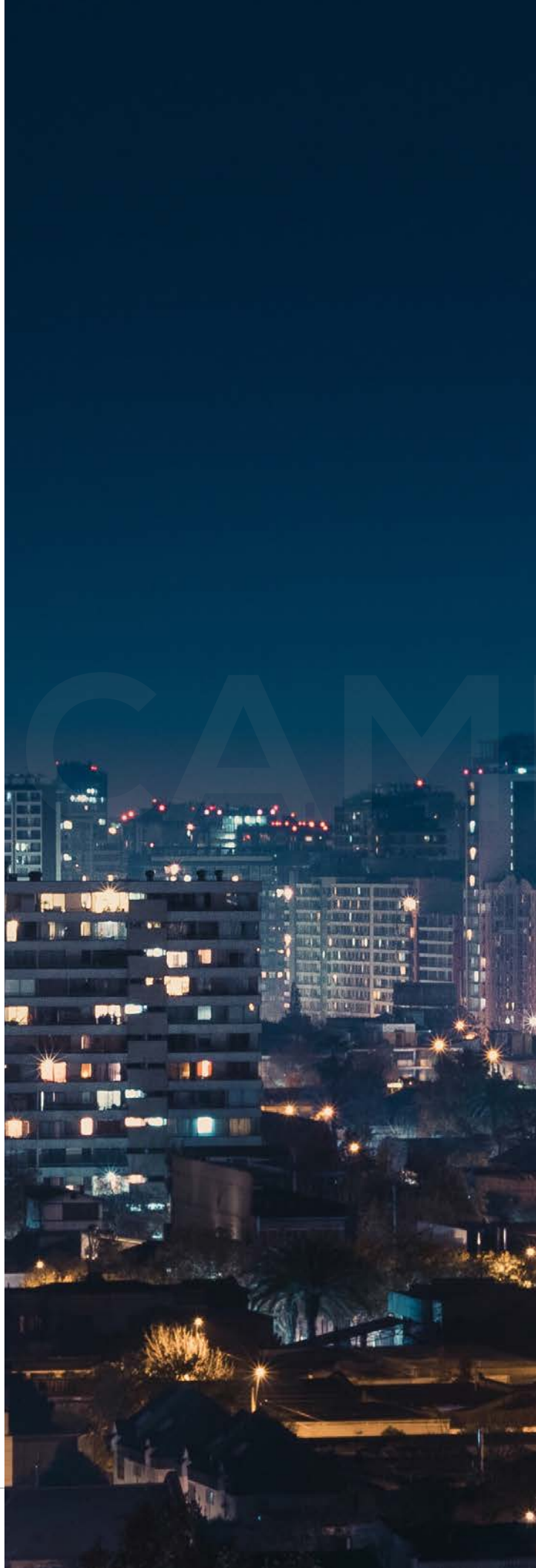
### **Diseño del mercado mayorista de energía**

Se incluye una serie de sugerencias detalladas para mejorar el diseño del mercado de la energía, que se pueden agrupar en las siguientes ideas fuerza:

- Mejorar la señal de precio resultante del mercado mayorista (o spot), de manera que refleje el nivel real de oferta disponible, incluyendo la escasez temporal producto del nivel de flexibilidad del parque.
- Internalizar en el precio del mercado mayorista y en las decisiones de operación del sistema eléctrico, las externalidades asociadas a emisiones de CO<sub>2</sub> y la de otros gases dañinos, junto con el material particulado.
- Incorporar un mercado vinculante de energía del día anterior.
- Reconocer asimetrías de información asociada a los costos de distintas tecnologías en la operación, adoptando un sistema de ofertas que permita al operador tomar mejores decisiones.

### **Diseño de mercado de servicios complementarios**

El propósito de muchas tecnologías nuevas es la prestación de servicios asociados a la flexibilidad, resiliencia y a la seguridad del sistema, más que al suministro de energía (e.g. almacenamiento). Por esta razón, es de suma importancia tener un mercado de SSCC funcional, que identifique el real valor de estos servicios y remunere a todas las tecnologías de forma adecuada. En este contexto, se proponen varias mejoras de diseño (e.g. subastas de precio uniforme, incorporación de contratos por SSCC, habilitación de la demanda, eliminación de la suspensión del mercado, entre otros) que, principalmente, buscan permitir a los participan-







tes ofertar el costo real de los distintos servicios asociados a la seguridad y flexibilidad, y así dar señales más adecuadas para la instalación de nuevas tecnologías en el largo plazo. En esta línea, se debe considerar que la instrucción directa de SSCC, si bien protege al sistema del posible ejercicio de poder de mercado, daña las señales de precio para una correcta expansión tecnológica. Esto debe ser reconocido y corregido, considerando herramientas más avanzadas de monitoreo de mercado.

### **Diseño de mercados de largo plazo**

Si bien actualmente se está trabajando en una importante reforma de los pagos asociados a la potencia de suficiencia, se debieran considerar otras medidas complementarias. La primera es considerar un nuevo mercado de potencia a futuro, donde los precios provengan de ofertas de distintos participantes y no de un cálculo auditado del precio. Este mercado debiera fomentar la participación de todos los recursos que puedan prestar los servicios a través de todo el sistema (incluyendo todos los niveles de tensión/voltaje).

También, se deben realizar varios ajustes a los mecanismos de contratación de suministro. Los ajustes se refieren principalmente a reconocer que la demanda por el servicio eléctrico es multifacética, más allá de un mero volumen energético, y que es necesario avanzar en mercados de contratos que reconozcan dicha multiplicidad de facetas (confiabilidad, flexibilidad, resiliencia, etc.). Esto permitirá incentivar inversiones en un portafolio completo de tecnologías necesarias para la transición energética (energías renovables variables y no variables, incorporando otras tecnologías habilitantes, e.g. almacenamiento).

### **Planificación y operación de sistemas**

La planificación y operación de las redes eléctricas también tendrán un rol muy importante que cumplir. Por un lado, la operación del sistema será cada vez más compleja, requiriendo una sala de control más avanzada, incluyendo: (i) mejoras en las tecnologías utilizadas; (ii) mejoras en las herramientas matemáticas de programación de la operación y de operación propiamente tal (programación hidrotérmica).

ca, valor del agua, modelos con reconocimiento de incertidumbre para la operación y determinación de reservas, entre otros), y; (iii) mejoras en los procesos, principalmente con respecto al tratamiento de la información.

Por otro lado, la planificación de la red eléctrica deberá reconocer estas complejidades, junto con la falta histórica de niveles adecuados de confiabilidad y resiliencia, lo cual debe ser mejorado, apoyándose en nuevas tecnologías de red y nuevas herramientas que permitan optimizar verdaderamente las decisiones (en lugar de las actuales herramientas heurísticas basadas en “prueba y error”).

El proceso de planificación también tendrá que internalizar los conflictos socio-ambientales asociados a nuevas obras, incentivando la participación de nuevas tecnologías en los planes de expansión y permitiendo aumentar las transferencias del sistema reduciendo la necesidad de invertir masivamente en nuevos activos primarios de red (nuevas líneas).

### **Hacia una política pública más informada**

Finalmente, recomendamos robustecer el análisis costo/beneficio para apoyar nuevas políticas públicas. Es preciso contar con información acabada respecto de un análisis de los costos y beneficios asociado a la descarbonización, indicando el balance deseado entre los objetivos de sustentabilidad, resiliencia y eficiencia económica (para determinar la afectación en la cuenta final al consumidor). También, y dado que el esfuerzo que demanda combatir el cambio climático es mayor, es necesario crear los mecanismos para darle al Estado las herramientas de asegurar continuidad y persistencia en las políticas, de modo que éstas sean estratégicas (y no cambios marginales que es lo que se puede realizar en un periodo de gobierno). Esto, probablemente, requiere cambios a nivel institucional. **Creemos que estos aspectos son fundamentales para seguir avanzando en la transición energética.**









# tabla de contenido

---

RESUMEN EJECUTIVO ..... p. 04

EL DESAFÍO DE LA DESCARBONIZACIÓN ..... p. 12

---

PROBLEMAS Y MEJORAS EN EL DISEÑO DEL MERCADO ELÉCTRICO ..... p. 14

MERCADOS DE CORTO PLAZO ..... p. 15

Modernización en la determinación de los precios spot

Incrementar la granularidad en la determinación de precios spot para incentivar la flexibilidad

Introducción de un mercado vinculante del día anterior

Corrección de las restricciones administrativas de nuestra política de carbono

Perfeccionamiento de las subastas de Servicios Complementarios

Mercado de costos auditados vs mercado de oferta

MERCADOS DE LARGO PLAZO ..... p. 19

Modernización del mercado de capacidad

Licitaciones de contratos para potenciar tecnologías habilitantes para la descarbonización

Convivencia entre señales de corto y largo plazo en servicios complementarios

Protección al consumidor: ventas atadas de energía y servicios complementarios

---

EL ROL DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS EN EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN ..... p. 24

NECESIDAD POR NUEVAS TECNOLOGÍAS ..... p. 24

Sistemas de control PEC

Sistemas de almacenamiento

Respuesta de la demanda

Plantas o centrales virtuales

Condensadores sincrónicos

Hidrógeno verde

Nuevas tecnologías a nivel de la transmisión

Monitoreo dinámico de capacidad de línea

NUEVOS MECANISMOS QUE PERMITAN PROMOVER INVERSIONES EN NUEVAS TECNOLOGÍAS ..... p. 27

Mandatos: a través de estándares y normativas

Suministro de servicios contratados

Suministro de SSCC en el mercado de corto plazo

Definición de nuevos servicios/mercados



<b>MEJORAS EN LA PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN</b> .....	p. 30
TRANSMISIÓN: HERRAMIENTA CLAVE PARA UNA DESCARBONIZACIÓN EFICIENTE .....	p. 30
Necesidad de optimizar las decisiones de inversión en la transmisión	
Hacia una co-optimización en las inversiones de varias tecnologías de transmisión	
Mayor coordinación de distintos regímenes de transmisión: Costos y externalidades territoriales	

---

<b>PROBLEMAS Y MEJORAS EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA</b> .....	p. 34
MEJORAS EN LA PROGRAMACIÓN Y OPERACIÓN EN TIEMPO REAL .....	p.35
Modernización de los criterios de definición de reservas	
Modelos de despacho y programación de la operación	
MEJORAS EN EL PROCESO DE DETERMINACIÓN DEL VALOR DEL AGUA .....	p. 37
Rol de los modelos de coordinación hidrotérmica en un sistema descarbonizado	
Calidad de la información	
Mejoras en el modelo matemático	

---

<b>DESCARBONIZACIÓN: CAMBIOS ESTRATÉGICOS Y CONTINUOS</b> .....	p. 40
---	-------

<b>LECTURAS COMPLEMENTARIAS</b> .....	p. 42
---------------------------------------	-------



# el desafío de la descarbonización

Creemos que el diseño de mercado que rige nuestro sistema y su regulación no soportan la transición hacia una descarbonización profunda de la matriz eléctrica nacional.

Según análisis realizados por el Ministerio de Energía de Chile, el Plan de Carbono Neutralidad<sup>1</sup> conllevaría a la puesta en operación de cerca de 40 GW de capacidad instalada renovable, principalmente basadas en fuentes eólicas, fotovoltaicas y CSP (Solar por Concentración), en conjunto con varias soluciones de almacenamiento. Se espera que hacia el año 2050 la capacidad instalada fotovoltaica alcance los 24 GW (~4x lo actual), mientras que la energía eólica se empine por los 20 GW (~6x lo actual).

La participación renovable en la matriz eléctrica nacional ha oscilado en el rango entre un 30-55% durante las últimas dos décadas, fuertemente dependiente de las condiciones hidrológicas anuales. A futuro se espera que, de la mano de una fuerte penetración de energía solar y eólica, nuestros sistemas eléctricos comiencen un proceso de descarbonización hacia una matriz más limpia.

A nivel político, la Política Energética 2050 discutida durante el año 2014-2015 estableció una visión hacia el año 2050 de modo de alcanzar un sector energético confiable, sostenible, inclusivo y competitivo<sup>2</sup>. Esta visión, obedece a un enfoque sistémico, según el cual el objetivo principal es lograr y mantener la confiabilidad de todo el sistema energético, al mismo tiempo que se cumple con criterios de sostenibilidad e inclusión y, se contribuye a la competitividad de la economía del país.

El impulso de una matriz energética más renovable se con-

---

<sup>1</sup>Más información en: [https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe\\_resumen\\_cn\\_2019\\_v07.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/pagina-basica/informe_resumen_cn_2019_v07.pdf)

<sup>2</sup>Energía 2050: Política Energía de Chile. Más información en [https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia\\_2050\\_-\\_politica\\_energetica\\_de\\_chile.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/energia_2050_-_politica_energetica_de_chile.pdf)



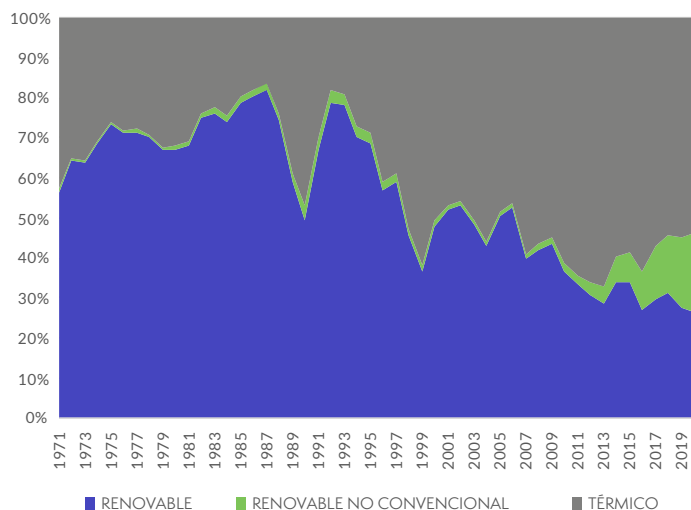


virtió en una línea de acción relevante para la consecución de los objetivos propuestos en la Política Energética 2050. La discusión del sector público-privado, además de la academia y sociedad civil estableció como objetivo país retomar la vocación renovable de los 80's, implementando las medidas necesarias para que las energías renovables constituyan el 60% en el año 2035, y al menos un 70% de la generación eléctrica para el año 2050.

En este contexto, este documento resume una serie de líneas de acción de corto y mediano plazo que, siendo posibles de ejecutar en esta década, faciliten la transición energética hacia un sistema eléctrico profundamente descarbonizado en el largo plazo (2050). Estas líneas de acción comprenden el análisis de los desafíos técnicos, regulatorios, económicos, tecnológicos e institucionales que desde nuestra perspectiva deben priorizarse con tales objetivos.

Creemos que el diseño de mercado que rige nuestro sistema y su regulación no soportan la transición hacia una descarbonización profunda de la matriz eléctrica nacional. En esta ruta hemos identificado la falta de señales necesarias para promover el desarrollo de nuevas tecnologías que pavimentarán el camino hacia un sistema más sustentable. Asimismo, creemos que existen espacios de mejora importantes a nivel de la planificación de la transmisión, junto con la programación y operación de nuestro sistema eléctrico que establecerán los cimientos necesarios para estructurar el cambio radical que se avecina durante los próximos años.

PARTICIPACIÓN POR TECNOLOGÍA



Hemos decidido enfocarnos en el segmento de gran escala, descartando, exprofeso, aspectos relativos al segmento de distribución, generación distribuida y otros aspectos de suma relevancia para la política pública, pero que, por lo mismo, consideramos deben tener un foco especial de atención.

Las propuestas que se presentan en este documento se basan en el desarrollo de investigaciones y trabajos que hemos ejecutados durante los últimos años, en colaboración de académicos y profesionales del sector tanto a nivel nacional como internacional. Esperamos estas ideas contribuyan hacia una transición energética eficiente, confiable y sostenible para los próximos años. ■

# problemas y mejoras en el diseño del mercado eléctrico

Nuestro convencimiento es que el diseño de mercado que nos trajo al punto en que nos encontramos hoy, debe ser modernizado para facilitar la transición energética hacia un sistema profundamente descarbonizado en el futuro.



Durante los últimos años, Chile ha impulsado importantes avances en la introducción de políticas para fomentar el desarrollo de energías renovables. Bajo un diseño de mercado que entrega señales de corto plazo basado en un esquema de lista de mérito y costos auditados, se establecieron metas de penetración de energías renovables, realizaron modificaciones en las licitaciones de largo plazo para clientes regulados, además de adecuaciones en lo relativo a la transmisión, que iniciaron la transición hacia un uso masivo de fuentes renovables en nuestro país. Nuestro convencimiento es que el diseño de mercado que nos trajo al punto en que nos encontramos hoy, debe ser modernizado para facilitar la transición energética hacia un sistema profundamente descarbonizado en el futuro.



En este sentido, debemos pensar en elementos de diseño de mercado que entreguen mejores señales de precio, profundicen los incentivos para la inversión y operación de energías renovables además de los sistemas de almacenamiento, incorpore inversiones y modernizaciones necesarias en las redes eléctricas, y brinde mejoras en los niveles de flexibilidad en un contexto sistémico. Los sistemas energéticos del futuro estarán dominados por fuentes renovables, cuyo desarrollo será más intensivo en capital y menos dependiente de costos operativos (como los combustibles), por lo cual es importante avanzar en establecer señales que generen la certeza necesaria para reducir dichos costos de capital.

Nuestra propuesta se basa principalmente en los siguientes principios rectores para el mercado del futuro: i) **corregir fallas** asociadas a las **señales de corto plazo** para lograr una operación eficiente del mercado; ii) **profundizar mecanismos de largo plazo** de modo de reducir riesgos de inversión en un sector económico con creciente inversión en capital, junto con atraer inversiones que minimicen el costo total de abastecimiento, y; iii) **crear condiciones para** el desarrollo de nuevas tecnologías como **el almacenamiento y la participación de la demanda**.

Un aspecto importante a considerar en nuestra propuesta, es la consistencia íntegra del diseño de mercado y de su proceso de reforma durante los próximos años. En este sentido, y si bien hay un rol relevante del Estado en definir las políticas estratégicas del sector, creemos que las señales y expectativas del mercado son las que determinarán los incentivos para el desarrollo de nueva infraestructura. Un error común es comenzar con el diseño de mercados de largo plazo, sin despejar problemáticas involucradas con el diseño de los mercados de corto plazo. Así, un diseño de mercado sólido, con raíz en principios económicos, es aquel resultante de un proceso de (re)diseño que parte por los mercados de corto plazo y termina con el diseño de las señales de largo plazo, y no al revés.

## Mercados de corto plazo

### Modernización en la determinación de los precios spot

La teoría económica sugiere que la eficiencia de asignación en mercados eléctricos se alcanza cuando los costos marginales igualan al costo de suplir una unidad adicional de energía. Nuestro mercado eléctrico, al menos en su concepción, está basado en dicho principio: el costo marginal no sólo captura los costos directos de producción de energía, sino también los costos de oportunidad de las firmas (por ejemplo, a través del costo del agua).

No obstante, este principio económico, si bien está presente en el espíritu de la ley eléctrica, no se aplica directamente al mercado chileno, donde el uso de la lista de mérito captura de forma incompleta los costos de oportunidad del sistema. Aspectos tales como las relaciones inter-temporales producto, por ejemplo, del almacenamiento, o bien, no-linealidades propias de la operación del sistema, no son capturadas correctamente por la lista de mérito. Esta situación deriva en una determinación incorrecta del costo marginal, distorsionando la señal económica necesaria para tecnologías que aportan flexibilidad.

Desde nuestra perspectiva, su reconocimiento mediante el uso de software específico corregiría esta situación y haría un real uso de la teoría marginalista para el cálculo del precio spot, tal como lo estipula el espíritu original de la ley eléctrica. Así, los precios reflejarán las cambiantes condiciones físicas del sistema y los participantes del mercado tendrán los incentivos para capturar dichas señales (tanto oferta como demanda).

### Incrementar la granularidad en la determinación de precios spot para incentivar la flexibilidad.

Una segunda limitación del modelo actual radica en la granularidad temporal usada para la determinación del precio. La masificación de energías renovables variables presionan las dinámicas a nivel intra-horario, variaciones

que no se recogerían a nivel horario y derivarían en un diseño de mercado incompleto, dado que existen productos y servicios que no se valorizan de forma eficiente.

Las señales de precio horarias ocultan los efectos económicos de los cambios repentinos de la demanda y la oferta, así como su impacto en las inflexibilidades presentes en el sistema (por ejemplo, los límites de rampa que no son importantes en ventanas horarias, pero sí en ventanas menores de tiempo). Esta limitación no permite remunerar de forma eficiente a tecnologías que podrían proveer flexibilidad, ni genera incentivos adecuados para que unidades que se auto-despachan entreguen flexibilidad intrahoraria (como almacenamiento o la misma demanda). El aumento de la resolución en el cálculo de precios permitirá reflejar de mejor forma inflexibilidades del sistema de forma intra-horaria, transparentar su valor económico para el sistema y generar señales de precio que sustenten inversiones en activos de flexibilidad en el largo plazo.

### **Introducción de un mercado vinculante del día anterior**

El diseño actual de nuestro mercado considera una asignación de costos producto de la prestación de Servicios Complementarios (SSCC) a los comercializadores de energía en el mercado mayorista. La práctica habitual es que dichas empresas traspasen dichos costos a sus clientes libres de forma íntegra (*pass-through*). Las firmas no cuentan con incentivos económicos para informar pronósticos certeros respecto de su operación futura, y el diseño ha derivado en que el pronóstico de la operación se realice de forma centralizada por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por otro lado, las transacciones económicas relativas al mercado de energía se realizan utilizando los costos marginales reales, publicados con plazos de hasta 72 horas posteriores a la operación real. Esta situación limita (o más bien impide) el actuar de nuevas tecnologías, como por ejemplo el almacenamiento, quienes al momento de definir su perfil de colocación de energía (carga y descarga) desconocen el costo de oportunidad de su energía acumulada.

Desde nuestra perspectiva, es necesario profundizar en desarrollar mecanismos de coordinación necesarios para asegurar el balance generación-demanda, mediante compromisos que faciliten la eficiencia económica de los intercambios y la asignación de costos de SSCC. Debido a una mayor volatilidad operacional esperada en el mediano y largo plazo, proponemos la introducción de un mercado del día anterior vinculante, que entregue una cobertura de riesgo financiero a los agentes del mercado respecto de modificaciones a la operación en tiempo real.

Creemos que la creación de este nuevo mercado incentivaría a que todos los agentes, incluyendo la demanda (que participa de forma indirecta mediante su comercializador), realicen el mejor pronóstico de su disponibilidad para la operación real, intentando minimizar los costos de rebalanceo del sistema producto de desvíos respecto a los compromisos adquiridos en el mercado del día anterior. Este diseño entrega una base transparente a efectos de crear nuevos mecanismos para asignar los costos de desviaciones que puedan darse respecto de la operación del día anterior. Asimismo, constituye una señal necesaria para tecnologías como el almacenamiento de forma que determinen su posición en el mercado de forma segura.

La actual existencia del Programa Diario emitido por el Coordinador permitiría implementar esta propuesta de forma rápida. No obstante, debe existir una coherencia entre los precios despejados en el mercado del día anterior y los del mercado en tiempo real donde, como indicamos anteriormente, su cálculo debe realizarse mediante software específico. En la misma línea, este nuevo diseño requerirá una evaluación sobre la necesidad de incorporar etapas adicionales de naturaleza intra-diaria, de modo que las firmas puedan gestionar sus posiciones comerciales de la mejor manera antes de ocurrida la operación en tiempo real.

### **Corrección de las restricciones administrativas de nuestra política de carbono**

La reforma tributaria del año 2014 introdujo un impuesto que grava las emisiones de MP, NOx, SO2 y CO2. Desde





nuestra perspectiva, el diseño del impuesto no tiene carácter medioambiental sino que constituye un instrumento meramente recaudatorio. La estrategia utilizada falla en su principio, dado que la regulación mediante soluciones de mercado implementada no genera los incentivos económicos para que las firmas reduzcan sus emisiones tanto en el corto como en el largo plazo. En consideración del diseño de mercado implementado en Chile y el impuesto a las emisiones, los efectos de corto plazo son nulos pues no alteran el despacho económico ni el precio spot, por lo que no impacta en una reducción de las emisiones.

La regulación actual no deja que las firmas incluyan los cargos por emisiones como costos en el despacho y por lo tanto no se refleja en los costos de electricidad. La dinámica que nace es un pago lateral para reducir las pérdidas económicas de algunas unidades generadoras. Esta estructura puede, en el mejor de los casos, generar algunas

reducciones en la emisión de CO<sub>2</sub> a un costo mayor que una política de emisiones estándar. Al respecto, existe evidencia en que el esquema de *pass-through* y pagos laterales distorsiona las señales de precio y conllevarían una entrada y operación ineficiente de unidades de generación.

Si bien nuestra propuesta apunta a corregir esta distorsión de mercado de modo que la externalidad se refleje en los precios de mercado, reconocemos que el regulador podría enfrentar un dilema de incentivos en cuanto el diseño actual generaría mayores ingresos fiscales, dado que los ingresos producto de los impuestos serían mayores (en el largo plazo) con la política actual que con un diseño estándar y alineado con los propósitos ambientales.

Asimismo, este tipo de diseño incrementaría la señal de costo marginal, lo cual beneficiaría económicamente a los generadores menos contaminantes y entregaría incentivos

a la expansión de la capacidad de estas unidades en el largo plazo, pero reconocemos que la propuesta podría gatillar eventuales revisiones en el precio de los contratos de los distintos clientes del sector, tanto libres como regulados.

### **Perfeccionamiento de las subastas de Servicios Complementarios**

En el mediano plazo, se prevé que a medida que avance la descarbonización de nuestros sistemas eléctricos, nuestro Sistema Eléctrico Nacional (SEN) transite hacia niveles de menor inercia y eventualmente mayor variabilidad en la operación. Esto sin duda representa un desafío operacional relevante que requerirá la evaluación de nuevos servicios/requerimientos para garantizar la estabilidad operacional.

El diseño actual de administración de SSCC contempla subastas tipo *pay-as-bid* y una co-optimización entre energía y reservas. De esta forma, la falta de un mercado vinculante de energía y reservas, como el presentado anteriormente, incentiva a incorporar primas por riesgo en las ofertas en las subastas de SSCC. Asimismo, el esquema actual incentiva a revelar un pronóstico privado del costo oportunidad de cada firma para dar reservas, basado en estimaciones del costo marginal real bajo el uso de la lista de orden de mérito. A mayor profundidad, y dado los incentivos identificados, algunos autores sugieren que no pareciera ser posible obtener un resultado eficiente combinando una co-optimización de energía basada en costos auditados con ofertas por reservas basadas en una subasta discriminatoria. Asimismo, observamos que ante la antipatividad de las ofertas y los plazos para publicación de los costos marginales, la participación y competitividad de tecnologías como el almacenamiento se vería disminuida.

La situación anterior, sugiere considerar un despeje de precios uniformes entre los participantes del mercado de SSCC, de modo de fomentar una co-optimización de los costos directos de proveer los SSCC. Para el caso de otras tecnologías, como por ejemplo los sistemas de almacenamiento, esta modificación debe ir de la mano con la crea-

ción de un mercado del día anterior, que facilite una vinculación financiera con las decisiones de la programación. Otro aspecto para mejorar se refiere a la aplicación de suspensiones del mercado producto de las condiciones de competencia. El marco regulatorio actual de los SSCC genera condiciones para aplicar una lógica binaria: abrir o cerrar el mercado en función de la existencia o no de condiciones de competencia, sin un punto intermedio. En la práctica, y tal como ha ocurrido, esta lógica binaria se ha aplicado de forma intermitente, con aperturas y cierres del mercado, que finalmente se traducen en un debilitamiento de la señal de largo plazo para incentivar nuevas tecnologías que puedan proporcionar dichos servicios de forma más eficiente. Si bien, esta práctica tiene una justificación en la protección del mercado, ante eventuales manipulaciones de precio por parte de agentes con poder de mercado, se debe reconocer que tiene efectos nocivos en la expansión eficiente del sistema. Existen, a nuestro juicio, mejores mecanismos para encontrar un balance más eficiente entre estos objetivos conflictivos (mitigación de poder de mercado versus señal de expansión).

### **Mercado de costos auditados vs mercado de oferta**

El diseño de mercado utilizado en Chile, basado en costos auditados, ha sido justificado en muchos países de Latinoamérica por la falta de independencia de las autoridades regulatorias, eventuales costos asociados a la operación y mantención de plataformas de mercado, falta de competitividad y ausencia de departamentos de monitoreo de mercado para mitigar el ejercicio de poder de mercado.

Un sistema de costos auditados supone la erradicación del ejercicio de poder de mercado en el corto plazo. No obstante, la teoría muestra que si los reguladores, con la mejor de sus intenciones, intentan de mitigar el poder de mercado forzando los precios al costo marginal de corto plazo, los productores recibirán los incentivos para invertir en portafolios de generación ineficientes, que reducirán el beneficio social. Asimismo, existirían otros caminos para mejorar la posición económicas de las firmas, por ejemplo, mediante modificaciones en el cronograma de manteni-

<sup>3</sup> Si bien esto podría resolverse mediante una modelación exhaustiva, podría resultar en una condición impracticable, dados los tiempos permitidos para la programación y operación del SEN.



mientos, declaraciones de restricciones en el manejo de combustibles, entre otros.

El sistema de costos auditados impone desafíos relevantes para la determinación de costos de oportunidad de las firmas (que nacen de relaciones intertemporales, mercados paralelos, no linealidades u otros), la eliminación de asimetrías de información entre la autoridad central y las firmas, que podrían derivar en ineficiencias de asignación y producción. Así, no es correcto aseverar que el esquema basado en costo evita el ejercicio de poder de mercado.

Desde nuestra perspectiva, la evolución de los sistemas eléctricos pondrá en tela de juicio nuestro mercado de costos auditados ante el incremento importante de participantes del sistema, la dificultad de contar con toda la información necesaria para realizar una operación totalmente centralizada, el incremento de la carga administrativa del Coordinador y la correcta representación de los costos de oportunidad que enfrentarán las nuevas tecnologías en la operación del sistema<sup>3</sup> (por ejemplo para CSP, almacenamiento y participación de la demanda flexible), entre otros.

La transición hacia un mercado de ofertas requerirá de un fortalecimiento de las actividades de monitoreo de la competencia, para evitar que ofertas estratégicas por parte de las firmas, ya sea guardando capacidad o incrementando el valor de sus ofertas, afecten el precio del mercado para su beneficio. La experiencia internacional muestra que, entre otras medidas, tal situación se mitiga evitando la manipulación de precios que no tenga una justificación racional por parte del agente. En algunos mercados americanos, por ejemplo, la mitigación normalmente equivale al reemplazo de la oferta original de la firma por la estimación administrativa de sus costos directos, previo a la co-optimización de energía y reservas.

Esta transición debe evaluarse en su mérito, de modo de verificar y cuantificar adecuadamente los beneficios asociados a la promoción de esta política pública. En este aspecto, deben considerarse elementos asociados al real nivel de competencia futuro en consideración de la dispo-

nibilidad del recurso hídrico, la formación de subsistemas de energía, y otros aspectos que puedan facilitar el ejercicio de poder de mercado. En este sentido, podría evaluarse una fase de transición que mantenga la gestión de los recursos hídricos de forma centralizada, marginándolo del mercado de ofertas, a fin de limitar posiciones no competitivas de las firmas propietarias de dichas instalaciones.

## Mercados de largo plazo

Los mercados de largo plazo brindan una oportunidad para corregir problemas de *missing money* de modo de suplir, como medida proteccionista, las limitaciones del precio de la energía originados en el corto plazo y de *missing markets*, de modo de brindar cobertura no sólo sobre la volatilidad de corto plazo, sino también ante la incertidumbre de las acciones del regulador, el cambio tecnológico, los impactos de las externalidades que afectan al mercado y que no estén apropiadamente valorizadas, dificultad de predicción en la remuneración de algunos servicios, entre otras. En este sentido, la ausencia de mecanismos para generar certeza a parte de los flujos de las firmas genera un menor convencimiento de entidades financieras o desarrolladores en la credibilidad del plan de inversiones basados en proyecciones de ingresos futuros.

La falta de un mercado de futuros o contratos de largo plazo no sería tan crítico si el futuro fuese razonablemente predecible y estable, lo cual está lejos de ser el caso esperado para el sector eléctrico chileno. En este aspecto, planteamos una serie de propuestas de manera de modernizar los mercados de largo plazo que se han estructurado en nuestro país.

### Modernización del mercado de capacidad

El actual mecanismo de pagos por capacidad presenta limitaciones relevantes que deben ser solucionadas para permitir la transición energética hacia un sistema profundamente descarbonizado. Mientras algunas de estas limitaciones pueden ser resueltas mediante la introducción de modificaciones como las propuestas por la autoridad, y que consideramos necesarias, otras requerirán de cambios

más profundos. Entre otros temas pendientes, destacan la estructuración de mecanismos de mercado que promuevan la capacidad y el cumplimiento de objetivos de suficiencia, necesidad de definir una metodología clara de los subsistemas de potencia, avanzar en el reconocimiento del aporte de la demanda y otros recursos distribuidos, además de una mejor definición del producto de capacidad que tenga sentido desde el punto de vista económico.

El diseño actual del mercado de potencia deja preguntas abiertas acerca de su evolución futura, por ejemplo, sobre la definición de la unidad de punta en un sistema más descarbonizado, o el volumen real de “missing money” considerando la evolución de los mercados de corto plazo. Al respecto, consideramos que el mecanismo de pago por capacidad actualmente utilizado en el mercado eléctrico chileno (pago administrativo) podría entregar una mejor señal económica en caso que fuese un esquema de mercado, considerando los aspectos que profundizamos a continuación.

En primer lugar, creemos necesario impulsar una transición hacia la implementación de un mecanismo de licitaciones en lugar de un esquema de pagos. A través de un mecanismo de licitaciones se permitiría a los agentes participantes tener un mayor grado de certeza sobre la remuneración que obtendrían por su contribución en potencia al sistema. Asimismo, permitiría a las firmas internalizar, a través del precio, los riesgos asociados, como también su propia percepción sobre el *missing-money* (que resultaría extremadamente difícil, sino imposible, calcular de forma administrativa). Este mecanismo evitaría la necesidad de definir a priori una tecnología de referencia (e.g. una unidad a gas o diésel), donde el precio del producto potencia se determinaría endógenamente a través del proceso de subastas. En condiciones de retraso de infraestructura relevante, el mecanismo enviaría la señal económica adecuada para gatillar la instalación de unidades que suplan parte de la potencia de suficiencia que no estará disponible producto del retraso.

En esta línea, vemos relevante incorporar algún grado de elasticidad en los requerimientos de potencia de suficiencia.









Este diseño debe valorar adecuadamente el cumplimiento de una meta de margen de seguridad o estándar de confiabilidad definida por el regulador, además de entregar una señal económica a la sub o sobre-instalación del sistema. En escenarios de escasez de potencia, la disponibilidad a pagar por un mayor nivel de seguridad es más alta que en escenarios en que el sistema cumple de manera exacta con la meta definida por el regulador. Por el contrario, en escenarios en que existe una sobreoferta de capacidad, la disponibilidad a pagar por una unidad adicional de potencia de suficiencia es menor que en un escenario en que se cumple la meta de suficiencia de manera exacta.

Una gran desventaja de los mercados de capacidad que no realizan un pago por desempeño, es que no necesariamente entregan incentivos a que las unidades remuneradas realicen aportes de potencia durante las horas de mayor probabilidad de pérdida de carga del sistema. Por ejemplo, es posible que unidades que reciben una remuneración finalmente no realicen aportes de potencia al sistema cuando son requeridas producto de algún tipo de indisponibilidad (forzada o programada), lo que podría afectar los ingresos por conceptos de potencia de otras tecnologías que sí contribuyen al sistema. Por eso, es imprescindible evaluar la implementación de un mecanismo complementario de pago por desempeño o soluciones tipo *scarcity pricing*. Asimismo, sería pertinente estudiar la conveniencia de incorporar subastas por opciones de confiabilidad (*call-option*) en nuestro diseño de mercado, las cuales han sido implementadas en algunos países de la región. Este diseño promueve el hecho que las firmas ganadoras tendrán el incentivo, al quedar responsables de suplir la demanda durante condiciones de escasez, de contar con la infraestructura necesaria para inyectar la energía (propia o contratada) en tales escenarios. En ello incluirán sus costos fijos en la oferta durante el proceso de subasta, además de sus estimaciones sobre la frecuencia de llamado del servicio.

Finalmente, creemos que los requerimientos de potencia del sistema pueden depender de restricciones técnicas, entre otros, debido a los límites de capacidad de líneas de transmisión que pueden estar congestionadas en pe-

riodos en que la probabilidad de pérdida de carga es alta. En tales casos, se recomienda entregar alguna señal económica de localización de potencia, tales como requerimientos zonales, de manera que la entrega de este producto se haga en los puntos de la red en que más se necesita.

### **Licitaciones de contratos para potenciar tecnologías habilitantes para la descarbonización**

Una de las limitaciones del actual mecanismo de licitaciones de suministro a clientes regulados tiene relación con que el criterio de selección de las ofertas se basa exclusivamente en la energía (GWh) y el precio ofertado (USD/MWh). Esta regla de selección ignora los efectos en costos que las fuentes adjudicadas generan y que también son parte de la tarifa (en el largo plazo), como por ejemplo, servicios complementarios o necesidad de expansiones de la transmisión. De la misma manera, se ignoran los beneficios que pueden crear otros atributos técnicos de las ofertas. En simples términos, el mecanismo actual permite que dos ofertas idénticas (mismo precio y energía) no sean diferenciables, dado que no entran en juego otros atributos como pueden ser la intermitencia (que demanda servicios complementarios) o su interacción con los flujos por la red de transmisión (que demande refuerzos futuros).

Un claro ejemplo de esto es comparar, una oferta de un proyecto eólico para los bloques A-B-C (es decir, 24 hrs) con la de un proyecto solar acoplado a sistemas de almacenamiento en los mismo bloques (suponiendo suficiente capacidad de almacenamiento para ofertar en los 3 bloques). En dicho caso, si la oferta del proyecto solar fotovoltaico es infinitesimalmente superior, el mecanismo de adjudicación preferirá la oferta del proyecto eólico, ignorando eventuales servicios y atributos técnicos que aporta al sistema un proyecto acoplado con sistemas de almacenamiento.

De esta forma, nuestra propuesta consiste en diseñar un formato de subasta de mayor complejidad en el cual se introduzcan las necesidades de otros atributos. El meca-

nismo, de manera endógena, deberá representar las demandas por otros servicios (necesarios para la operación segura y eficiente del sistema) que generaría la aceptación de las ofertas de cada oferente, así como también los posibles aportes a esos servicios.

Esto permitirá que la adjudicación del proceso de licitación sea por un lado más eficiente, dado que el resultado que se obtenga será representativo de la realidad operacional del sistema (no solo en términos de energía, sino que de seguridad, confiabilidad y flexibilidad), pero más importante, permitirá competir a tecnologías que pueden resultar menos competitivas en términos de sus ofertas de generación de energía, pero que pueden proveer otros servicios adicionales.

Este mecanismo podría complementarse mediante la incorporación de información relativa a la operación de las unidades con que los participantes respaldan sus ofertas, reduciendo los espacios de especulación de los oferentes y garantizando un mejor acople de las ofertas con los requerimientos de la demanda en el largo plazo.

### **Convivencia entre señales de corto y largo plazo en servicios complementarios**

Durante el tiempo de funcionamiento de las subastas de servicios complementarios, se ha observado la correlación existente entre el precio spot de energía y las ofertas en las subastas de servicios complementarios. Tal como hemos indicado, el esquema *pay-as-bid* existente para las subastas de SSCC se vuelve desafiante dadas las características y condiciones operacionales del sistema chileno. En este sentido, creemos que profundizar en mecanismos de contratos de largo plazo puede ayudar a reducir el riesgo tanto de compradores como vendedores, disminuyendo las barreras de entrada a nuevas firmas y tecnologías (*market contestability*) en pro de la eficiencia del mercado.

El marco regulatorio actual permite este tipo de contratos de mas largo plazo para SSCC, pero desafortunadamente su obtención es excluyente: no puede convivir la subas-

ta (corto plazo) con las licitaciones (largo plazo) para un mismo producto. En este sentido, recomendamos evaluar la posibilidad de complementar las subastas mediante la incorporación de contratos de mediano/largo plazo por los mismos servicios de modo de fomentar la competencia por el mercado de SSCC, en lugar de sólo permitir la competencia en el mercado de SSCC. Un punto importante a evaluar será la definición acerca de si este tipo de contratos corresponden a uno físico (que involucran compromisos por parte de las unidades por largos periodos de tiempo, impactando en la co-optimización de recursos) o bien uno de tipo financiero, que no alteran el despacho económico de corto plazo (en caso que transitemos hacia un mercado de oferta).

### **Protección al consumidor: ventas atadas de energía y servicios complementarios**

Pareciera que el marco regulatorio está empujando a que el desarrollo de largo plazo sea comandado por aquellas tecnologías con menor costo de provisión de energía, y no por el conjunto tecnológico que minimice el costo de desarrollo y abastecimiento de nuestro sistema –provisión de energía, seguridad de suministro, entre otros. Esta situación requiere una revisión oportuna ante un escenario de incremento en el costo de los servicios complementarios y el proceso en curso de descarbonización de la matriz eléctrica. En este sentido, parte de la demanda (clientes libres) se ve forzada a la contratación de suministro mediante productos atados: energía, SSCC y otros cargos que puedan originarse. Es por ello por lo que se propone evaluar una potencial eliminación de venta atada de productos de electricidad, al menos para el caso de energía y SSCC. Esta situación puede provocar la formación de mecanismos de cobertura, como contratos de SSCC, que generen instrumentos de largo plazo como apoyo a la inversión y la creación de nuevos modelos de negocio. ■

# el rol de las nuevas tecnologías en el proceso de descarbonización

## Necesidad por nuevas tecnologías

El proceso de descarbonización y adopción masiva de energías renovables traerá consigo desafíos importantes para la operación del sistema eléctrico. De forma adicional al manejo de la variabilidad e incertidumbre de los recursos eólicos, solar, hidroeléctrico y la propia demanda, se suman los cuestionamientos asociados a la pérdida de capacidad sincrónica producto de la irrupción de tecnologías basadas en electrónica de potencia. Estos cuestionamientos levantan interrogantes asociadas a la capacidad futura del sistema eléctrico para cumplir con los estándares de tensión y frecuencia, mantener una capacidad mínima de inercia, contar con la habilidad de partida en negro ante *black/brownout*, entre otros.

Durante los últimos años, hemos observado el surgimiento de nuevas tecnologías para ayudar a afrontar los retos

asociados a la descarbonización. Algunas de estas nuevas tecnologías ya están mostrando un excelente rendimiento en distintos países, incluido Chile (por ejemplo, la prestación de SSCC mediante sistemas de baterías), mientras que otras se están acercando a la viabilidad comercial para su futura aplicación a gran escala (por ejemplo, la prestación de SSCC mediante electrolizadores PEM, del inglés *Polymer Electrolyte Membrane*). Entre las posibles opciones tecnológicas se encuentran los sistemas mejorados de control PEC (del inglés *Power Electronic Converters*), los sistemas de almacenamiento a gran escala (incluyendo sistemas de baterías y centrales de bombeo), los sistemas de respuesta a la demanda (DR – *Demand Response*), las centrales eléctricas virtuales (VPP – *Virtual Power Plants*), los electrolizadores de hidrógeno (HE – *Hydrogen electrolyzers*) y las tecnologías flexibles de red, entre otros. Además, se encuentran los condensadores síncronos (SC – *Synchronous Condensers*) que



corresponde a una tecnología bien conocida y madura para suministrar potencia reactiva, y que ahora resurge como una tecnología para mejorar la robustez de sistemas eléctricos de baja inercia. A continuación, se presenta una breve descripción de estas tecnologías.

### Sistemas de control PEC

Con respecto a los sistemas de control PEC, estos pueden dividirse en dos tipos: 1) convertidores de seguimiento de red, llamados también *grid following* (convertidores de fuente de corriente que siguen el ángulo de tensión de la red, normalmente mediante controladores PLL — *Phase-Locked Loops*), y 2) convertidores de formación de red, o *grid forming* (convertidores de fuente de tensión que “forman” la tensión, el ángulo de fase y la frecuencia de la red). La tecnología de convertidores de formación de red está ganando cada vez más popularidad entre los operadores de sistemas eléctricos en los últimos años para robustecer sistemas débiles, de baja inercia, producto de una gran penetración de energías renovables. Se espera, a futuro, que estos sistemas de control *grid-forming* pueda funcionar como una fuente de tensión alterna (AC) para proporcionar la referencia de tensión de red y proporcionar servicios específicos durante condiciones transitorias mientras se opera como una fuente de tensión. Asimismo, se espera que este tipo de tecnología pueda operar de forma autónoma, en ausencia de la red principal, durante fallas de la red (es decir, funcionamiento en isla), mientras contribuye a la robustez del sistema mejorando su performance ante las variaciones de tensión. Finalmente, se espera que cuente con la capacidad de auto-sincronización con la red y proporcionar servicios de arranque en negro de modo de apoyar la restauración del sistema a la red.

### Sistemas de almacenamiento

Con respecto a los sistemas de almacenamiento, como los BESS (del inglés *Battery Energy Storage System*) y las plantas de bombeo, éstos corresponden probablemente a la tecnología más prominente en la actualidad en Chile. Un BESS puede proporcionar apoyo de frecuencia y

tensión a la red durante contingencias, y, también, puede actuar como recurso de arbitraje de energía. Sus principales ventajas radican en su capacidad de operar en los cuatro cuadrantes (es decir, la capacidad de absorber/inyectar potencia activa y reactiva) y de lograr tiempos rápidos de respuesta (normalmente entre 100-150 ms) durante contingencias del sistema. De la misma manera, otros sistemas de almacenamiento como las centrales de bombeo pueden prestar servicios similares, con la ventaja de proporcionar inercia *natural* al sistema eléctrico. Las plantas solares CSP, que contienen almacenamiento, también son un ejemplo de tecnologías prometedoras en Chile.

### Respuesta de la demanda

La respuesta de la demanda es otra estrategia emergente que podría adoptarse más ampliamente para promover flexibilidad y seguridad de los sistemas eléctricos con grandes niveles de penetración de energías renovables. Las empresas eléctricas llevan décadas adoptando sistemas de respuesta a la demanda para reducir consumos máximos y modificar la demanda con el fin de obtener beneficios económicos. Normalmente, se envían señales de control a las instalaciones de los clientes, lo que permite reducir la demanda eléctrica ajustando la potencia de las cargas flexibles o apagándolas. Recientemente, la demanda fue permitida por el Coordinador como proveedor de SSCC en el control de frecuencia terciario. A futuro, se espera poder contar con servicios de demanda para proveer otros SSCC asociados al control de frecuencia.

### Plantas o centrales virtuales

Una central eléctrica virtual puede definirse como un grupo de prosumidores<sup>4</sup>, potencialmente conectados en diferentes nodos de la red, que actúan de forma coordinada para operar y responder de manera similar a una gran unidad generadora. El concepto de VPP se basa en prosumidores conectados a las redes de distribución, que cuentan con generación conectada mediante PECs, sistemas de almacenamiento (por ejemplo, BESS), o cargas controlables (por ejemplo, vehículos eléctricos). Los

<sup>4</sup> Consumidor de un producto o un servicio que al mismo tiempo participa en la producción del mismo.

prosumidores que participan en el esquema VPP pueden recibir señales de control de un controlador central que despacha energía u otros servicios a la red. La proliferación de estos esquemas se encuentra asociada al rol de futuros agregadores, comercializadores u operadores de redes de distribución.

### Condensadores sincrónicos

Los condensadores síncronos no son una tecnología nueva; sin embargo, están resurgiendo como una tecnología para superar los retos asociados a la baja robustez y a la reducida respuesta inercial del sistema (producto de una alta penetración de energías renovables variables). Los condensadores síncronos modernos también pueden suministrar potencia reactiva dinámica y ellos, posiblemente junto con un volante de inercia, son capaces de liberar la energía rotacional almacenada durante un corto período de tiempo (unos pocos segundos). También, pueden contribuir a las corrientes de cortocircuito. Varios países a nivel internacional están instalando actualmente una serie de condensadores síncronos cerca de plantas de generación eólica y solar, y también convirtiendo turbinas a vapor o gas (de centrales de carbón, diesel o gas) en condensadores síncronos.

### Hidrógeno verde

El hidrógeno está despertando un gran interés como potencial vector energético que puede apoyar la descarbonización de todo el sistema en Chile. La opción que se estudia es utilizar la electricidad para dividir el agua y producir hidrógeno (y oxígeno) en electrolizadores de hidrógeno. La inyección de hidrógeno verde (producido mediante fuentes renovables) en la red de gas tiene el potencial de proporcionar flexibilidad operativa al sistema eléctrico y opciones de almacenamiento tanto a corto como a largo plazo. Esto podría ser muy atractivo en zonas donde dichas redes existan (e.g. Santiago, zonas con gasoductos que alimentan las plantas de gas). Además, las estaciones de electrolizadores tienen el potencial de proporcionar varios SSCC de control de frecuencia. En particular, los electrolizadores PEM podrían proporcio-

nar una respuesta de frecuencia rápida posterior a una contingencia con una velocidad (casi) comparable con los BESS (1-2 segundos aprox.).

### Nuevas tecnologías a nivel de la transmisión

Existen varias tecnologías de redes flexibles que están abriendo nuevas vías para los operadores y planificadores de redes, permitiéndoles adoptar un enfoque más activo en la prestación de servicios de estabilidad mediante el uso de un control correctivo en tiempo real y, de este modo, integrar volúmenes adicionales de energías renovables de forma segura. Entre las aplicaciones de estas tecnologías se encuentran: (i) nuevas tecnologías controlables y flexibles, como los sistemas flexibles AC de transmisión (FACTS) y los sistemas de corriente continua de alta tensión (HVDC), que pueden controlar rápidamente los flujos de energía a través de la red antes y después de una contingencia; (ii) esquemas de protección de integridad de sistemas (SIPS) que pueden imponer un rápido aumento/reducción de las inyecciones en zonas de importación/exportación después de que se produzca una interrupción, por ejemplo, reduciendo la generación y/o la demanda a través de esquemas adecuados de "inter-trip"; y (iii) varios equipos de supervisión y control de área amplia (WAMS) con el apoyo de las tecnologías TIC que aumentarán la capacidad de los operadores del sistema para supervisar y controlar los activos eléctricos en tiempo real.

### Monitoreo dinámico de capacidad de línea

La aplicación de tecnología de capacidad dinámico de línea DLR (del inglés *Dynamic Line Rating*) permite aprovechar las holguras potenciales que podrían surgir debido a la existencia de un límite térmico mayor al estimado sin información detallada de variables climáticas que afectan a una línea. Estas condiciones suelen darse en condiciones de baja temperatura ambiente y alta ventilación de líneas de transmisión, condición que repercute en una mayor amplitud de transferencia.

## Nuevos mecanismos que permitan promover inversiones en nuevas tecnologías

Sin duda, el avance tecnológico facilitará la transición energética que se avecina durante los próximos años. No obstante, uno de los principales desafíos en la actualidad se refiere a los mecanismos necesarios para promover el ingreso de nuevas tecnologías, producto que estas inversiones deben ser remuneradas y sus promotores deben recibir un retorno aceptable por su inversión. En este sentido, deben investigarse todas las vías posibles antes de adoptar plenamente nuevas tecnologías que puedan mejorar la estabilidad y la confiabilidad del sistema, manteniendo al mismo tiempo las consideraciones económicas del mismo.

La estrategia para promover la inversión y operación de nuevas tecnologías dependerá de la urgencia sobre las necesidades (futuras) del sistema, de las prácticas históricas asociadas a la implementación de nuevos requisitos y de la diversidad de los proveedores de servicios disponibles. Como principio general, se reconoce que estructuras de mercado funcionan de mejor manera cuando los servicios solicitados tiene un alcance sistémico (por ejemplo, el control de la frecuencia), mientras que mandatos/obligaciones pueden estar mejor justificados para necesidades localizadas (por ejemplo, el control de la tensión).

En este ámbito, creemos que es necesario diseñar estrategias múltiples para promover la incorporación de nuevas tecnologías. Estas estrategias pueden contemplar desde mecanismos competitivos, hasta otros basados en mandatos, dependiendo de la efectividad de cada uno para promover ciertas tecnologías. Si bien, mecanismos basados en mercados pueden ser preferibles y exitosamente aplicados para algunas tecnologías, estos también pueden presentar costos de transacción elevados, u otras imperfecciones, que hagan más atractivos mecanismos basados en mandatos. Para ello, se enumeran a continuación los mecanismos recomendados a considerar. El nivel de aplicación de cada uno deberá estudiarse en el corto plazo.





### **Mandatos: a través de estándares y normativas**

Las normativas existentes (código de red y estándar exigidos) pueden ser adaptadas para incorporar nuevas tecnologías, introduciéndose reglas para imponer obligaciones tecnológicas. La principal ventaja de la imposición mediante normativas es que reduce la complejidad y los costos de transacción. En este contexto, es importante considerar que, además de los beneficios directos que el proveedor puede internalizar al seleccionar tecnologías innovadoras para cumplir con la normativa, las nuevas tecnologías necesitarán de algún tipo de compensación/pago. Importante destacar que su aplicación podría resultar prohibitiva para parte de la infraestructura existente ya sea por barreras técnicas o económicas.

Una desventaja de este método es que no necesariamente incentiva innovación propiamente tal, y es probable que los requisitos de la normativa se cumplan, pero no se superen.

### **Suministro de servicios contratados**

Algunos servicios podrían adquirirse directamente mediante licitaciones o acuerdos bilaterales de compra, que pue-

den realizarse a través de contratos a medio o largo plazo entre el operador de la red (u otra autoridad) y el proveedor. En este caso, el reto principal es justificar la necesidad de un contrato, en lugar de utilizar los mecanismos de mercado a corto plazo (descritos a continuación). Sin embargo, los acuerdos de compra pueden justificarse generalmente si los beneficios de las condiciones de mercado, a corto plazo, no son atractivos debido, por ejemplo, al poder/concentración del mercado. En general, los contratos a largo plazo pueden justificarse como una forma de protegerse contra la volatilidad de los precios en los mercados a corto plazo de los SSCC (ya que los operadores compran servicios a través de contratos con precios relativamente fijos), promover inversiones rentables en tecnologías innovadoras clave (estabilizando los flujos de ingresos para los inversionistas), mitigar el poder del mercado (ya que, a través de los contratos, los participantes en el mercado venden volúmenes a precios fijos) y mejorar la contestabilidad del mercado eléctrico (debido a la reducción de las barreras de entrada que desafían a los participantes incumbentes).

### **Suministro de SSCC en el mercado de corto plazo**

Las subastas donde se co-optimizan SSCC y energía, pueden mejorarse para tener en cuenta las ofertas de las tec-



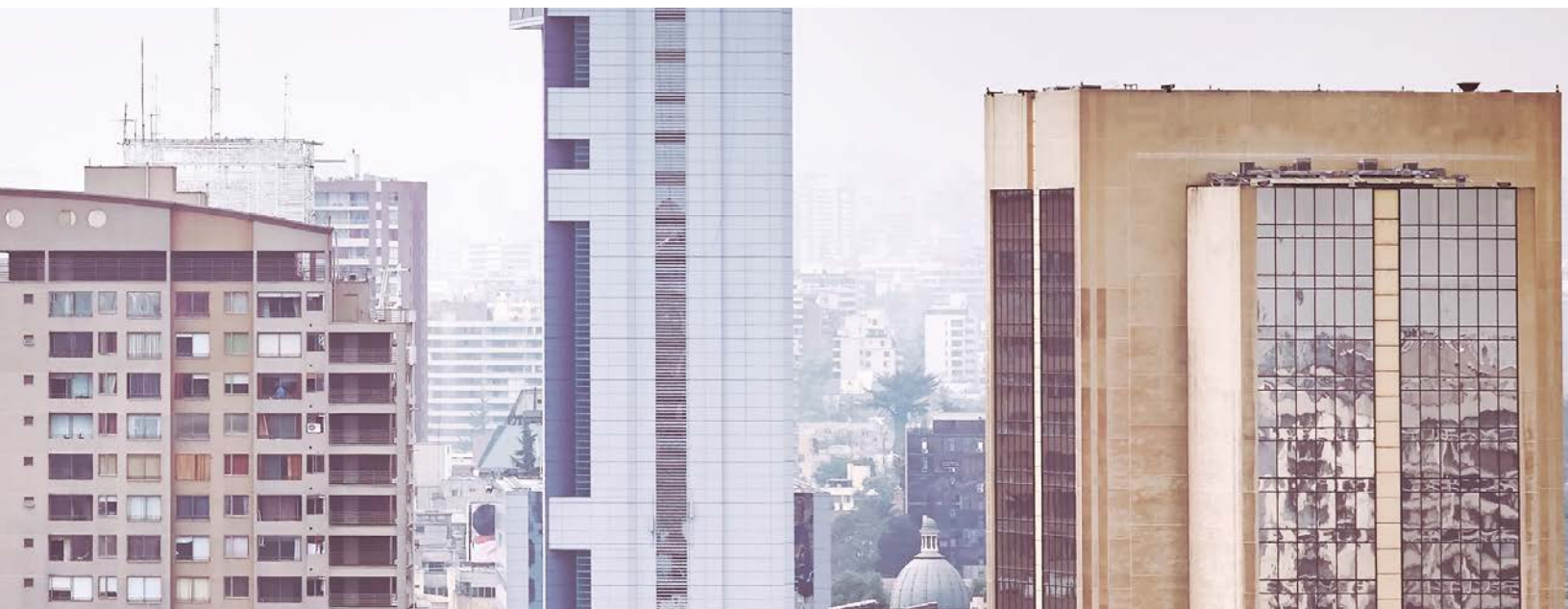
nologías innovadoras. En efecto, el diseño del mercado de SSCC ha estado sesgado hacia los recursos de tipo generación y conectados a la transmisión, ignorando, por ejemplo, los servicios de tecnologías como las baterías, la respuesta del lado de la demanda y otras tecnologías (algunas de ellas distribuidas) que ciertamente pueden proporcionar servicios de seguridad y flexibilidad para el sistema principal.

En este marco, existen dos desafíos importantes: i) que los inversionistas sean capaces de “apilar” distintos ingresos provenientes de varios mercados para rentar sus inversiones (*revenue stacking*), y; ii) si los precios de los SSCC son demasiado bajos y/o volátiles, pueden no ser lo suficientemente atractivos para promover nuevas inversiones.

### Definición de nuevos servicios/mercados

Para preservar la estabilidad del sistema eléctrico, pueden introducirse algunos servicios *premium* (por ejemplo, respuesta ultrarrápida a la frecuencia mediante supercondensadores). Este enfoque puede promover la innovación, especialmente si los pagos están relacionados con el rendimiento, por ejemplo, relacionando el volumen suministrado con su velocidad de respuesta.

Además de lo anterior, existen formas de incentivos asociadas a mecanismos de política pública. Así, se pueden introducir diversos mecanismos de apoyo para impulsar las tecnologías en las primeras fases de despliegue (subsidios originados con fondos obtenidos de los impuestos verdes), promoviendo su viabilidad comercial. Por último y en una línea similar, nuevas tecnologías podrían ser parte de una planificación central, siendo incluso incorporadas a los planes de expansión de la transmisión. ■



# mejoras en la planificación de la transmisión

## Transmisión: Herramienta clave para una descarbonización eficiente

En Chile, se prevé una cantidad importante de nuevas inversiones en transmisión, incluyendo un link HVDC de más de 1.500 km de longitud, conectando un gran centro de producción de energía solar en el norte, con uno de los principales centros de carga en Santiago. El nivel y los costos exactos de las nuevas inversiones en transmisión a futuro dependerán de una serie de factores, como la ubicación de las nuevas centrales, el desmantelamiento de

las existentes, el crecimiento de la demanda (incluyendo la electrificación de otros sectores como el transporte y las soluciones de climatización, ubicación de centros de producción de hidrógeno y plantas de desalinización de agua, etc.), la exportación/importación de energía con otros países (principalmente Argentina y Perú), la adopción de la generación distribuida, el almacenamiento de energía, la respuesta de la demanda, y otras tecnologías de redes inteligentes.

Dada esta complejidad e incertidumbre, resulta imperativo que las nuevas inversiones se realicen de una manera





eficiente, resiliente y oportuna. Esto dependerá en gran medida de eficacia de los modelos matemáticos utilizados para conducir la toma de decisión, los distintos procesos prácticos de la planificación, y, en general, del marco reglamentario que rige esta actividad. A continuación, destacamos los aspectos que son de urgente atención.

### **Necesidad de optimizar las decisiones de inversión en la transmisión**

El proceso actual de planificación de la red de transmisión que realiza la Comisión Nacional de Energía (CNE) no utiliza herramientas adecuadas que permitan *optimizar* las decisiones de inversión de la transmisión. En lugar de una optimización, existe un proceso de “prueba y error” donde se evalúa el mérito de cada obra por separado. Existe extensa evidencia que este proceso es sub-óptimo e ineficiente. Esta sub-optimalidad ocurre porque, en redes, las interacciones entre activos son relevantes. Dicho de otra forma, una obra específica solo se podría justificar en la medida que se realice otra obra complementaria. Así, con el proceso de planificación en Chile, solo se puede identificar un subconjunto de las obras necesarias, pero no el conjunto completo, llevando a una escasez de nuevas inversiones.

Al problema anterior, se agrega otro problema: la toma de decisión bajo incertidumbre. En principio, la planificación de la transmisión debe reconocer riesgos mediante una multiplicidad de posibles escenarios que pueden ocurrir a futuro. Si bien, la CNE efectivamente considera varios escenarios en su ejercicio de planificación (estos escenarios son identificados en la PELP), se puede demostrar que la metodología utilizada es ineficiente. De hecho, bajo incertidumbre, algunas inversiones deberían justificarse con el fin de prestar coberturas ante escenarios desfavorables. La metodología de la CNE obliga que las inversiones se justifiquen porque resultan necesarias en la mayoría de los escenarios. Esto es contradictorio con el concepto de cobertura ante el riesgo, que generalmente es representado por algunos escenarios que pueden ser más extremos y contra los cuales es necesario protegerse. Así, nuevamente se puede observar que con

el proceso de planificación en Chile solo se puede identificar un subconjunto de las obras necesarias, pero no el conjunto completo, llevando a una escasez de nuevas inversiones.

### **Hacia una co-optimización en las inversiones de varias tecnologías de transmisión**

En un plan de transmisión, no solamente las nuevas líneas pueden aliviar congestiones, sino que también existen otras tecnologías que podrían presentar el mismo efecto.

A futuro, el sistema de transmisión será mucho más activo gracias a: i) nuevas tecnologías controlables y flexibles, como los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS), que pueden controlar los flujos de potencia a través de la red sin cambiar las inyecciones/retiros de las centrales generadoras; ii) sistemas de protección de integridad de sistemas (SIPS) que pueden imponer un rápido aumento/reducción de las inyecciones en las zonas de importación/exportación después de que se produzca una falla de la red, por ejemplo, reduciendo la generación y/o la demanda, y; iii) varios equipos de supervisión y control de área amplia (WAMS) con el apoyo de tecnologías TIC que aumentarán la capacidad de los operadores del sistema para supervisar y controlar los activos eléctricos en tiempo real. En particular, la instalación de nuevas tecnologías flexibles de red con una coordinación de medidas operativas puede aumentar la utilización de la red y disminuir los niveles de nuevas inversiones que pueden ser significativamente costosas.

Es importante que a futuro estas tecnologías, que complementan (y reemplazan en cierta medida) a la construcción de nuevas líneas, sean incorporadas en los planes de expansión de la transmisión. Esto es importante porque, mediante esta co-optimización tecnológica, sería posible aumentar la cantidad de energías renovables que se puede conectar al sistema sin la necesidad de esperar por nuevas inversiones de red (con plazos prolongados de puesta en servicio). Esto, a su vez, permitiría reducir los costos de inversión, aumentando la eficiencia económica. Por último, es importante mencionar que estos equi-

pos flexibles que pueden realizar una mejor gestión de las congestiones son instalaciones menores que se pueden hacer, en su mayoría, en subestaciones, presentando un menor impacto socioambiental que nuevas líneas.

### **Mayor coordinación de distintos regímenes de transmisión: Costos y externalidades territoriales**

Si bien la planificación de la red de transmisión nacional y zonal está en manos de un planificador central, existe una porción significativa de inversiones que se realizan de forma descentralizada, mediante decisiones de privados. Preocupa, principalmente, la coordinación (o, más bien, la falta de esta) entre obras que realizan inversionistas de nuevos proyectos de generación para conectarse al sistema y las obras del propio sistema. Una coordinación inadecuada puede producir un aumento tanto de los costos de la transmisión (y así de la descarbonización) como de las externalidades asociadas a nuevas obras. En un caso extremo, también puede producir problemas de acceso para la nueva generación.

La coordinación de todas las nuevas obras de transmisión es primordial para la reducción tanto de los costos de inversión en la red como de sus externalidades asociadas

al territorio. Además, es posible demostrar que intentar reducir las externalidades de nuevas inversiones en redes sin una coordinación adecuada de los nuevos desarrollos puede limitar significativamente el éxito de una política territorial asociada a los desarrollos de redes. Por lo tanto, es posible afirmar que una política territorial debe considerar conjuntamente: i) los costos/restricciones asociados a las externalidades del uso del suelo en los planes de red, y; ii) los mecanismos para coordinar las nuevas obras de red entre los participantes (entre nuevos proyectos, y entre estos y el planificador del sistema nacional/zonal).

En este contexto, creemos que la planificación de la red debiera considerar mecanismos apropiados para reconocer las externalidades del territorio de los distintos planes de la red y determinar el conjunto de nuevas ampliaciones (internalizando las externalidades en forma de costos adicionales y/o limitaciones que puedan identificarse tanto mediante estudios socioambientales como mediante sesiones participativas a nivel comunitario).

Asimismo, se deben considerar mecanismos adecuados para la coordinación de las nuevas obras y ampliaciones de la red, incluyendo un rol más preponderante del pla-



nificador principal del sistema (la CNE o el Coordinador Eléctrico Nacional), incluso en instalaciones privadas. De hecho, es posible demostrar que una política territorial diseñada para disminuir el impacto socio-ambiental de los nuevos proyectos de transmisión tendría un efecto limitado si no se considera una política complementaria para coordinar nuevos proyectos. Por ejemplo, se puede considerar un mayor grado de influencia de la autoridad en la planificación de obras privadas dedicadas o la organización de *open seasons*, gestados por el Coordinador, de modo de fomentar la coordinación entre los distintos actores del mercado.

Adicionalmente, se requiere que las tarifas de la red de transmisión reflejen más adecuadamente sus costos, con el fin de que el sistema se vaya expandiendo más eficientemente (lo que también fomenta la coordinación). Esto se puede conseguir haciendo que la tarificación sea más consistente con los costos reales del negocio y la asignación de los costos de la red sea coherente con el principio de los beneficiarios de las nuevas inversiones. Actualmente, las tarifas de red no necesariamente reflejan los costos reales de la transmisión y su asignación del pago no es reflectiva de su uso. Esto tiene dos consecuencias. Primero, los generadores pierden interés en

la localización eficiente de nuevos proyectos y en hacer escrutinio del plan de expansión de la red (verificando que sea eficiente y coordinado), ya que ellos cubren una parte menor de las inversiones necesarias. Segundo, las empresas de red perciben un mayor riesgo dado que la tarifa no necesariamente cubriría sus costos (sobre todo después de 20 años, donde comienza a correr la tarificación según Valor Nuevo de Reemplazo, VNR), lo que aumenta el costo del capital de los nuevos proyectos de red de forma innecesaria.

Nótese que un adecuado reconocimiento de las externalidades de la transmisión (y de sus costos), la posibilidad de coordinar mejor distintas obras (incluso a través de distintos regímenes de red) y la incorporación de nuevas tecnologías flexibles al plan de transmisión, pueden ser elementos sinérgicos que permitan aumentar significativamente la eficiencia económica de la descarbonización, así como reducir los impactos locales asociados a las nuevas obras de transmisión. ■





# problemas y mejoras en la operación del sistema

El desafío de la operación con alta penetración renovable requerirá la incorporación de mayor tecnología y el desarrollo de sistemas inteligentes para programar, monitorear y operar el sistema eléctrico del futuro.



Ante la inminente integración masiva de fuentes renovables, el sistema eléctrico experimentará un cambio profundo en la forma en la que actualmente se opera la red. Desde nuestra perspectiva, este desafío requerirá la incorporación de mayor tecnología y el desarrollo de sistemas inteligentes para programar, monitorear y operar el sistema eléctrico del futuro.

La experiencia internacional y el estado del arte demuestran la necesidad de contar con nuevas tecnologías inteligentes tanto de redes eléctricas como de comunicación, control y monitoreo, de manera de asegurar la flexibilidad necesaria que permita realizar un despacho seguro y al mínimo costo posible, considerando la variabilidad de las fuentes renovables. En la misma línea, nuestra visión apunta al uso de herramientas avanzadas de modelación, las cuales permitirán gestionar eficientemente la nueva infraestructura flexible de red y minimizar los vertimientos de energía renovable para hacer un mejor aprovechamiento de los recursos de generación de energía eléctrica.



La promoción de nueva tecnología de red y la proliferación en el uso de herramientas avanzadas de modelación, complementarán los importantes niveles importantes de inversión en infraestructura de red, de modo de ayudar en la gestión de congestiones y disminuir el costo de falla, haciendo más eficiente y segura la integración de generación renovable.

## Mejoras en la programación y operación en tiempo real

### Modernización de los criterios de definición de reservas

La variabilidad renovable requerirá la necesidad de modelos más sofisticados que sean capaces de determinar de mejor manera los volúmenes y ubicación de la reserva para enfrentar la incertidumbre de corto plazo. En esta misma línea, creemos que se debe profundizar en desarrollar periódicamente los estudios que permitan determinar el volumen de reservas eficientes para el sistema mediante un análisis económico costo-beneficio.

Actualmente, al asignar las reservas a distintos generadores presentes en el sistema, no existen consideraciones respecto de si esta reserva puede efectivamente integrarse al sistema cuando es requerida, sin encontrar, por ejemplo, limitaciones en la capacidad de transporte de la red cuando esta es requerida. En este sentido, es necesario avanzar en estrategias de zonificación del sistema eléctrico nacional chileno para optimizar el despacho de potencia y la ubicación espacial de la reserva de las unidades de generación a lo largo del sistema eléctrico nacional. De esta forma, y ante escenario de alta variabilidad, será posible desplegar la activación de reserva en consideración de la capacidad de transporte de la red.

El desafío de determinar el volumen y la localización óptima de la reserva de generación se realiza mediante modelos basados en simulación de contingencias (*Security Constrained Economic Dispatch/Unit Commitment*). Este

---

<sup>4</sup> Consumidor de un producto o un servicio que al mismo tiempo participa en la producción del mismo.



tipo de modelos optimiza el volumen y localización de reserva del sistema con un criterio combinado económico-seguro. En el caso chileno, la localización de reservas para atender problemas de seguridad estará fuertemente condicionados por la condición hidrológica, por lo creemos este tipo de análisis deben ejecutarse en el marco de los análisis realizados por el Coordinador para mantener una operación segura y económica del SEN. Es importante destacar que los resultados que se originen a partir de dichos análisis, podrán ser plasmados como criterio operacional, que habilitará sostener el uso de modelos tradicionales de despacho (como el utilizado actualmente que solamente simula la condición programada, pre-falla) mediante la incorporación de requerimientos reserva diferenciados por zonas.

Las implicancias de este tipo de criterios son bastante amplias, y van desde efectos en la planificación de la transmisión (actualmente ignorado), hasta cambios relevantes en las subastas de servicios complementarios (que eventualmente podrían dividir el mercado en zonas).

### **Modelos de despacho y programación de la operación**

El proceso de descarbonización en curso de nuestra matriz eléctrica pondrá a prueba la práctica habitual de programación, despacho y operación de nuestros sistemas eléctricos. Desde nuestra perspectiva, a nivel programático, este desafío debe abordarse mediante el desarrollo y adopción de modelos más sofisticados, que permitan al operador una toma de decisiones más informada, adecuada a los niveles de variabilidad e incertidumbre asociados a este nuevo paradigma. Tal como mencionamos, será necesario mayor nivel de coordinación entre el despacho de potencia y reserva de cada unidad, asegurándose que la ubicación de ésta no cause congestiones en tiempo real cuando se haga uso de la reserva.

Asimismo, se requerirá de un mayor nivel de coordinación entre el despacho de potencia activa y reactiva, considerando la instalación de nueva infraestructura de red para eliminar la necesidad de mantener unidades despachadas de manera forzada (e.g. por un problema



de voltaje o flujo) que pueden causar recortes de energía renovable. En otros, será necesario contar con la capacidad de modelar matemáticamente el efecto en el despacho de nueva tecnología de red como FACTS, esquemas de protección especial (SPS), tanto en modo preventivo/pre-falla como en modo correctivo/post-falla, permitiendo aumentar la flexibilidad y los niveles de eficiencia del despacho económico. Esto también permitirá aumentar los niveles de utilización de la red, aumentando su capacidad de transferencia “segura” y minimizando vertimientos renovables.

La mayor generación renovable sumado a la topología particularmente larga del sistema chileno impondrá nuevos desafíos en su operación estable y segura. Por ello, será necesario contar con un mayor nivel de integración entre la modelación con propósitos económicos (modelos de despacho) y dinámicos (modelos de análisis de estabilidad). Asimismo, la fuerte interacción entre el uso de infraestructura de gas natural y el sistema eléctrico, requerirá de una mayor coordinación entre la operación económica del SEN y los niveles de importación de gas natural que las firmas.

## Mejoras en el proceso de determinación del valor del agua

Parte fundamental de la actual operación de nuestro sistema eléctrico está definido en el uso estratégico del agua, dada la relevante incertidumbre hidrológica a la cual se ve sometida nuestro sistema. La metodología actualmente utilizada por el Coordinador consiste en determinar un valor estratégico del agua embalsada, que representa el costo de oportunidad de ahorrar/gastar un metro cúbico de agua en el presente en lugar de usarla en el futuro. El valor obtenido se utiliza como insumo en la operación de corto plazo.

Nuestras principales recomendaciones pueden dividirse en tres líneas: i) el rol de los modelos de coordinación hidrotérmica en consideración de un sistema profundamente descarbonizado; ii) la calidad de la información

utilizada en las modelaciones, y; iii) aspectos relativos al problema matemático formulado por el Coordinador.

### **Rol de los modelos de coordinación hidrotérmica en un sistema descarbonizado**

En la actualidad, las decisiones relativas a la planificación del uso del agua para generación hidroeléctrica a lo largo del año se realizan con el objetivo de balancear el uso complementario de generación termoeléctrica, minimizando el costo esperado de operación. Este proceso, denominado coordinación hidrotérmica (CHT), es crítico en la actualidad, dada la relevancia de la generación hidráulica y térmica en el abastecimiento de la demanda a mínimo costo.

No obstante, a medida que su participación relativa disminuye producto de la descarbonización y mayor adopción de otras fuentes renovables, cabe preguntarse cuál es el rol que debe cumplir el manejo del agua en el abastecimiento futuro de la demanda. Por ejemplo, la hidroelectricidad puede estar orientada a apoyar el sistema en eventos extremos de escasez de generación eólica, los cuales por su baja probabilidad de ocurrencia, no pueden ser correctamente calculados en los modelos actuales. En este sentido, creemos que debemos evaluar un potencial manejo del agua que permita gestionar de manera eficiente, condicionado a los múltiples riesgos a los cuales se verá sometido nuestro sistema eléctrico. Entre las alternativas a evaluar se encuentran: a) cotas dinámicas para los embalses; b) introducción de una métrica de riesgo como el *Conditional Value at Risk (CVaR)*, y; c) el uso de otras técnicas de optimización robusta.

La incorporación de mecanismos de gestión de riesgo podría compensar la falta de representatividad propia de las complejidades computacionales del tipo modelos y algoritmos usados para resolver el problema de coordinación hidrotérmica, particularmente relevante en un escenario con una alta participación de tecnologías renovables. Asimismo, la incorporación de aspectos relativos a la gestión de riesgo llevará a una operación más segura y estable ante eventos extremos, aunque potencialmente



de mayor costo esperado. Sin embargo, puede resultar muy importante para enfrentar condiciones particularmente adversas en el futuro, como por ejemplo, eventos de mega-sequías como el vivido durante los últimos años en el centro-sur del país, escenarios con estrechez de reserva a lo largo del sistema, entre otros.

### **Calidad de la información**

El modelo de coordinación hidrotérmica requiere como dato de entrada una proyección futura de la incertidumbre de los caudales afluentes. Tradicionalmente, el Coordinador considera como estadística la información histórica acerca de los afluentes a lo largo del país. Esto quiere decir que, en términos de la incertidumbre futura de los caudales afluentes, supone una distribución de probabilidad similar a la evidenciada durante los últimos 60 años. Lo anterior, a pesar que los últimos estudios en la materia proyectan para nuestro país un fuerte descenso en la disponibilidad del recurso hídrico producto del cambio climático, caracterizado por una disminución de aproximadamente 20% del caudal medio en la zona centro y centro-sur del país. En resumen, estamos planificando considerando que el futuro seguirá siendo como en el pasado, lo que necesariamente conduce a soluciones sub-óptimas dado que en la práctica el futuro será diferente.

Otro aspecto relevante consiste en incorporar un tratamiento de la dependencia temporal asociada a la incertidumbre hidrológica que se utiliza como dato de entrada para la planificación. Actualmente, el Coordinador considera un pronóstico de corto plazo de los afluentes (primeras 2-4 semanas) el cual es complementado para el resto del periodo de evaluación (2-3 años) con los afluentes históricos. Es posible encontrar casos, como la situación del año 2021, donde los afluentes de corto plazo son significativamente menores a la media de los escenarios históricos. Esto sesga la decisión de la planificación para el presente hacia decisiones menos conservadoras, dado que supone que en el futuro próximo existirá una mayor disponibilidad de caudales afluentes, que corregirá la condición de stress hídrico del presente.

Así, el uso de los caudales históricos fuerza a evaluar escenarios poco probables en el futuro próximo (2-4 semanas), principalmente en situaciones de hidrología seca. Creemos que, de ignorarse esta dependencia temporal, podrían tomarse decisiones para el uso del agua embalsada que conlleven un alto costo sistémico, y enfrentar eventuales condiciones de escasez ante condiciones desfavorable de disponibilidad de energéticos primarios (viento, sol y agua). Es por ello que urge revisar la calidad de la información utilizada en el proceso de planificación. Un eventual camino, cuya aplicación ha sido evaluada con resultados satisfactorios, es el uso de series sintéticas de caudales afluentes.

Finalmente, y dada la variabilidad que presentan recursos renovables, creemos relevante incorporar la resiliencia a través de la incertidumbre en la gestión del sistema. Esto permitiría enfrentar de mejor manera eventos de baja probabilidad para los cuales se deben tomar coberturas. Por ejemplo, se deben considerar eventos de baja disponibilidad conjunta de viento, sol y agua, que podrían poner en riesgo la capacidad de abastecimiento del SEN al futuro.

### **Mejoras en el modelo matemático**

Un último punto en cuanto a eventuales mejoras para la coordinación hidrotérmica se relaciona con perfeccionamientos al modelo matemático y su implementación. Este último punto es particularmente relevante, pues la nueva realidad requerirá una rápida gestión para desarrollar nuevos prototipos y facilitar la transparencia de cara a la industria. Creemos que esto es posible haciendo uso de las ventajas de los últimos desarrollos de la industria computacional, tanto de hardware como de software, mediante la transición hacia lenguajes programación más modernos.

De cara a la transición energética, creemos que los modelos de coordinación hidrotérmica deberán representar de manera adecuada restricciones operacionales que gobernarán la dinámica futura de los sistemas eléctricos, como por ejemplo, restricciones de mínimos técnicos,



requerimientos de reservas, inercia y otras que resulten relevantes. En esta línea, es importante que la modelación incremente la representatividad de la flexibilidad del sistema eléctrico para capturar problemas que se puedan suscitarse producto de limitaciones en el parque de generación a nivel intra-diario. Si bien, lo anterior representa todo un desafío dadas las particularidades del algoritmo de solución tradicionalmente ocupado en la industria (*Stochastic Dual Dynamic Programming* - SDDP), esto puede abordarse mediante relajaciones (o convexificaciones) del problema de CHT con variables enteras y representaciones lo más ajustadas posible del espacio de soluciones factibles. Asimismo, es necesario comenzar a capturar la cronología de la operación mediante el uso de etapas y bloques que representen días/semanas representativas de operación, de modo de capturar adecuadamente la variabilidad del recurso renovable.

En la medida que los modelos no capturen correctamente el valor del agua embalsada, producto de costos adicionales no representados, entonces debe evaluarse la pertinencia de continuar definiendo el programa de

operación con una representación térmica-equivalente de las centrales hidroeléctricas (donde dichas unidades se representan en el modelo de *unit commitment* como unidades térmicas con costo variable equivalente al obtenido del modelo de CHT). La alternativa consiste en establecer un objetivo de cota hacia el final del horizonte de programación, incluyendo una penalización por desvío ante no cumplimiento. Esta segunda alternativa permite balancear los costos de oportunidad de largo plazo, obtenidos mediante la solución del problema de CHT, y los costos de corto plazo —emanados de los desafíos operacionales producto de la variabilidad del recurso renovable.

Adicionalmente, existen una serie de desafíos de menor orden que deben resolverse, entre los cuales destacamos: la relevancia que los resultados obtenidos al resolver el problema de CHT sea estable ante pequeños cambios en los datos de entrada, mejoras en la representatividad en los tiempos de viaje del caudal gestionado y mejoras en la modelación de los convenios de riesgo. ■



# descarbonización: cambios estratégicos y continuos

En la actualidad existe un vector de requerimientos hacia el sector que no es posible de satisfacer de forma exitosa con el actual marco regulatorio.



A lo largo del presente texto, hemos identificado parte, probablemente lo más evidente, de los principales desafíos que debemos empujar para liderar la próxima transformación del sector eléctrico. Prevemos la necesidad que, en los próximos años, se generen cambios relevantes en la estructura del mercado eléctrico de manera que se entreguen las señales adecuadas para incentivar la inversión y promover la transición energética de forma resiliente y económica. Así, debemos promover el uso de nueva tecnología, modernizar las metodologías y criterios para la planificación de la red, además de introducir mejoras en los procesos de programación y operación de nuestros sistemas eléctricos.

Para que esto ocurra, la autoridad política y regulatoria deben responder en forma oportuna a los cambios sustanciales que se produzcan en nuestro sistema. En este sentido, una versión *marginalmente* modificada del *statu quo* regulatorio no será suficiente para abordar muchos de los retos aquí planteados. Los cambios a la ley eléctrica han sido, a la fecha, modificaciones menores al diseño original planteado durante la década de los 80's, que con éxito (con sus luces y sombras) han entregado la certeza regulatoria suficiente a un sector con costos de capital intensivo.

Los cambios venideros, no obstante, son más radicales que lo observado en la historia reciente de nuestro mercado, producto del rápido actuar que demanda el cambio climático. Más aún, existe un consenso internacional crecien-

te en términos de la necesidad por re-diseñar mercados que originalmente fueron diseñados con otros propósitos. Mientras en el pasado los objetivos de diseño eran principalmente económicos, en la actualidad existe un vector de requerimientos hacia el sector que no es posible de satisfacer de forma exitosa con el actual marco regulatorio. Entonces, es importante reconocer la necesidad de cambios relevantes y estratégicos, que, sin duda, van a requerir el esfuerzo continuo de varios gobiernos. Por desgracia, creemos que actualmente los incentivos de la política fomentan cambios *marginales*, que puedan realizarse dentro de un mismo periodo de gobierno. Evidentemente, el desafío del cambio climático y de la transformación de nuestro sistema abarca un periodo mucho mayor, por lo que es importante trabajar también en los mecanismos que permitirán darle una continuidad y persistencia al esfuerzo del Estado y del sector.

Finalmente, debemos profundizar el análisis costo/beneficio desde la política pública. Esto es relevante para cuantificar el balance deseado entre objetivos de sustentabilidad, resiliencia y eficiencia económica (cuenta final al consumidor). Si bien existirán conflictos evidentes entre los diversos objetivos del regulador, es necesario que las modificaciones futuras apunten en una dirección política clara y consensuada entre los distintos actores de la industria. De esta manera, las firmas y los usuarios podrán alinear futuras decisiones con estos objetivos de política pública de forma informada y anticipada. ■



# lecturas

---

## complementarias

Barroso, L., Muñoz, F., Bezerra, B., Rudnick, H., Cunha, G., **“Zero-Marginal Cost Electricity Market Design”**, IEEE Power & Energy Magazine, January/February 2021.

Blaise Allaz, J.-L. V.; **“Cournot competition, forward markets and efficiency,”** Journal of Economic Theory,, vol. 59, no. 1, pp. 1-16, 1993.

Chao, H., Wilson, R.; **“Design of Wholesale Electricity Markets (Electric Power Research Institute working paper No. 990101)”**; 1999. Link: <http://web.mit.edu/esd.126/www/Std-Mkt/ChaoWilson.pdf>

Chen, Y. , Moreno, R., Strbac, G., Alvarado, D.; **“Coordination Strategies for Securing AC/DC Flexible Transmission Networks with Renewables”**; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 33, Issue 6, pp 6309-6320; November 2018.

Díaz, G., Muñoz, F., Moreno, R.; **“Equilibrium Analysis of a Tax on Carbon Emissions with Pass-through Restrictions and Side-payment Rules”**; The Energy Journal, Volume 31, 2020.

Fischer, R.; Moreno, R.; **“Remuneración de Redes de Transmisión en Chile por VNR: Principios, Problemas y Recomendaciones”**; 2021

Green, R. **“Competition in generation: The economic foundations”**, Proceeding of the IEEE, 88(2), 128-139, 2000.

Hogan, W.; **“Electricity Market Design: Multi-interval pricing”**, Yes Energy Summit, 2020. Link: [https://scholar.harvard.edu/files/whogan/files/hogan\\_yesenergy\\_202720r.pdf](https://scholar.harvard.edu/files/whogan/files/hogan_yesenergy_202720r.pdf)

Joskow, P.; **“Symposium on ‘Capacity Markets’”**; Economics of Energy and Environmental Policy, 2(2). v-vi; 2013

Konstantelos, I., Moreno, R., and Strbac, G.; **“Coordination and uncertainty in strategic network investment: Case on the North Seas Grid”**; Energy Economics, Vol 64, pp 131 – 148; May 2017.

Matamala, C., Moreno, R., & Sauma, E.; **“The value of network investment coordination to reduce environmental externalities when integrating renewables: Case on the Chilean transmission network”**; Energy Policy, 126, 251-263; 2016.

Matamala, C., Moreno, R., Sauma, E., Calabrese, J., & Osses, P.; **“Why reducing socio-environmental externalities of electricity system expansions can boost the development of solar power generation: The case of Chile”**; Solar Energy, Vol 217, pp 58-69; 2021.

Matamala, C., Moreno, R., Sauma, E.; **“The Value of Network Investment Coordination to Reduce Environmental Externalities when Integrating Renewables: Case on the Chilean Transmission Network”**; Energy Policy, Vol 126, pp 251-263; March 2019.

Meegahapola L, Mancarella P, Flynn D, Moreno R.; **“Power system stability in the transition to a low carbon grid: A techno-economic perspective on challenges and opportunities”**; WIREs Energy Environ.; 2021.

Moreno, R., Ferreira, R., Barroso, L., Rudnick, H., Pereira, E.; **“Facilitating the Integration of Renewables in Latin America - The Role of Hydropower Generation and Other Energy Storage Technologies”**; IEEE Power & Energy Magazine, September/October 2017

Moreno, R., Panteli, M., Mancarella, P., Rudnick, H., Lagos, T.,

- Navarro, A., Ordoñez, F. & Araneda, J. C.; **“From Reliability to Resilience: Planning the Grid Against the Extremes”**; IEEE Power and Energy Magazine, 18(4), 41-53; July 2020.
- Moreno, R., Pudjianto, D., and Strbac, G.; **“Transmission Network Investment with Probabilistic Security and Corrective Control”**; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 28, No 4, pp 3935-3944; November 2013.
- Moreno, R., Street, A., Arroyo, J.M., Mancarella, P.; **“Planning Low-Carbon Electricity Systems under Uncertainty Considering Operational Flexibility and Smart Grid Technologies”**; Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, 375: 20160305; July 2017.
- Muñoz, F., Suazo-Martinez, C., Pereira, E. and Moreno, R.; **“Electricity market design for low-carbon and flexible systems: Room for Improvement in Chile”**, Energy Policy, Volume 48, Part B, 2021.
- Muñoz, F., Wogrin, S., Oren, S. and Hobbs, B.; **“Economic Inefficiencies of Cost-based Electricity Market Designs”**, The Energy Journal, Vol. 39, No. 3, 2018.
- Negrete-Pincetic, M., Moreno, R., Figueroa, N., Olivares, D.; **“Mercado de Servicios Complementarios en Chile”**. Link: <https://www.revistaei.cl/wp-content/uploads/2020/08/Lea-el-documento-completo-ac%C3%A1.pdf>
- Newbery, D; **“Missing money and missing markets: reliability, capacity auctions and interconnectors”**; EPRG Working Paper, Cambridge Working Paper in Economics, July 2015. Link: <http://www.econ.cam.ac.uk/research-files/repec/cam/pdf/cwpe1513.pdf>
- Newbery, D.; **“Missing Markets: Consequences and Remedies”**; Economics of Missing Markets, Information, and Games, F.H. Hahn (ed.). Clarendon Press, Oxford, 1989.
- Pipelzadeh, Y., Moreno, R., Chaudhuri, B., Strbac, G., and Green, T.C.; **“Corrective Control with Transient Assistive Measures: Value Assessment for Great Britain Transmission System”**; IEEE Transactions on Power Systems, Vol 32, Issue 2, pp 1638 – 1650; March 2017.
- Schweppe, F. C.; Caramanis, M. C.; Tabors, R. D.; Bohn, R. E.; **“Spot pricing of electricity”**; Springer Science & Business Media; 2013.
- SPEC; **“Métodos probabilísticos para determinar la contribución a la suficiencia”**; Julio 2021. Link: <https://www.spec.cl/SPEC-ELCC-ECP.pdf>
- SPEC; **“Sistemas de almacenamiento como infraestructura de transmisión”**; Septiembre 2020; Link: <https://www.spec.cl/SPEC-TX-ESS.pdf>
- Strbac, G., Kirschen, D., and Moreno, R.; **“Reliability Standards for the Operation and Planning of Future Electricity Networks”**; Foundations and Trends® in Electric Energy Systems, Vol 1, Issue 3, pp 143–219; 2016.
- Street, A., Valladão, D., Lawson, A., Velloso, A.; **“Assessing the cost of the Hazard-Decision simplification in multi-stage stochastic hydrothermal scheduling”**; Applied Energy, 280, 115939; 2020.
- Wolak, F., **“Designing competitive wholesale electricity markets for Latin American Countries”**; Inter-American Development Bank; 2003

# autores



## Carlos Suazo Martínez

Carlos Suazo es fundador de la consultora SPEC y co-fundador de la plataforma de simulación de sistemas energéticos AMEBA ([www.ameba.cloud](http://www.ameba.cloud)). Ha sido, además, asesor en temas regulatorios, económicos y técnicos del Ministerio de Energía por cerca de una década.

Carlos cuenta con una decena de publicaciones científicas, enfocándose en los impactos técnicos y regulatorios de sistemas eléctricos descarbonizados. Ha asesorado a distintos reguladores de Latinoamérica, además de bancos, agencias internacionales, asociaciones gremiales, emprendedores y firmas del sector en el análisis de riesgo y evaluación económica de sistemas energéticos. Sus innovaciones, en materia de conceptos y modelos de simulación, han permitido a estos actores anticipar los efectos derivados de una participación masiva de energía renovable y almacenamiento en la red. Estos desarrollos han fortalecido la política pública, mejorando el entendimiento de posibles desarrollos de la matriz eléctrica, sus implicancias a nivel de confiabilidad, y robusteciendo los análisis en la definición de los compromisos medioambientales de Chile a nivel internacional.





## Rodrigo Moreno

Dr. Rodrigo Moreno es académico del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile, e investigador del mismo departamento en el Imperial College de Londres. Es, además, jefe de la línea de energía del Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI), y coordinador y fundador del programa de Doble Grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica entre la Universidad de Chile y la Universidad de Manchester del Reino Unido. Es, también, Editor Asociado del IEEE Open Access Journal of Power and Energy, además de Chair y miembro de varios grupos de trabajo en IEEE y CIGRE.

Dr. Moreno es autor de más de 85 publicaciones académicas que han iluminado el desarrollo de numerosos proyectos para entidades gubernamentales y privadas en América, Europa y Asia. Su investigación, que fue premiada el año 2018 con un Premio Newton por el Gobierno Británico, se centra en el desarrollo de nuevos conceptos y modelos para permitir que el suministro de energía sea más sustentable, resiliente, confiable y asequible.



## **Cambios al mercado y a la regulación eléctrica para una descarbonización profunda**

Líneas de acción a corto plazo

Carlos Suazo-Martínez  
SPEC

Rodrigo Moreno  
Universidad de Chile e Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)

OCTUBRE 2021







# Cambios al mercado y a la regulación eléctrica para una descarbonización profunda

LÍNEAS DE ACCIÓN A CORTO PLAZO

**Carlos Suazo-Martínez**  
SPEC

**Rodrigo Moreno**  
Universidad de Chile e Instituto Sistemas Complejos de Ingeniería (ISCI)

