

Eficiencia de la Señal de Costo de la Potencia

marzo 2021

Estudio Realizado Por:

**Frank Wolak,
Alexander Galetovic
y Juan Ricardo Inostroza**

Preparado Para:

**Asociación de Clientes Eléctricos No Regulados
y el Consejo Minero**



CONTENIDO

Resumen Ejecutivo	3
1 Introducción.....	7
2 Benchmark Internacional	8
2.1 Background	8
2.2 Comparativa de Experiencias Internacionales	15
2.3 Comparación y Tendencias	24
3 Revisión y Análisis del Tamaño y Tecnología de la Unidad de Punta	26
4 Diagnóstico de la Situación Actual, Análisis y Propuesta de Asignación a la Oferta	30
5 Análisis Crítico del Actual Período de Control de Punta y Propuestas de Mejora	39
5.1 El Cargo por Potencia como Señal de Precio	39
5.2 Productividad, Eficiencia y el Mecanismo de Remuneración de Potencia	53
6 Análisis de la Estrategia de Flexibilidad	62
6.1 Mercados de Liquidación Múltiple	64
6.2 Mercados Secuenciales (no cooptimizados) y Sustitución de la Demanda	68
6.3 Beneficios de Mercados Multiliquidación, Cooptimizados y Altamente Granulares	69
7 Conclusiones	74
Referencias	78

RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe detalla el estudio realizado para ACENOR y el Consejo Minero, cuyo objetivo fue:

“Evaluar la eficiencia de la señal de costo de la potencia hacia los clientes, la estimación de su efecto en la productividad del país y en particular en los clientes libres; y proponer modificaciones en relación a los elementos que la componen, tales como la definición de períodos de control de demanda, metodologías de asignación del pago de la demanda para clientes libres, entre otros”

El análisis internacional efectuado concluye que los mercados que usan tarifa en dos partes: energía y potencia siguiendo el modelo clásico de Boiteux, se circunscriben principalmente a Latinoamérica, como Chile, Perú, Bolivia y El Salvador.

En el resto del mundo, se encuentra mercados inicialmente de sólo energía que incorporaron remuneración por capacidad debido al problema del “Missing Money”, generalmente basada en subastas, diferenciándose:

- Mercados de capacidad: Colombia, PJM, Reino Unido, Irlanda, Italia y Francia
- Reserva Estratégica: Suecia, Bélgica, Finlandia.
- Cargo por capacidad: España y Portugal hasta 2020
- Mercados de sólo energía: California, parte de Australia, Noruega, Dinamarca, Alemania, ERCOT (Texas) y Brasil.

Existen entonces pocos mercados con reglas similares a Chile, ya que el resto de los mercados partieron con sólo energía e incorporaron cargos adicionales no en la forma de tarifa en dos partes. Esto es muy relevante a la hora de analizar y adecuar soluciones para Chile, ya que por ejemplo, todos estos últimos mercados no tienen la problemática de “calzar” la potencia de suficiencia inicial a la demanda en forma administrada, ya que resuelven ese problema mediante subastas de precios, luego trasladar soluciones como ELCC a Chile sin resolver el “calce” (o manteniéndolo como hoy) no resuelve el problema en forma eficiente.

En cuanto a los períodos de control, este es más bien propio de los mercados de cargo regulados que tratan de emular a Boiteux, destacándose que, a excepción de Chile, todos definen la hora de demanda máxima (Perú lo hace mensual) para definir la cantidad coincidente que debe pagar cada consumidor. Se observa que los períodos de control en general son períodos de pocas horas, tanto en mercados regulados como en aquellos de subasta, cuando aplica

El segundo tema analizado por el estudio es la discrepancia entre el precio de la potencia y los costos de inversión y financiamiento que enfrentan los agentes que están construyendo centrales con la finalidad única de recibir remuneración de potencia. En efecto, el precio de la potencia está mal calculado y es excesivo. El exceso obedece, principalmente a tres causas.

Uno es que la tasa de descuento que se ocupa para calcular la anualidad de la inversión, igual a 10%, excede con holgura el costo de financiamiento de los proyectos. Esta tasa es fijada por ley, la

que debiera modificarse para ajustarse a las circunstancias actuales. La segunda razón de la discrepancia es que la vida útil de una turbina a gas que funciona con diésel---la tecnología más barata para dar punta---es más larga que los 25 años que supone la Comisión Nacional de Energía (CNE) cuando calcula el precio de la potencia. Por último, la CNE supone que la manera más barata de dar potencia es mediante una turbina de 70 MW. Sin embargo, existen economías de escala de cierta magnitud entre centrales de 70MW y 150MW, y luego entre centrales de 150MW y centrales de 300 MW. Una conclusión directa es que la CNE debería usar la turbina de al menos 150 MW para calcular el precio básico de la potencia. Si el precio de la potencia se ajustara por estos tres factores, caería a niveles de menos de USD 5/kW-mes, muy por debajo de los niveles actuales, alrededor de USD 7,5/kW-mes.

En cuanto a la asignación de potencia de suficiencia a la oferta, el actual mecanismo de remuneración no tiene un estándar de confiabilidad que diga cuánta potencia necesita el sistema durante la hora de carga residual máxima y que remunere a cada central y tecnología de acuerdo con su aporte marginal a la suficiencia. Por el contrario, la potencia de suficiencia reconocida es el resultado de cálculos ad hoc de la potencia media o mínima, con metodologías diversas que varían con la tecnología, pero que no estiman adecuadamente el aporte de cada central durante las horas de carga residual máxima del sistema.

Esto debe solucionarse, incorporando una métrica de confiabilidad objetivo (por ejemplo LOLE, que es usado en varios mercados) y asignar potencia de suficiencia a cada central de acuerdo con su contribución marginal al despacho en horas de carga residual máxima (metodologías comúnmente denominadas ELCC). Asimismo, el margen de reserva de potencia debería ser consecuencia de la métrica anterior y ser parte de la cantidad y no parte del precio.

En relación al ajuste de la suma de las potencias firmes iniciales a la demanda, ella no da señales de eficiencia alguna y estimula la sobreinstalación. Aplicar metodologías ELCC puede ser adecuado en mercados en los cuales se licita la cantidad de potencia requerida, que no es el caso de Chile. En mercados como el chileno, no basta con aplicar dicha metodología si no se resuelve eficientemente este ajuste final a la demanda. El presente estudio analizó las distintas opciones que existen para este ajuste y propone un mecanismo que se puede aplicar a la realidad chilena, que por lo demás ya se usó con algunas variaciones en el pasado.

El actual período de control de punta tiene múltiples defectos, los que le imponen un gran costo social a la economía chilena.

La finalidad del precio de la potencia es que los consumidores paguen el costo marginal de expandir el sistema durante la hora de carga residual máxima del sistema, y que la oferta reciba el costo marginal de expandir la capacidad durante aquellas horas que el sistema la necesita.

Sin embargo, el actual mecanismo de remuneración de potencia no vincula el pago que reciben los generadores que aportan potencia de suficiencia durante las horas de carga máxima del sistema con el pago que deberían hacer durante esas horas los clientes que retiran potencia. De esta forma las horas durante las que el Coordinador calcula los aportes de potencia de suficiencia de los generadores y su remuneración, no coincide con las horas en que los generadores retiran potencia para sus clientes. Al mismo tiempo, las horas en que clientes regulados y libres y consumidores conectados a distribuidoras pagan por la potencia, no corresponden a las horas de carga residual máxima del sistema.

Los defectos del mecanismo de remuneración de potencia que se han descrito en este estudio, crean a lo menos tres distorsiones, que se han cuantificado. Una es que el precio de nudo de la potencia excede al costo de invertir en una turbina diésel en a lo menos USD 2,5/kW-mes, o USD 30/kW-año. Así, si el precio de nudo de la potencia que pagan los Clientes y los consumidores regulados es alrededor de USD 7,5/kW-mes, mientras que una turbina no cuesta más que USD 5/kW-mes. El precio excesivo junto con el mecanismo de prorrateo proporcional implican que la entrada de turbinas es excesiva. Al mismo tiempo, el precio excesivo implica que, todo lo demás constante, la cantidad demandada de potencia es muy baja.

La segunda distorsión es que el periodo de control es demasiado extenso. Así, el número de horas de carga residual máxima (unas 240), es considerablemente menor que el número de horas del actual periodo de control (unas 600). De esta forma, durante algunas horas del actual periodo de control se usa muy poca potencia; al mismo tiempo, durante las horas de carga residual o LOLP máximos se usa demasiada potencia

La tercera distorsión es que las horas de carga residual máxima (o aquellas con mayor LOLP) no coinciden con las horas de carga máxima. Por eso, la cantidad de potencia remunerada es mayor que la cantidad de potencia que es necesaria en las horas de carga residual máxima. Aunque pueda parecer contradictorio a primera vista, el hecho que las horas de mayor carga residual no sean las de carga máxima del sistema implica que los Clientes y consumidores regulados están pagando por demasiada potencia.

Dependiendo de la elasticidad de la demanda, el costo social de las distorsiones varía entre poco menos de USD 400 millones y poco menos de USD 450 millones. El costo por MWh es considerable: entre USD 5,5 MWh y USD 6,4/MWh¹. Si se considera que el pago anual por potencia es alrededor de USD 900 millones, se concluye que casi la mitad es pérdida social.

Finalmente, el estudio analiza la propuesta de flexibilidad del Ministerio, en lo que se refiere a incorporar un “atributo” de flexibilidad en el cargo por potencia.

Si bien la propuesta del Ministerio plantea elementos tales como mejorar el período de control a los clientes; generar señales de corto plazo a la demanda; establecer asignación a la oferta mediante mecanismos probabilísticos que buscan medir el aporte a la confiabilidad de cada tecnología, usando una confiabilidad meta a través de una métrica (LOLP o LOLE), no resuelve los problemas de fondo, como la definición del precio (plantea algunas ideas sobre el margen de reserva) y como ya se indicó, mantiene el “prorrateo” como mecanismo de calce entre oferta y demanda, lo cual no es aconsejable para mercados de tarifas en dos partes

Peor aún, la mencionada propuesta incorpora un “atributo” de flexibilidad, el cual se define arbitrariamente para cada tecnología, lo que conduce a una mera redistribución de cargos fijos y que no resolverá las necesidades de flexibilidad y la razón de fondo es que la flexibilidad es la capacidad de responder a fluctuaciones de la demanda y de la oferta en plazos muy breves. Por el contrario, los cargos y pagos fijos son la antítesis de la flexibilidad y hay alta probabilidad que aparezcan nuevos costos que esta señal no está resolviendo, con la contingencia de que terminen siendo pagados por la demanda mediante cargos adhoc.

¹ Supone que la producción del SEN es 70 TWh/año.

La flexibilidad se logra haciendo que:

- (i) El mercado se despeje más frecuentemente (granularidad);
- (ii) Cada cual se haga cargo de su cantidad ofrecida y demandada (Day Ahead markets)
- (iii) Se efectúe una cooptimización de energía y reservas (no mercados secuenciales)
- (iv) Quien aporte flexibilidad sea remunerado en el momento en que la aporta
- (v) Costos de la flexibilidad sean parte del costo de la energía y traspasados eficientemente a clientes mediante contratos de largo plazo

Cabe señalar que varios de los elementos aquí expuestos, debieran tratarse en las 10 medidas restantes de la estrategia de flexibilidad del Ministerio, por lo que resulta altamente recomendable, que mientras no se establezca la propuesta sugerida en este estudio, no se modifique el mecanismo de remuneración de potencia en lo que se refiere a incorporar una señal de flexibilidad, que por lo demás, no es una solución eficiente para otorgar la flexibilidad requerida por el sistema.

1 INTRODUCCIÓN

El presente informe describe el estudio para ACENOR y el Consejo Minero, cuyo objetivo es

“Evaluar la eficiencia de la señal de costo de la potencia hacia los clientes, la estimación de su efecto en la productividad del país y en particular en los clientes libres; y proponer modificaciones en relación a los elementos que la componen, tales como la definición de períodos de control de demanda, metodologías de asignación del pago de la demanda para clientes libres, entre otros”

Para lograr lo anterior, se establecen los objetivos específicos o alcance propiamente tal del presente estudio:

1. *Benchmark con otros países respecto a los pagos y señales entregadas a los clientes para la remuneración de la potencia, incorporando, al menos, los siguientes aspectos: Período de control; Precio de la potencia; Metodología de asignación a la demanda.*
2. *Revisión y análisis del tamaño y tecnología de la unidad que se considera tarifariamente para la señal de precio de potencia. Propuestas de mejora al respecto.*
3. *Diagnóstico y análisis de asignación actual a la oferta de potencia sistémica, incorporando, si corresponde, propuesta de modificación normativa que incorpore una señal de eficiencia que evite la sobre instalación de unidades destinadas principalmente a la entrega de potencia.*
4. *Analizar críticamente el actual período de control de punta, y el comportamiento de los clientes libres frente a la señal entregada, en forma cualitativa y cuantitativa. Además, analizar el comportamiento de los clientes libres en relación a la demanda sistémica, y evaluar su impacto en la productividad.*
5. *Análisis de la estrategia de flexibilidad presentado por el Ministerio de Energía y posibles impactos en los costos de potencia de los clientes, al incorporar atributos de flexibilidad a los generadores y sus alternativas de remuneración.*

Los siguientes capítulos de este informe describen las actividades antes indicadas, finalizando con un capítulo de conclusiones.

2 BENCHMARK INTERNACIONAL

2.1 Background

En esta sección se analizan los esquemas de pago de confiabilidad en diversos mercados. A este respecto, cabe señalar que los mecanismos existentes son diversos y no existe una solución única para los pagos por confiabilidad; de hecho, como se verá más adelante, muchos esquemas no siguen la estructura del mercado chileno, no sólo relativo a cómo pagan los clientes, sino también a cómo se asignan los ingresos a los proveedores, como se determina el precio (esquemas administrados y otros en base a subastas), existencia o no de períodos de control, etc. Lo relevante, es que en todos los casos, es el producto precio por cantidad que recibe cada proveedor y el conjunto de la oferta, y que paga cada consumidor y el conjunto de la demanda, el que define si el mecanismo es eficiente o no, si se produce sobreinstalación o no, etc.

Asimismo, el pago de los consumidores es lo que permite una correcta comparativa y no los precios de potencia por sí solos, ya que ellos se aplican a cantidades distintas, tanto por el lado de lo que paga cada consumidor, como lo que recibe cada proveedor. Por eso la comparación de precios no es directa y se debe analizar en su mérito. En definitiva, como se mostrará más adelante, lo relevante es el ingreso neto de potencia que recibe un proveedor en el margen, porque ello definirá si hay sobrepago y consecuentemente sobreinstalación o no, por ejemplo. Asimismo, más que solo el precio, lo relevante es cuánto paga cada consumidor, y si dicha cantidad corresponde a un valor eficiente y origina señales adecuadas a la demanda o no. Por las razones expuestas, el análisis de las experiencias internacionales no debe limitarse a lo que pagan y como pagan los consumidores, ya que muchas veces las ineficiencias y aumento de costos para la demanda, provienen del lado de la oferta, desde la cantidad total a pagar (si ella está definida en base al parque instalado o no, o por ejemplo basada en una meta de confiabilidad), así como a la forma que se asigna a cada proveedor y si se está sobreremunerando a la tecnología en el margen o no.

La problemática de Confiabilidad y Seguridad de Suministro ha estado presente desde los inicios de los mercados desregulados de electricidad (año 1982), y está referida a como los Sistemas Eléctricos pueden garantizar la confiabilidad de la operación, lo que a su vez conlleva una combinación de atributos del sistema eléctrico que tienen implicancias técnicas y económicas en el diseño de las reglas de mercado.

En 1949, Marcel Boiteux en su trabajo seminal “La tarification de demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au coût marginal”, mostraba que tarifando la electricidad en dos partes: ingresos por venta de energía a costo marginal de la energía más los ingresos por venta de potencia a costo de desarrollo de la potencia de punta, se cubren exactamente los costos de capital más los costos de operación de cada uno de los productores, cuando la estructura del parque generador está adaptada a la demanda bajo condiciones de óptimo, esto es, el parque generador se compone de unidades que suministran energía principalmente (las denominadas centrales de base) y unidades que suministran potencia principalmente (centrales de punta), las que se instalan exactamente para cubrir la energía y potencia (condición de adaptación), minimizando el costo total de abastecimiento (inversión y operación). Por el lado de los consumidores, esta estructura otorga señales eficientes de precio, al definirlo como el costo de la unidad marginal de según corresponda energía o potencia requerida por la demanda.

La conclusión anterior es la base de la implementación de mercados competitivos de generación de electricidad en Latinoamérica y el mundo, proceso iniciado en Chile en el año 1982. Efectivamente, al definir una señal de precio basada en costos marginales de energía y potencia (este último también conocido como Cargo por Capacidad), es posible liberalizar el mercado porque las decisiones de óptimo privadas coinciden con la minimización de costos que se hubiera obtenido a través de una planificación centralizada, pero con las evidentes ventajas de tener un mercado en que los actores libremente toman sus decisiones y no tener una planificación que depende del que planifica, quien no puede imaginar todas las variables que pueden incidir en el desarrollo futuro de la electricidad (demanda, tecnologías, costos de combustibles, etc.).

En efecto, un diseño óptimo del mercado debería alcanzar los siguientes resultados:

- #1. Mínimo Costo: Debe corresponder a un sistema que produce la cantidad demandada de energía y de potencia a mínimo costo total (suma de costos de inversión, operación y calidad de servicio).
- #2. Suficiencia: Debe permitir recuperar los costos de inversión y de operación del sistema considerando que éstos han sido seleccionados en forma óptima (mínimo costo total).

Como la tarificación marginal retorna los costos de operación e inversión si y solo si el sistema se expande óptimamente (es decir, a mínimo costo), los agentes del mercado de generación decidirán sus inversiones futuras para maximizar sus oportunidades de rentabilizarlas, lo que implica que realizarán proyectos de generación de costos mínimos (inversión, fijos y de operación) resultando de ello el mínimo costo de abastecimiento de la demanda, cumpliéndose los dos postulados anteriores, sin necesidad de planificar, y lo más importante, que el costo de las decisiones erróneas recaen en los agentes privados que las toman, quienes no rentabilizarán sus inversiones.

Es interesante notar que el equilibrio financiero antes mencionado se obtiene tanto a nivel sistema, como individualmente, aunque la composición de ingresos es distinta para cada tecnología. En efecto, si denominamos $LCOE^2$ (Levelized Cost of Energy) al valor requerido para recuperar los costos de inversión más operación, entonces las centrales de base normalmente reciben un extra ingreso de energía respecto a sus costos variables (la así llamada cuasirenta de la energía) el que compensa exactamente el menor ingreso de potencia respecto de sus costos fijos, mientras que en las unidades de punta y en particular en la unidad de punta del sistema, se produce un correlato perfecto entre los ingresos de potencia (Cargo por Capacidad) que cubren los costos fijos y los ingresos de energía que cubren los costos variables. Es importante destacar que esto sólo se cumple para la unidad de punta y por ello, en estos esquemas de remuneración, resulta relevante que el precio de potencia y la asignación de potencia a remunerar no lleve a sobreinstalación de dichas unidades.

En la realidad, la condición de adaptación no es fácil de lograr: la capacidad de las unidades es más aleatoria que determinística (la capacidad de las centrales térmicas varía en función de su disponibilidad, tanto de máquina como de combustible), las centrales hidráulicas dependen de la aleatoriedad de sus caudales afluentes y las centrales renovables no convencionales dependen de la radiación solar o del viento, todas variables con un grado de incerteza, por último la demanda no

² También conocido como Precio Monómico

es inelástica al precio. Esto representa un desafío en sí, que los distintos mecanismos resuelven en diferente forma, existiendo ventajas y desventajas, pero en definitiva no existe el mecanismo perfecto que resuelva esta problemática.

En 1988, los trabajos de Schweppe y otros (“Spot Pricing of Electricity”) empiezan a hablar sólo de mercados de energía, incluyendo una componente de energía fallada o no servida, como una alternativa a definir mecanismos con alguna componente administrada. En efecto, la tarificación sólo por energía puede ser más eficiente en el cortísimo plazo, puesto que contiene una señal directa de escasez, que motivará la inversión en forma rápida, mientras que el esquema de remuneración de potencia contiene una señal más estable y de largo plazo, que busca garantizar la inversión en el largo plazo, pero puede llevar a desequilibrios de corto plazo (sobreinstalación).

Si bien tarificar energía y potencia y tarificar sólo energía resultan casi equivalentes, las dos opciones presentan riesgos muy distintos. En principio la tarificación de sólo energía parece más eficiente, pero ello se da en mercados altamente competitivos con bajas barreras a la entrada y en que el “Scarcity Price” (precio de escasez) juega un rol relevante. Una incorrecta definición de él o una aplicación parcial de dichos precios producen problemas, como se verá más adelante; en el caso del sector eléctrico, en que las inversiones son altas y de largo plazo³, el mercado adquiere a veces características más de oligopolio que de competencia perfecta. En mercados oligopólicos, los inversionistas no toman decisiones basados en los costos del mercado spot (en este caso de energía), sino que buscan tener ingresos más estables, ya sea vía contratos de largo plazo o una combinación de contratos y remuneración de potencia, esta última por lo demás es un contrato de largo plazo más, sólo que dependiendo como se establezca, puede provenir de mecanismos más regulados que de una competencia entre actores.

Efectivamente, el caso de la generación eléctrica es especial. Existe una preocupación por el denominado problema de “missing money” y sus implicancias en la seguridad del suministro. Este problema aparece cuando el precio de la electricidad en los mercados de sólo energía no proporciona una remuneración suficiente para cubrir los costos fijos de la capacidad. En este caso, los inversionistas carecen de incentivos para desarrollar nueva capacidad. La existencia de precios máximos en los mercados, y el hecho de que en los períodos de escasez existan limitaciones “artificiales”, tanto al precio (que debería ser igual al precio que está dispuesto a pagar la demanda por no ser interrumpida), como al período mismo (programas de ahorro, cortes administrados), no permiten que el precio de energía refleje situaciones de escasez y desaparece el incentivo para construir las plantas necesarias para evitar los cortes en dichas situaciones.

Este es el problema del “missing money”: la remuneración del precio de mercado de energía a corto plazo es insuficiente para recuperar la inversión en todas las plantas necesarias para satisfacer la demanda de manera eficiente. Este es el debate que ya lleva 30 años en los mercados que se iniciaron bajo la filosofía de sólo energía: ¿se necesita una remuneración adicional para las centrales eléctricas convencionales, además de los ingresos del mercado de la energía?

Ya en los años 2000, la incorporación masiva de energía renovable intermitente en apariencia ha exacerbado el problema de “missing money”, por lo que una gran cantidad de mercados, principalmente europeos han introducido un incentivo reglamentario para la construcción de

³ Situación que en algunos países está cambiando rápidamente dada la gran penetración de energía renovable cuyo tiempo de instalación es bajo y cuyos costos están bajando drásticamente.

nueva capacidad, conocidos comúnmente como mercados de capacidad o cargos de capacidad o confiabilidad.

El debate al respecto sigue. Hay argumentos a favor de la previsión reglamentaria de un pago adicional (por ejemplo, problemas del diseño de los mercados de la energía, como los límites de precios, que desalientan la inversión) y otros en contra (por ejemplo, costos adicionales para los consumidores relacionados con planificación, intervención y exceso de capacidad). En teoría, y como ya se indicó, el precio del mercado mayorista de electricidad, conocido como el mercado de "sólo energía", debería ser suficiente para proporcionar todas las señales de inversión que la empresa generadora necesita. Sin embargo, dado el problema de "missing money" ya indicado y últimamente, la búsqueda de mecanismos que premien otros recursos (por ejemplo, almacenamiento, gestión de la demanda) que proporcionan seguridad (confiabilidad) cuando algunas otras tecnologías intermitentes (como las renovables) fallan, han llevado a que los cargos de capacidad en sus distintas formas sigan expandiéndose en el mundo, aun cuando la Unión Europea, por ejemplo, los siga mirando con recelo, ya que los ve como una amenaza para la libre competencia en el mercado. Sin embargo y siempre que no se violen las normas sobre "State Aid", la Comisión Europea está aprobando regímenes de ayuda en algunos Estados miembros. Los criterios que debe utilizar la Comisión son las Directrices sobre "State Aid" para la protección del medio ambiente y la energía 2014-2020 (EEAG)⁴.

Otra gran fuente de debate que permanece hasta hoy en estos mecanismos es si las fuentes renovables variables, como solares y eólicas, deben recibir o no remuneración de capacidad. En efecto, en varios mercados como Suecia, Finlandia, Bolivia no se reconoce capacidad para estas energías; otros mercados las están empezando a aceptar en forma voluntaria, como Irlanda⁵

De acuerdo con lo explicado anteriormente, y dado que existen diversos mecanismos para establecer los cargos por capacidad o precio de potencia de suficiencia, que van desde la adaptación del modelo clásico de Boiteux de tarifa en dos partes hasta mercados de sólo energía, para efectos de la comparación internacional en este estudio, se efectuará la siguiente clasificación:

- a. Mercados con tarifa en dos partes y cargo por capacidad definido en forma regulada, tanto en precio como en cantidad, como son los casos de Chile, Perú, Bolivia y El Salvador. España también adoptó un mecanismo similar en los años 2000, pero para efectos del presente estudio se cataloga en la categoría d. explicada más adelante.

Ellos usan el modelo clásico de Boiteux, de tarifa en dos partes con cargo de capacidad igual al costo marginal de potencia (costo de la unidad más barata para dar la punta del sistema).

El gran desafío en este tipo de mercados es cómo emular la condición de adaptación, lo que normalmente se hace a través de valores administrados o regulados, tanto para cantidad y precio, por lo que quedan expuestos a la adecuada definición de ellos, para garantizar la confiabilidad.

⁴ Communication from the Commission, Guidelines on State aid for environmental protection and energy 2014-2020 (2014/C 200/01), OJ C, 28th June, 2014.

⁵ Este tema no es foco del presente estudio

En cuanto a la cantidad, ella queda definida por el concepto de Potencia de Suficiencia o Potencia Firme (o Energía Firme en algunos mercados), entendido como la Potencia que una unidad generadora puede garantizar con alta confiabilidad, a menudo determinada como la potencia con alta probabilidad de excedencia durante eventos de escasez de recursos primarios. Normalmente, la excedencia se mide a través de métricas. Una es el margen de reserva (o de capacidad), una métrica determinística utilizada sobre todo por su extrema simplicidad de cálculo y que es igual a la razón entre la capacidad instalada y la demanda de punta. Otra es la probabilidad de pérdida de carga (Loss of Load Probability, o LOLP, en inglés), una métrica que mide la probabilidad, expresada como porcentaje, de que haya carga no suministrada en un intervalo de tiempo predeterminado (normalmente, un año. La LOLP se puede expresar también en términos de pérdida de carga esperada (Loss of Load Expectation, o LOLE, en inglés), tal que esa probabilidad se expresa en número de horas (o de días) en los que se espera demanda no suministrada en cierto intervalo de tiempo. En Estados Unidos, esta última métrica se denomina LOLH (Loss of Load Hours, en inglés). Por último, la energía esperada no suministrada (Expected Energy Not Served, o EENS, en inglés) que es también una medida probabilística que no se limita a “contar” las horas con energía no suministrada, sino que mide el conjunto de la energía que se espera que el sistema no pueda suministrar a lo largo de un intervalo de tiempo predeterminado.

Hay mercados que establecen una confiabilidad meta a partir de alguna de las métricas indicadas, y otros en donde no existe meta y la confiabilidad es un resultado de la aplicación del mecanismo al parque existente, como el caso de Chile.

La Potencia Firme o Energía Firme es directamente el producto remunerado, tanto de firmas existentes como de nuevos actores. Como ya se ha dicho, se determina mediante procesos regulados, normalmente a nivel sistémico (no en el procedimiento actual en Chile, en el pasado sí). Este producto se valora al precio de la potencia, el costo estimado de la inversión en una unidad de punta. El producto de estas dos cantidades reguladas determina el ingreso por capacidad de cada unidad generadora.

En cuanto a la asignación a la demanda, estos esquemas buscan emular la demanda máxima del sistema para determinar los pagadores, tratando de identificar los consumidores que participan en dicha demanda. Sin embargo, no todos usan exactamente este principio, y algunos definen un período de control en donde se mide dicha demanda, comúnmente conocido como horas de punta, las que varían de muy pocas horas hasta esquemas que consideran cerca de 1000 horas denominadas de punta (el caso de Chile), para posteriormente tomar la máxima o un promedio de horas de máxima demanda dentro de ese subconjunto de horas; para la asignación final a cada cliente, algunos usan las demandas coincidentes y otros no, aplicando factores que tengan en cuenta la diversidad. Por otra parte, existen diferencias entre los compromisos de potencia y lo que cobran a sus clientes, y también dentro de la cadena, por ejemplo: lo que se le cobra a un Distribuidor no es lo mismo que él cobra a sus clientes finales. Estos aspectos se verán en detalle en el capítulo correspondiente.

- b. Mercados que inicialmente no tenían cargo por potencia, que algunos de ellos introdujeron en el pasado cargos regulados y que migraron a mercados de capacidad

basados en subastas, como Colombia, PJM, Reino Unido, Irlanda, Italia y Francia, entre otros.

En estos mercados el concepto de Potencia Firme se usa para determinar la cantidad máxima de producto que se remunera, despejando los precios a través de subastas competitivas y en algunos casos, como Colombia, Irlanda y recientemente Italia, se consideran opciones de capacidad.

El esquema usado en varios mercados para determinar la potencia firme generalmente es sistémico, usando como métrica normalmente la LOLE (el método se puede aplicar con otras métricas tales como las anteriormente descritas), y es conocido como ELCC (Effective Load Carrying Capability) o derivaciones de éste.

La capacidad efectiva de seguimiento de carga, o ELCC, es un método probabilístico que trata de estimar el aumento de demanda que se podría cubrir aumentando la capacidad instalada de una tecnología determinada (situada en cierto nodo, si se aplica una distinción zonal), manteniendo la misma confiabilidad.

Una vez fijado el objetivo de confiabilidad a través de la LOLE (por ejemplo, 8 horas/año), se modela el sistema con y sin el recurso cuya contribución a la confiabilidad se quiera calcular. Evidentemente, la LOLE con el recurso será menor que sin él. Se aumenta entonces la demanda en el caso con el recurso hasta alcanzar la misma LOLE que se alcanza sin el recurso. Este incremento de demanda es igual a la ELCC del recurso bajo examen.

En la práctica, hay definiciones alternativas de la ELCC, que no usan un incremento de demanda para balancear el aumento de confiabilidad:

- Modelar el sistema con y sin el recurso y calcular cuánta capacidad de una cierta tecnología de referencia habría que instalar en el caso sin el recurso para alcanzar la misma LOLE que en el caso con él. Esta metodología requiere la definición de una tecnología de referencia, con su tasa de fallo y sus restricciones.
- Modelar el sistema con y sin el recurso y calcular cuánta capacidad de generación “perfecta” habría que instalar en el caso sin el recurso para alcanzar la misma LOLE que en el caso con él. La generación “perfecta” tiene una confiabilidad del 100% y ninguna restricción técnica.

Si bien existen muchos estudios teóricos que defienden las ventajas de la ELCC para el cálculo de la potencia firme (véase, entre otros, NREL, 2008 y 2012), su aplicación se ha ido extendiendo sólo en los últimos años y puede abarcar metodologías muy diferentes entre sí. Entre los elementos del diseño de un esquema de ELCC se cuentan: i) la métrica para el cálculo (LOLE o EENS o métricas basadas en precios), ii) contribución marginal vs. contribución media, iii) tipo de modelo que se utiliza para simular el funcionamiento del sistema, iv) el parque de generación que se usa en las simulaciones, v) el método para el balance con y sin (con demanda o a través de generación “perfecta” o de referencia).

Un tema importante que diferencia a estos esquemas de los descritos en a) y en particular el esquema chileno, es que las subastas miran hacia adelante, entre 1 y hasta 15 años;

mientras que el mecanismo en Chile es de verificación anual, con un cálculo preliminar ex-ante y uno definitivo ya transcurrido el año.

En estos mercados la capacidad se obtiene a través de subastas o mediante el denominado Comprador Central, en donde el volumen total de la capacidad requerida es fijado por un organismo central y adquirido a través de un proceso central de licitación para que el mercado determine el precio. Dos variantes comunes del mecanismo de comprador central son el mercado de capacidad forward y las opciones de confiabilidad, como en Colombia.

En lo relativo a opciones de capacidad o confiabilidad, ello implica que los proveedores que reciben cargo por potencia deben hacerse cargo de la diferencia entre el precio spot en períodos de escasez y el precio de escasez (Strike Price para la opción), y los consumidores, normalmente a través de los comercializadores, reciben un precio máximo igual al precio de escasez por la energía cubierta por la opción.

La mayoría de estos mercados tratan de construir la curva de demanda de los consumidores, usando la métrica de confiabilidad y esquemas ELCC, y los pagadores son los que están presentes en las hora de demanda máxima (por ejemplo: 5 horas de máxima demanda durante el verano para el caso de PJM, o en otros casos se agrega al cargo de energía que ya es diferenciado horariamente, no habiendo señal adicional para la demanda, más allá de la energía, como en el caso de Colombia.

- c. Mercados que inicialmente eran sólo de energía, pero que introdujeron subastas de reserva estratégica o de reserva planificada, tales como Suecia, originalmente el Reino Unido (que hoy tiene un esquema similar a b.), y Bélgica. En estos mercados un cierto volumen de capacidad se mantiene en reserva fuera del mercado de energía, siendo distinto de las reservas operativas. La capacidad de reserva sólo se usa si se cumplen condiciones específicas, por ejemplo, una escasez de suministro en el mercado mayorista o un precio por encima de un determinado precio de escasez.

La reserva estratégica se obtiene a través de subastas o mediante el denominado Comprador Central.

Al igual como en el caso b., la Potencia o Energía Firme es usada para determinar la cantidad máxima a remunerar, determinándose normalmente en forma no sistémica.

- d. Mercados que incorporaron el cargo de capacidad a un esquema que inicialmente incluía sólo energía, como España y Portugal. Cabe señalar que España tiene su cargo de capacidad dividido en dos partes y ya eliminó uno de estos cargos y el otro se extingue este año, y Portugal se está moviendo a reserva estratégica, con lo cual estos esquemas de cargo por capacidad regulados quedarían prácticamente circunscritos a los mercados latinoamericanos y centroamericanos.
- e. Mercados que utilizan sólo precio por Energía como California, parte de Australia, Noruega, Dinamarca, Alemania, ERCOT (Texas) y Brasil. Como ya se indicara, varios de estos mercados ya están pensando en introducir remuneración adicional para hacer frente al “missing money”, en la forma de contratos bilaterales de confiabilidad.

2.2 Comparativa de Experiencias Internacionales

A continuación se presenta una comparativa entre varios mercados, con los énfasis siguientes:

Mecanismo para pago por capacidad: se indica si es un mercado de cargo por capacidad regulado, mercado de capacidad o reserva estratégica, de acuerdo con las clasificaciones a. hasta d. descritas en la sección anterior.

Meta de confiabilidad: se indica si existe un *target* para la confiabilidad y la métrica usada.

Asignación a la oferta: cómo se asigna la cantidad a pagar a cada tecnología (los denominados “créditos de capacidad”; si ella se determina en forma sistémica o no; y el mecanismo usado.

Precio de potencia: se indican los precios de potencia y como se aplican. Es importante recalcar aquí, que la comparativa no es directa, ya que cada mecanismo aplica precios a cantidades distintas. Lo relevante al final es cuánto paga la demanda (suma de cargos por energía, capacidad si corresponde y otros costos, tales como servicios complementarios, la cual en todo caso no es motivo de este estudio) y cuánto reciben los proveedores.

Asignación a la demanda y períodos de control: aquí se indica cómo paga la demanda y si existen o no períodos de control para la demanda a pagar.

Horizonte: se indica el período de pagos de capacidad cuando corresponde.

La tabla en la figura siguiente muestra la comparativa descrita [11], [12], [14], [15], [16]

Mercado	Mecanismo	Métrica	Asignación a la oferta	Precio	Asignación a la demanda	Horizonte
Perú	a.	No existe. Se usa probabilidad de excedencia para determinar el aporte conjunto de la potencia hidráulica.	Parcialmente sistémica, se realiza un despacho simulado para determinar la colocación hidráulica en condiciones extremas. La potencia firme de las centrales térmicas se determina en base a la capacidad instalada y factores de disponibilidad. Para solares y eólicas se determina como la energía generada en las horas de punta en los últimos 36 meses. Se efectúa un ajuste por presencia efectiva El proceso de ajuste a la demanda máxima, se realiza mediante un despacho simulado, no a prorrata de las potencias firmes de las centrales.	6,5 US\$/KW-mes Basado en costo de la unidad de punta, asumida como una turbogas con diésel, aumentada en margen de reserva teórico. Al igual que en Chile, este es el precio que paga la demanda, cada tecnología recibe un precio distinto por MW instalado en función de su potencia de suficiencia	Retiro a la hora de demanda máxima mensual. Período de control: es el horario comprendido entre los días lunes y sábado de 18:00 a 23:00 horas.	1 año, con detalle mensual
Bolivia	a.	No existe. Se usa probabilidad de excedencia para determinar el aporte conjunto de la potencia	Parcialmente sistémica, se realiza un despacho simulado para determinar la colocación hidráulica en condiciones extremas. La potencia firme de las centrales térmicas se determina mediante convolución. Para solares y eólicas se considera 0. El proceso de ajuste a la demanda máxima, se realiza mediante un despacho simulado y no a prorrata de las potencias firmes de las centrales.	10,1 US\$/KW-mes Basado en costo de la unidad de punta, asumida como una turbogas con diésel, aumentada en un valor de disponibilidad. Al igual que en Chile, este es el precio que paga la demanda, cada tecnología	Retiro a la hora de demanda máxima anual. Período de control: es el horario comprendido entre 18:00 a 23:00 horas.	1 año

Mercado	Mecanismo	Métrica	Asignación a la oferta	Precio	Asignación a la demanda	Horizonte
		hidráulica.		recibe un precio distinto por MW instalado en función de su potencia de suficiencia		
El Salvador	a.	No existe	Potencia Firme independiente para cada tecnología y prorratea simple entre demanda máxima y suma de potencias firmes para el ajuste final a la demanda. La potencia firme de las solares y eólicas se determina como la potencia media generable en el año de menor disponibilidad del insumo primario.	7,5 US\$/KW-mes Basado en costo de la unidad de punta, asumida como una turbogas con diésel, aumentada en el margen de reserva teórico. Al igual que en Chile, este es el precio que paga la demanda. Cada tecnología recibe un monto distinto por MW instalado en función de su potencia firme.	Retiro a la hora de demanda máxima anual. Período de control: las horas de punta (de las 18:00 a las 22:59 horas) del período comprendido desde la semana 46 (principios noviembre) de un año a la semana 19 (principios de mayo) del año siguiente.	1 año

Mercado	Mecanismo	Métrica	Asignación a la oferta	Precio	Asignación a la demanda	Horizonte
Suecia	c.	No existe	El TSO (Svenska Kraftnät) define los requerimientos de reserva estratégica y determina si cada tecnología aporta a dicha reserva o no, normalmente basándose en la producción con probabilidad de excedencia 90%. Actualmente, por ejemplo, se considera que las eólicas no aportan reserva estratégica.	Aproximadamente €14/KW-año. Aproximadamente 1000 MW de reserva. Puede participar respuesta de demanda (DSR)	Se aplica sólo a la energía contratada como reserva estratégica y actúa como un precio de opción, con un strike price de €3.000/MWh	1 año
Finlandia	c.	No existe	El TSO (Energy Authority) define los requerimientos de reserva estratégica y determina si cada tecnología aporta a dicha reserva o no, normalmente basándose en la producción con probabilidad de excedencia 90%. Actualmente, por ejemplo, se considera que las eólicas no aportan reserva estratégica.	€0,96/MWh. Aproximadamente 350 MW de reserva. Puede participar respuesta de demanda (DSR)	Se aplica sólo a la energía contratada como reserva estratégica y actúa como un precio de opción, con un strike price de €3.000/MWh	3 años
Bélgica	c.	LOLE. 3 horas/año y 20 horas en 20 años	Se determina en forma sistémica, mediante la contribución marginal de cada planta a la calidad de servicio predefinida, calculadas con un modelo probabilista (Monte Carlo) que simula el despacho del sistema durante un año. El escenario inicial tiene que respetar el criterio de confiabilidad definido; de no ser así, se ajusta a través de una generación “perfecta”.	€6 - 8/MWh. Aproximadamente 725 MW de reserva.	Se aplica sólo a la energía contratada como reserva estratégica y actúa como un precio de opción, con un strike price de €70-90/MWh	1 año

Mercado	Mecanismo	Métrica	Asignación a la oferta	Precio	Asignación a la demanda	Horizonte
Reino Unido	b.	LOLE. 3 horas/año	Participación voluntaria: plantas existentes, reacondicionadas o nuevas plantas. A las energías renovables, inicialmente excluidas del mercado de capacidad, se les permite participar para subastas a partir de 2019. Dependiendo de la tecnología de la planta generadora, la potencia firme que puede ofertar en la subasta se calcula de forma diferente, calculando la llamada potencia firme equivalente (<i>Equivalent Firm Capacity</i>, o EFC). La EFC de un recurso es la potencia de una tecnología perfectamente fiable (siempre disponible) que dicho recurso puede desplazar manteniendo el mismo nivel de confiabilidad. Para el cálculo de la EFC, se usa un modelo probabilístico (con representación secuencial de los datos y basado en Monte Carlo) que analiza el impacto diferencial de las diferentes tecnologías en el valor esperado de la energía no suministrada.	€24/KW-año para plantas nuevas y €6-8 /KW-año, para plantas existentes.	Compra centralizada. Se incorpora a precios en segmento horario de la tarifa de energía correspondiente a 16 a 19 hrs, de lunes a viernes de Nov. a Feb.	Dos subastas: T-4: con 4 años de anticipación y 15 años de horizonte de pago para plantas nuevas, 3 años para plantas reacondicionadas; y T-1: un año de anticipación y un año de horizonte.
Irlanda	b.	LOLE. 8 horas/año	La potencia firme se define a través de unos factores de corrección que se calculan para cada tecnología con una metodología muy parecida a la ELCC. Se aumenta la capacidad instalada de cada tecnología y se analiza cuánto puede subir la demanda hasta alcanzar el mismo nivel de	€46/KW-año para plantas nuevas. Subastas cantidad y precio. Pay as clear para las ofertas no capeadas y pay as	Compra centralizada. Se incorpora a precios en segmento horario. Actúa como un	Dos subastas: T-4: con 4 años de anticipación y 10 años de horizonte de

Mercado	Mecanismo	Métrica	Asignación a la oferta	Precio	Asignación a la demanda	Horizonte
			confiabilidad. El modelo probabilístico considera diferentes incrementos de capacidad instalada y calcula diferentes factores para cada tecnología. Se construyen así las llamadas curvas marginales de corrección (<i>marginal de-rating curves</i>), que permiten asignar, dentro de una misma tecnología, factores diferentes a centrales de tamaño diferente.	bid cuando opera el cap.	precio de opción, con un strike price predefinido.	pago; y T-1: un año de anticipación y un año de horizonte.
Francia	b.	LOLE. 3 horas/año	La capacidad certificada de cada recurso depende de su producción esperada durante las horas punta en invierno. El procedimiento general prevé que los recursos declaren, con mucha antelación, su previsión de producción durante estas horas (auto-certificación) y que la previsión sea luego contrastada ex-post con la producción real para calcular posibles desbalances que haya que liquidar. Los recursos renovables pueden optar entre: • El procedimiento general mencionado antes; • El procedimiento llamado normativo, en el que reciben una capacidad certificada calculada por el operador del sistema de manera conservadora; en este caso están luego exentos del	€15-20/KW-año	Mercado de capacidad descentralizado, en el que los comercializadores con obligaciones adquieren capacidad de los recursos certificados. Las obligaciones se definen en las horas punta de invierno: de 7:00 a 15:00 y de 18:00 a 21:00 de los días que el operador del sistema identifica como de riesgo,	7 años

Mercado	Mecanismo	Métrica	Asignación a la oferta	Precio	Asignación a la demanda	Horizonte
			riesgo relativo a la disponibilidad de la fuente primaria. El operador del sistema calcula la producción histórica media de cada recurso durante las horas punta del sistema, y lo multiplica por un coeficiente de contribución, que se define a través de un modelo que calcula la ELCC marginal.		mediante notificación a los agentes durante el día anterior.	
Italia	b.	LOLE. Definido por el Ministro de Desarrollo económico	Similar al Irlandés, la potencia firme se define a través de unos factores de corrección que se calculan para cada tecnología con una metodología muy parecida a la ELCC. Se construyen curvas de demanda de potencia por área, mediante simulación de Monte Carlo buscando la LOLE predefinida.	€75/KW-año para plantas nuevas y €33 /KW-año, para plantas existentes	Compra centralizada. Se incorpora a precios en segmento horario. Actúa como un precio de opción, con un strike price predefinido.	Dos subastas: T-4: con 4 años de anticipación y 15 años de horizonte de pago; y T-1: un año de anticipación y un año de horizonte, pudiendo haber intercambios mensuales en mercado secundario.

Mercado	Mecanismo	Métrica	Asignación a la oferta	Precio	Asignación a la demanda	Horizonte
Colombia	b.	No existe	La energía firme se define para cada tecnología por separado, basada en el mes de menor insumo primario	17 US\$/MWh	Subasta centralizada. Se incorpora a precio de energía Actúa como un precio de opción, con un strike price igual al precio de escasez	Hasta 20 años, 5 años para plantas reacondicionadas; y un año para existentes
España	d.	110% de la demanda	Potencia Firme para cada tecnología basada en probabilidad de excedencia 95%	(i) un pago por disponibilidad (5 €/kW) que se suspendió en 2018 como resultado de la revisión de las ayudas estatales de la UE y ii) una subvención a la inversión (10 €/kW), que el 70 % de los ciclos Combinados lo perderán a partir de 2020.	Se incorpora a precios en segmento horario.	10 años para el incentivo a la inversión y anual para la disponibilidad.

Mercado	Mecanismo	Métrica	Asignación a la oferta	Precio	Asignación a la demanda	Horizonte
Portugal	b.	LOLE. 5 horas/año	Se determina mediante la contribución marginal de cada planta (con y sin) a la calidad de servicio predefinida. Para las energías solares y eólicas es una combinación entre: i) 95% a 99% de probabilidad de excedencia ii) Aporte de la metodología al LOLE, calculada mediante series de tiempo.	Portugal está en transición y todavía tiene un cargo por capacidad regulado	Se incorpora a precios en segmento horario.	Largo Plazo y a 1 año
PJM	b.	1 día promedio cada 10 años	ELCC Para centrales renovables, promedio de producción en horas de punta de los últimos 3 años	US\$ 51/KW-año	Pagada a través de comercialización, anualmente se asigna en base a la presencia en la demanda máxima durante las 5 horas de mayor demanda durante el verano (Jun. a Sept.).	Una licitación base por año y 3 subastas incrementales durante el año

Figura 1 Experiencias Internacionales

2.3 Comparación y Tendencias

Las experiencias internacionales analizadas en esta sección muestran una gran variedad de enfoques para los mecanismos de pago de potencia firme, no existiendo prácticamente dos iguales. Como primer punto, se observa que la tendencia actual es tener una meta de confiabilidad preestablecida, con la cual cuentan prácticamente todos los mercados europeos y norteamericanos, quedándose atrás Latinoamérica y en particular Chile. Se observa que la métrica más usada es la LOLE, que permite definir objetivos de suficiencia no sólo de la demanda de punta instantánea, sino que del conjunto de horas con probabilidad de energía no suministrada.

Respecto de la asignación individual de los “créditos de potencia” a cada tecnología, se observa que la tendencia es a la determinación de la contribución marginal de cada unidad, ya sea con métodos ELCC o derivaciones de este, usando métodos probabilísticos o de simulación.

Respecto a la prorrata entre demanda máxima y potencia firme inicial, en los mercados con cargo de capacidad regulado, sólo Chile y El Salvador consideran una prorrata simple, lo que puede llevar a sobredimensionar los ingresos de la tecnología marginal de potencia, como se discutirá más adelante. Este es un tema particularmente relevante, ya que en los mercados de cargo de capacidad regulado no basta con una correcta asignación de la potencia firme inicial, como podría ser el caso de los otros mecanismos estudiados, en donde se termina subastando y pagando lo realmente requerido por el sistema. Esta es una diferencia relevante cuando se comparan mercados sin tener en cuenta sus diferencias estructurales. En efecto, definir la correcta métrica puede ser suficiente en mercados tipo b. y c., pero no en los tipos a. y d. A ese respecto, Chile debiera compararse con estos últimos, que tienen estructura similar, y tomar las mejores prácticas de los otros, pero adecuadas a su estructura. Es por ello, que no hacer nada respecto de la prorrata, no parece una buena opción, dado el impacto que ella tiene en las correctas señales, como se verá más adelante.

En cuanto a los precios, y nuevamente considerando mercados comparables, Chile tiene precios más altos que Perú y menores que Bolivia y en el mismo rango que El Salvador. En este punto, es interesante el caso de Perú, que tiene precios más bajos y también una prorrata no uniforme para ajustar la potencia firme a la demanda máxima.

En Europa y USA, coexisten precios diversos, algunos de ellos muy bajos y otros comparables a Chile. Sin embargo, se debe tener cuidado, porque la mayoría de ellos son aplicados a cantidades distintas de la demanda de los consumidores. Asimismo, algunos de ellos son garantizados hasta por 15 años, lo que no es el caso de Chile. La correcta conclusión aquí dependerá si acaso la remuneración regulada es la adecuada para motivar la inversión en unidades de punta o no, o si está sobreremunerada, o subremunerada. En los mecanismos de subasta, la competencia entrega esa respuesta. Es por eso que Perú es un caso a mirar, porque dentro del mismo esquema de Chile, parece tener mejor asignación a la oferta y un precio a los consumidores más bajo.

En cuanto a los períodos de control, sólo los mercados de cargo regulados que tratan de emular a Boiteux lo tienen, destacándose que todos definen la hora de demanda máxima (Perú lo hace mensual) para definir la cantidad coincidente que debe pagar cada consumidor. De nuevo Chile se

aparta de esta conceptualidad, que tuvo en sus inicios, para transitar por un sistema de promedio de más horas, más propio de esquemas tarifarios que diferencien los períodos de tarifa de energía, lo que no es el caso de Chile. Se observa que los períodos de control en general son períodos de pocas horas, tanto en mercados regulados como en aquellos de subasta, cuando aplica.

3 REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL TAMAÑO Y TECNOLOGÍA DE LA UNIDAD DE PUNTA

El precio de nudo de la potencia de punta es clave en el sistema de precios chileno. Por el lado de la demanda, determina cuánto paga cada MW de potencia retirado para servir contratos, y al traspasarse a clientes, también determina lo que pagan la mayoría de ellos por la potencia que usan durante las horas de carga residual máxima dentro del periodo de control. Por el lado de la oferta, el precio de nudo de la potencia de punta determina cuánto recibe cada MW de potencia de suficiencia final.

La teoría y la ley eléctrica dicen que el precio de la potencia de punta debe ser igual al costo marginal de incrementar la capacidad instalada con el tipo de unidades generadoras más económicas para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda residual máxima anual. Sin embargo, varios indicios sugieren que el precio de nudo de la potencia de punta que calcula la CNE, alrededor de USD 7,5/ kW-mes, está bastante por encima de la anualidad que exige un inversionista. Así, el precio de nudo de la potencia no conversa con el costo de instalar la turbina diésel.

Un indicio de esta desconexión se obtiene descomponiendo el precio de nudo de la potencia en sus partes y analizando el costo de cada una. Como se puede apreciar en la figura, el precio de nudo de la potencia de punta se descompone en: (i) la anualidad de la turbina; (ii) la anualidad de la subestación necesaria para conectarla al sistema de transmisión; (iii) la transmisión necesaria para llegar al sistema de transmisión nacional; (iv) los costos de operación y mantención; (v) las pérdidas de transmisión; y (vi) el margen de reserva. Además, el monto de las anualidades depende de la tasa de descuento y de la vida útil de las instalaciones.

La última fijación arrojó que el precio de nudo de corto plazo era USD 7,5/kW-mes. La CNE llegó a este guarismo suponiendo que la manera más barata de suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual era con una turbina diésel de 70MW, cuyo costo de inversión estima igual a USD 553/kW. Además, la CNE supuso que la tasa de descuento era igual a 10 por ciento real. Sin embargo, los dos supuestos exageran el costo de instalar turbinas.

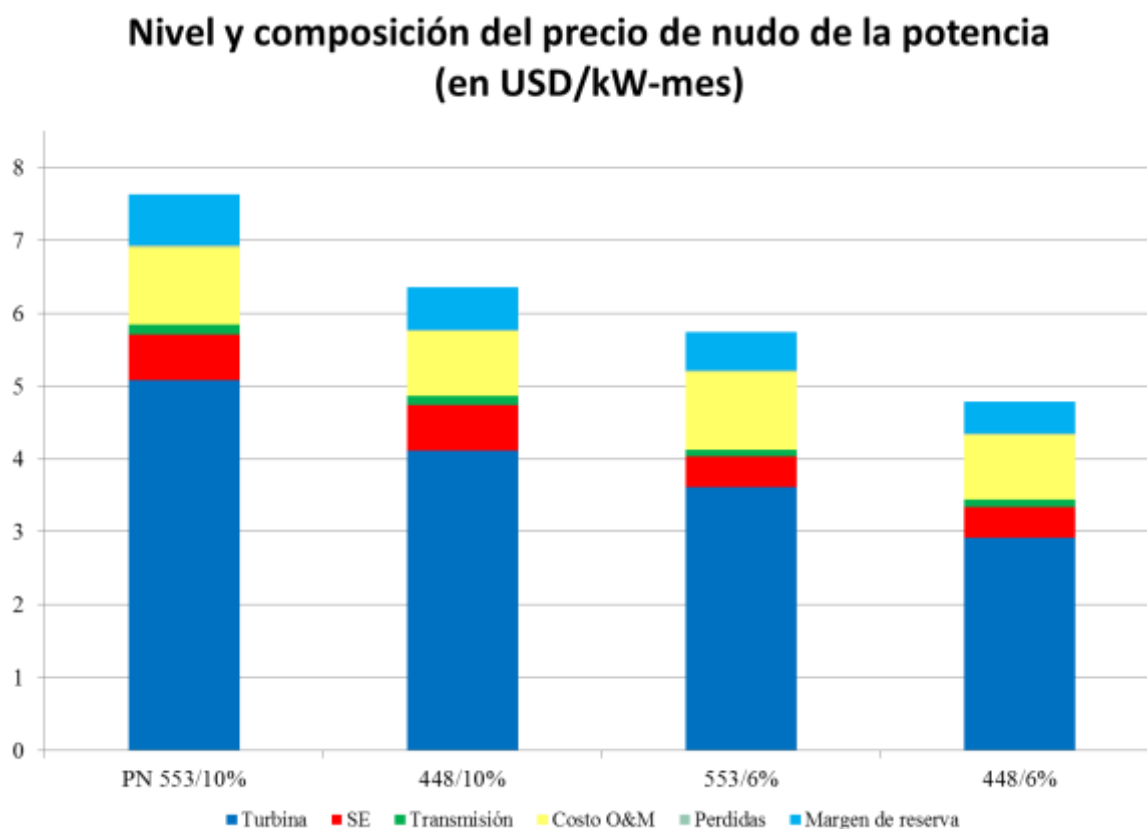


Figura 2: Nivel y composición del precio de potencia

En efecto, en su *Informe de costos de tecnologías de generación* de marzo de 2020, la CNE afirma que los desarrolladores de proyectos reportan que el costo de inversión en turbinas es considerablemente más bajo:

Así, para centrales térmicas diésel tipo grupos motor-generator se considera un costo de inversión de acuerdo a lo indicado por los desarrolladores de proyectos, que resulta en un costo de inversión referencial de 448 US\$/kW para esta tecnología

¿Cómo es posible que la misma CNE tenga estimaciones de costo de turbinas a gas menores de los que usa para calcular el precio de nudo de la potencia? El punto es que los estudios de la CNE muestran que existen economías de escala de cierta magnitud entre centrales de 70MW y 150MW, y luego entre centrales de 150MW y centrales de 300 MW. Una conclusión directa es que la CNE debería usar la turbina de al menos 150 MW para calcular el precio básico de la potencia.

A este respecto, cabe señalar que Perú, que tiene un sistema de tarificación de potencia similar a Chile, usa como tamaño óptimo 183 MW, teniendo una demanda máxima del orden de 7.000 MW, bastante inferior a la del SEN. Asimismo, estudios efectuados por el Ministerio de Energía el año 2017 ya recomendaban 150 MW como tamaño de la unidad de punta. En el SEN se sigue usando el valor de 70 MW, no obstante que, desde el último estudio de unidades de punta realizado, el sistema eléctrico nacional sufrió uno de los cambios topológicos más relevantes, esto es, la interconexión del SIC con el SING. Pese a este cambio, la unidad de referencia sigue siendo una

turbina diésel de 70 MW, mientras que la demanda máxima del sistema pasó de 7.789 MW (SIC, 2016) a 10.900 MW (SEN, 2020). La problemática de la definición del tamaño de la unidad de punta es particularmente relevante en el sistema chileno, en donde se paga toda la potencia instalada, transformada a potencia firme y calzada a la demanda mediante un ajuste prorrateado. Esta estructura impide remunerar sólo la capacidad de punta requerida, al contrario de lo que ocurre cuando se aplica un criterio de confiabilidad preestablecido, el cual determina la potencia requerida para dar la confiabilidad meta, no pagándose más que eso, construyéndose la denominada curva de potencia (ICAP) con la disposición a pagar, dada una calidad predefinida. En ausencia de esto, se debe definir cuidadosamente el tamaño de la turbina de punta. En la práctica, este tamaño no se ha modificado por al menos 10 años, manteniéndose en 70 MW, lo que ha llevado a que los agentes “aprovechen” las economías de escala antes mencionadas, hoy por hoy instalando unidades de punta de 150 MW y más, ganándose la diferencia entre ese valor unitario y el valor reconocido para una turbina más pequeña, aun cuando este valor se prorratee por el calce, como se explica más adelante. Esta reciente instalación es quizá el mejor testigo de que, como se mencionó, el tamaño de la turbina que usa la CNE no es el correcto.

Al mismo tiempo, la tasa de descuento del 10 por ciento es la misma que la CNE viene usando hace más de 30 años, a pesar que desde entonces las tasas de retorno exigidas por los inversionistas han caído fuertemente. Esta tasa está fijada por ley y es necesario un cambio de ley para que cambien las tasas de costo de capital que usa la CNE para fijar el precio de la potencia.

Como sea, la figura muestra la consecuencia de ajustar el costo de inversión a USD 448/kW y la tasa de descuento a 6 por ciento. Con el menor costo de inversión el precio de nudo sería poco mayor de USD 6/kW-mes. Si la tasa de descuento fuese igual a 6 por ciento, el precio de nudo caería a menos de USD 6/kW-mes. Y si se ajustaran ambos parámetros, el precio de nudo de la potencia de punta caería a menos de USD 5/kW-mes. A lo anterior se suma que el margen de reserva teórico de 10 por ciento no corresponde; los márgenes de reserva deberían imputarse a la cantidad de potencia, y no al precio.

Precio de nudo de la potencia en la barra de Alto Jahuel (desde abril de 2008 hasta abril de 2018, en USD/kw-mes)

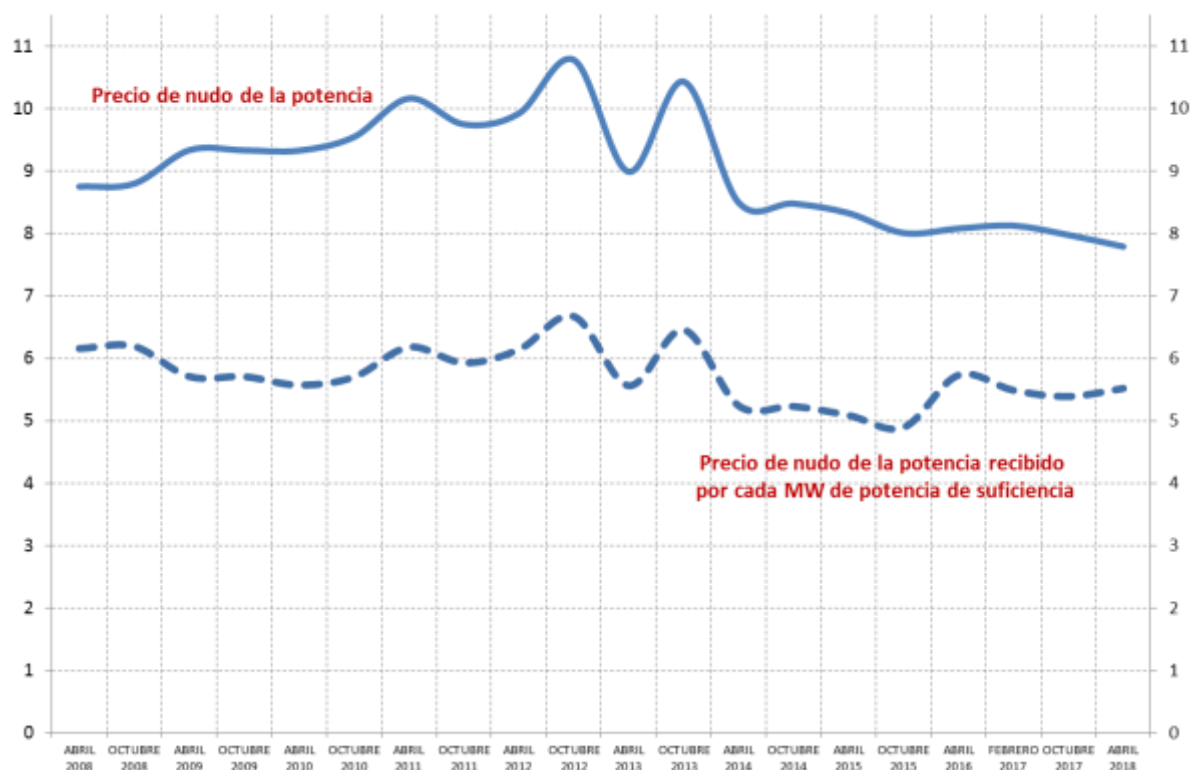


Figura 3: Precio de nudo de potencia

El segundo indicio de la desconexión entre el precio de nudo de la potencia de punta y el precio que exigen los inversionistas en una turbina lo muestra la figura. Ésta compara el precio de nudo que ha fijado la CNE, con el precio de nudo que ha recibido cada MW de potencia de suficiencia final después del ajuste a la demanda---el precio que recibe una inversión que sólo cobra potencia---. Se aprecia que hasta 2013 el precio después del ajuste rondó los USD 6/kW-mes y a partir de entonces apenas excede los USD 5/kW-mes. Sin embargo, existe clara evidencia que con el precio después del ajuste se continúa invirtiendo en turbinas y motores que rara vez funcionan y que sólo cobran potencia. Por ejemplo el último *Informe de precio de nudo de corto plazo* muestra que se están construyendo 375 MW de nueva capacidad. El hecho que se siga instalando capacidad es indicio de que el precio de nudo de la potencia de punta que la CNE fija excede con holgura al precio que es suficiente para remunerar inversiones en turbinas.

4 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL, ANÁLISIS Y PROPUESTA DE ASIGNACIÓN A LA OFERTA

En términos gruesos, actualmente en el mercado spot de potencia un generador recibe ingresos por una fracción de su aporte neto de potencia de suficiencia, igual a la razón entre la carga máxima del sistema y la potencia de suficiencia total.

La determinación de la potencia firme neta y definitiva, está reglada en el Reglamento Decreto 62/2006: “Reglamento de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción”. A su vez, las transferencias de potencia están normadas en la Norma Técnica Resolución 54/2016 (exenta): Norma Técnica de Transferencias de Potencia entre Empresas Generadoras de la CNE.

A cada unidad generadora se le asigna una Potencia de Suficiencia definitiva, en función de la incertidumbre asociada a su insumo principal y la indisponibilidad forzada de la unidad generadora e instalaciones que la conectan al sistema.

En el proceso de cálculo existe una Potencia Instalada, Potencia equivalente, Potencia de Suficiencia Inicial, Potencia de Suficiencia preliminar y una Potencia de Suficiencia Definitiva, como se describe en la figura siguiente.



Figura 4 Proceso cálculo Potencia Firme

Potencia Inicial:

Para unidades térmicas, la Potencia Inicial se determinará en base a la menor disponibilidad media anual observada para el Insumo Principal, para los últimos 5 años.

$$P_{ini} = P_{max}(IP) \times DispIP + P_{max}(IA) \times (1 - DispIP)$$

IP: Insumo Principal
IA: Insumo Alternativo

El valor Pini se topa a la Potencia Bruta de la unidad si corresponde.

En el caso de Autoprodutores, se consideran los excedentes debidamente verificados entre su producción y demanda máxima y se representan como una central de potencia igual a su excedente de potencia.

En el caso de unidades de fuente no convencional, el DS N°62 señala que la Potencia Inicial de dichas unidades, tales como geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, pequeñas centrales hidroeléctricas, cogeneración, etc. serán determinadas con los mismos procedimientos de las

unidades generadoras convencionales, en función del tipo de insumo que utilice. Es así como las centrales de biomasa y geotermia, tienen un procedimiento similar al de las centrales térmicas y las centrales hidráulicas pequeñas, similar al de las hidráulicas.

Por su parte, para centrales solares y eólicas, se considera la potencia máxima de la planta multiplicada por el menor valor entre:

- menor factor de planta anual de los últimos 5 años anteriores al año de cálculo;
- promedio simple de los factores de planta registrados para cada uno de los 52 mayores valores horarios de la curva de carga anual de cada sistema o subsistema para el año de cálculo.

El primero de estos factores suele ser más restrictivo que el segundo para los recursos fotovoltaicos, mientras que para las plantas eólicas no hay un valor que sea sistemáticamente menor que el otro. Para las centrales nuevas, que no disponen de datos durante los últimos 5 años, se aplica el factor de planta medio de las centrales de la misma tecnología y ubicadas en la misma zona.

Para centrales hidroeléctricas, se considera la estadística de caudales correspondiente al promedio de los dos años hidrológicos de menor energía afluente (“afluente seco”) y se diferencian según su capacidad de regulación.,

La potencia inicial de centrales hidráulicas sin capacidad de regulación es igual a la potencia equivalente al afluente seco promedio anual.

Para la potencia inicial de centrales hidráulicas con capacidad de regulación, se diferencia en:

- a. Centrales con capacidad de regulación diaria o superior. Central que cuenta con un embalse cuya capacidad máxima y el afluente seco le permite producir su potencia máxima al menos 24 horas continuas.
- b. Centrales con capacidad de regulación intra diaria. Central que cuenta con un embalse cuya capacidad máxima y el afluente seco no le permiten producir su potencia máxima al menos 24 horas continuas.

El cálculo se efectúa según lo descrito en figura siguiente:



Figura 5 Potencia Firme Inicial Centrales Hidráulicas

En donde Energía inicial (Eini) es igual al promedio de la energía embalsada al 1 de abril, durante los últimos 20 años, incluido el año de cálculo

Si existen centrales con capacidad de regulación aguas arriba se suma a la capacidad de regulación de la central aguas abajo.

El siguiente paso es comparar la potencia inicial de cada unidad generadora con su Potencia Equivalente, que se obtiene a partir del promedio ponderado de los estados deteriorados y estados disponibles. Para estos efectos, se deberá realizar el cociente que resulte de la potencia registrada de la unidad generadora en el estadio operativo respectivo por la duración del mismo, y el tiempo total del período de cálculo en que la unidad estuvo en dichos estados. La potencia equivalente corresponde al promedio anual en el año de cálculo.

Se determina una nueva potencia inicial igual al mínimo entre Potencia Inicial y Potencia Equivalente.

A continuación se efectúa el cálculo de la Potencia Preliminar, mediante un modelo probabilístico determinado por el Coordinador, el cual considera la Potencia Inicial, indisponibilidad, periodo de mantenimiento y consumos propios de cada unidad.

Los mantenimientos mayores, podrán realizarse en cualquier período del año y no afectarán la indisponibilidad forzada de la unidad, siempre que se realicen dentro de los plazos establecidos en el programa de mantenimiento mayor vigente. Si los mantenimientos se alargan, las diferencias se acumulan en el índice de indisponibilidad forzada.

Aquellos eventos o contingencias externas que se produzcan en instalaciones de generación o transmisión que no estén asociadas a la unidad generadora, no se computan con cargo a la indisponibilidad forzada de la unidad.

En general, y dado que la Potencia de Suficiencia Inicial del sistema es habitualmente mayor a la Demanda de Punta, el modelo probabilístico aproxima la Potencia de Suficiencia Preliminar de cada unidad "i" a su $Pini \times (1 - IFOR_i)$, siendo $IFOR_i$ la indisponibilidad de la unidad i.

Finalmente, la Potencia de Suficiencia Definitiva para cada unidad generadora corresponderá a la Potencia de Suficiencia Preliminar prorrateada por un factor único para todas las unidades

generadoras, de manera que la suma de la Potencia de Suficiencia Definitiva de las unidades generadoras sea igual a la Demanda de Punta del sistema, calculada esta última como el promedio de las 52 demandas máximas del sistema en todo el año de cálculo. El factor de ajuste antes mencionado corresponde entonces a:

$$\frac{D_{punta}}{\sum P_{suf_{prel}}}$$

Se verifica que la Potencia de Suficiencia definitiva resultante pueda transitar por el Sistema de Transmisión que corresponda, caso contrario, ésta será reducida hasta que desaparezca la congestión, aumentando de manera proporcional la potencia de suficiencia definitiva de las restantes unidades generadoras que participan del cálculo.

Es interesante destacar que la actual forma de cálculo de potencia firme no siempre fue así en el sistema chileno. En efecto, en sus orígenes en el año 1985 (DS N°6), se definieron los principios de cálculo de potencia firme, definiéndola como la potencia que es capaz de entregar una central generadora durante las horas de mayor demanda del sistema eléctrico con un elevado nivel de seguridad, de manera que la seguridad a nivel sistema estuviera en el rango de 95% a 98% de probabilidad de excedencia, que si bien no era una meta de confiabilidad, sino más bien un resultado, consideraba cierta métrica, la cual en los sucesivos cambios se fue perdiendo, al punto que la metodología actual no cuenta con métrica de diseño ni tampoco como resultado, pagando potencia de suficiencia a todo el parque instalado, ajustando al final por el factor de ajuste descrito.

Asimismo, el método del año 1985 buscaba emular a Boiteux, igualando la demanda máxima de potencia de punta definida como la máxima instantánea del año con la disponibilidad de potencia firme, para evitar la existencia de excedentes.

El método reconocía que la potencia firme de un sistema eléctrico es una variable aleatoria, dado que los equipos de las centrales están expuestos a fallas y la disponibilidad de insumos también es aleatoria, lo que se reflejaba en un proceso de convolución para las centrales térmicas, considerando su probabilidad de falla, y una colocación sistémica de todos los recursos en la curva de carga, para reflejar correctamente los atributos de regulación de las centrales de embalse, lo que hoy podría extenderse a otras tecnologías de almacenamiento.

En ese proceso de colocación o llenado de una curva de duración de la carga del consumo durante el período Abril a Septiembre de cada año (4392 horas), los excedentes se asignaban de una manera más eficiente, ya que las centrales de punta se prorrateaban en la diferencia entre la punta instantánea y la demanda media del bloque de punta, con lo cual no existía un factor d ajuste único, y en cambio, se reconocía la eficiencia de unas unidades sobre otras, de una manera análoga a lo que se hace hoy en Bolivia, por ejemplo.

Como se indicara anteriormente, el método actualmente en uso en Chile para la determinación de la potencia de suficiencia no incorpora un objetivo de confiabilidad (LOLP o LOLE), y más bien es una aproximación al valor de la potencia media de las centrales generadoras, en condiciones de baja disponibilidad de insumo primario, puesto que en su cálculo no existe ninguna conexión con una confiabilidad objetivo para el sistema eléctrico.

Esto genera un exceso de potencia de suficiencia preliminar que no es coherente con aplicar una confiabilidad objetivo. Adicionalmente, el ajuste uniforme termina premiando a aquellas unidades que se vieron menos afectadas en el cálculo de sus potencias medias en condiciones de insumo primario bajo, que son precisamente las unidades de punta en el margen.

Como por otro lado, los consumidores pagan exactamente lo que consumen a un precio determinado administrativamente (el precio de la potencia), no se permite que el mercado refleje en el precio a los clientes el costo de suministro de potencia. En la práctica, esto significa que si el precio básico de la potencia se sobre-estima, el sistema sobre-instalará capacidad reduciendo el precio efectivo que perciben los generadores por su potencia de suficiencia, pero sin afectar el precio que ven los clientes.

En efecto, si como ocurre en Chile y se vio líneas arriba, el precio regulado de la potencia excede al costo de capital de una turbina diésel, el resultado es que se sobreinvierte y durante la hora de carga residual máxima del sistema hay abundante potencia ociosa. Los generadores no se benefician con el precio alto, porque la entrada excesiva diluye sus rentas. Los consumidores, en tanto, se ven obligados a pagar en exceso por cada unidad de potencia que usan durante la hora de carga máxima durante el periodo de control. Este precio distorsionado estimula a los consumidores para que ahorren potencia durante el periodo de control deteniendo las plantas o bien echando a andar motores diésel, a pesar de que durante esas horas el sistema no está operando cerca de su capacidad total de potencia.

En el siguiente capítulo se estimará la magnitud del exceso de precio que los consumidores pagan relativo a un mercado de intercambios bilaterales de potencia. Esta magnitud se usará posteriormente para estimar el costo social de la distorsión en el mercado de la potencia y su efecto sobre la productividad de los clientes.

En cuanto a la asignación a la oferta, a continuación se presenta una a propuesta de modificación normativa para incorporar una señal de eficiencia que evite la sobre instalación de unidades destinadas principalmente a la entrega de potencia.

El punto de partida de esta propuesta para determinar la potencia firme es que, al contrario de la metodología vigente, se parte de un criterio de confiabilidad preespecificado para la operación del sistema, determinando entonces la potencia firme preliminar o inicial de las centrales hidroeléctricas, unidades térmicas y centrales de energías renovables que cumplan en conjunto con este criterio de confiabilidad preestablecido.

Como medida o métrica de confiabilidad se propone usar la LOLE, ya que en sistemas en que la carga residual máxima viene dada más en las horas en que faltan los recursos primarios que por alta demanda máxima, como es el caso de Chile, esta métrica es más adecuada, ya que no sólo da cuenta del objetivo de suficiencia de la demanda de punta instantánea, sino que del conjunto de horas con probabilidad de energía no suministrada. Adicionalmente, como se viera en la experiencia internacional, esta métrica es la más usada.

La metodología propuesta es una de las variantes de ELCC, según se explica a continuación:

- **Paso 1: Cálculo Potencia Firme Preliminar o Inicial**

a) Centrales Térmicas

- Determinar la máxima demanda, D_{GT}^{Max} que el parque de generación térmico puede abastecer tomando en cuenta la ocurrencia de fallas en las unidades de generación y una ENSS máxima de acuerdo al objetivo de LOLE impuesto (la relación LOLE y ENSS depende de la forma de la curva de carga), utilizando un algoritmo de convolución, como lo fue en los inicios en el sistema chileno.
- Se repite el estudio de confiabilidad, considerando que la unidad térmica para la cual se desea determinar la potencia firme preliminar no pertenece al sistema térmico. El resultado será un nuevo valor para la demanda máxima (utilizando el mismo criterio de confiabilidad) D_{gt}^{Max} , donde gt es la unidad térmica cuya potencia firme preliminar se está calculando.
- La Potencia Firme Preliminar para la unidad térmica t se determina como la diferencia entre los valores de la demanda máxima calculadas en los pasos anteriores, con un máximo igual a la Capacidad efectiva del generador evaluado.

$$PFP_{gt} = \min\{Pef_{gt}; D_{GT}^{Max} - D_{gt}^{Max}\}$$

Donde gt representa cada una de las unidades pertenecientes al parque de generación térmica.

- Una vez que se determina la potencia firme preliminar para todas las unidades térmicas a través de los pasos (ii) y (ii) anteriores para cada unidad, se ajusta la potencia firme preliminar de forma proporcional de forma que la suma de las potencias firmes preliminares de todas las unidades cuadre con la demanda garantizada por todas las centrales térmicas D_{GT}^{Max} .

b) Centrales Hidroeléctricas y Centrales de Energía Renovable

El valor para la Potencia Firme Preliminar o Inicial (PFP) de cada central hidroeléctrica o de energía renovable se determina considerando una configuración de referencia para el parque instalado de generación chileno. Esta configuración de referencia se caracteriza por una ENSS igual al criterio de confiabilidad preestablecido para la operación del sistema.

De forma similar al procedimiento para determinar la PFP de centrales térmicas, el procedimiento para hidroeléctricas y renovables sigue los siguientes pasos:

- Determinar la configuración de referencia para el parque de generación de Chile, como la configuración para la cual la ENSS es igual al valor preestablecido.
- Determinar la demanda máxima de referencia (D_R^{Max}), en MW, como la demanda máxima que el parque de generación de la configuración de referencia pueda suministrar.
- Determinar la producción esperada para cada una de las centrales hidroeléctricas y renovables consideradas en la configuración de referencia, como la generación

hidroeléctrica o renovable promedio en el período crítico (período de mayor energía no suministrada) y que será denominada E_{gh}^{crit} ;

- iv. Se repite el cálculo de la demanda máxima considerando que la central hidroeléctrica (o grupo de centrales en el caso de centrales en cadena) o renovable no pertenece a la configuración de referencia. El resultado será una nueva estimación para la máxima demanda de referencia D_{ch}^{Max} , sin considerar el grupo de centrales que se desea estimar la potencia firme preliminar.
- v. La potencia firme preliminar inicial de la central hidroeléctrica (o grupo de centrales en el caso de centrales en cadena) o renovable, se calcula como la diferencia entre los valores de demanda máxima calculada en ii) y la demanda máxima estimada cuando la central hidroeléctrica (o grupo en caso de cadenas) no está considerada, es decir:

$$PFP_{ch} = \text{Min}\{PDis_{ch}, D_R^{Max} - D_{ch}^{Max}\}$$

Donde ch indica una central hidroeléctrica, cadena hidroeléctrica o renovable y $PDis_{ch} = \sum_{h \in H_{ch}} PDis_h$ (suma de la potencia disponible de las centrales que pertenecen a la cadena hidroeléctrica ch).

- vi. Una vez determinada la potencia firme preliminar para las centrales hidráulicas, cadenas hidroeléctricas y renovables en función de la diferencia de demanda máxima CON y SIN las centrales, se calcula la potencia firme preliminar para dichas centrales en función de la generación de las centrales en el período crítico (la energía no servida es mayor que cero), es decir:

$$PFPI_{gh} = PFP_{ch|gh \in H_{ch}} \times \frac{E_{gh}^{crit}}{\sum_{h \in H_{ch}} E_h^{crit}}; \forall gh$$

Donde H_{ch} es el conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la cadena ch y E_h^{crit} es la energía producida por la central hidroeléctrica en todas las semanas con energía no servida mayor que cero.

c) Contribución de los embalses a la potencia firme

- i. Determinada la potencia firme preliminar inicial para cada una de las centrales hidroeléctricas, se debe determinar, utilizando el mismo procedimiento de simulación CON y SIN, la contribución de cada uno de los embalses a la potencia firme. El procedimiento es bastante similar al anterior y los pasos se detallan a continuación:
- ii. Sea (D_R^{Max}) , en MW, la demanda máxima de referencia calculada por el procedimiento de cálculo de la potencia firme preliminar inicial de las hidroeléctricas.
- iii. Repita el cálculo de la demanda máxima considerando que cada uno de los embalses (uno a la vez) no pertenece a la configuración de referencia, es decir, considere $V_{emb}^{max} = V_{emb}^{min} = 0$, donde emb indica el embalse considerado. El resultado será una nueva estimación para la máxima demanda D_{emb}^{Max} , sin considerar la contribución del embalse a la potencia firme.

- iv. La contribución del embalse emb a la potencia firme se estima por la diferencia entre las demanda máxima calculadas en los pasos anteriores, es decir:

$$PFP_{emb} = D_R^{Max} - D_{emb}^{Max}$$

Donde emb indica el embalse.

- v. La contribución de los embalses se suma a la potencia firme de la central a la cual pertenece el embalse hasta completar su Capacidad Efectiva y se asigna entre todas las centrales hidroeléctricas en proporción a la potencia firme preliminar inicial, es decir:

$$PFP_{gh} = PFP_{I_{gh}} - \sum_{emb} PFP_{emb} \times \frac{PFP_{I_{gh}}}{\sum_h PFP_{I_h}} + \sum_{emb \in H_{ch}} PFP_{emb}$$

- vi. Caso la PFP_{gh} de una central hidroeléctrica, considerando lo indicado en v) exceda la capacidad efectiva de la central, el excedente será “devuelto” a todas las centrales hidroeléctricas también en la proporción de la potencia firme preliminar inicial⁶.

- **Paso 2: Potencia Firme Final**

Una vez determinadas las Potencias Firmes Preliminares, el paso siguiente consiste en ajustar la sumatoria de las potencias firmes preliminares a la demanda máxima.

Como se indicara antes, este ajuste es requerido en los mercados con tarifa en dos partes y cargo de capacidad regulado, en los cuales no basta con una correcta asignación de la potencia firme inicial,

Para efectuar el ajuste mencionado, existen al menos 4 posibilidades para hacerlo:

- Ajustar la totalidad de las potencias firmes preliminares (iniciales) a la demanda mediante un despacho de centrales. Esta opción tiene el “desperfecto” que mezcla el despacho con el atributo de Potencia Firme, cosas que de acuerdo a lo explicado son independientes. Asimismo, esto puede llevar a un comportamiento no adecuado de los agentes, que podrían pensar en declarar precios de combustibles artificialmente bajos para ganar más Potencia Firme. La ventaja de esta metodología es que asigna con un criterio económico, en el sentido que prioriza los pagos por potencia firme a unidades más eficientes.
- Ajustar la totalidad de las potencias firmes preliminares a la demanda mediante un ajuste proporcional de todas las potencias firmes preliminares. Esta metodología que es la actualmente usada en Chile y El Salvador solamente, es más simple y elimina el efecto indeseado indicado para la opción a), sin embargo carece de criterio económico.
- Ajustar la totalidad de las potencias firmes preliminares a la demanda mediante un ajuste que consiste en determinar la diferencia entre la sumatoria de todas las potencias firmes y la

6 La contribución de los embalses está distribuida en todas las centrales hidroeléctricas, es decir, un embalse puede regular tanto la producción de las hidroeléctricas que están aguas abajo del embalse, como también almacenar energía de una hidroeléctrica en un período para aumentar la producción de energía en el futuro y, con esto, aumentar la potencia firme.

demanda máxima, la que se denominará Exceso. Este Exceso se descuenta a cada central por un despacho de mérito, con base en el costo variable de las centrales (centrales hidroeléctricas se asume costo variable cero). Esta metodología es más simple y elimina el efecto indeseado indicado para la opción (a), pero mantiene el criterio económico.

- d) Efectuar una subasta en que cada central puede ofertar hasta un máximo equivalente a su potencia firme preliminar, a un precio que como máximo es el precio de potencia vigente. Esta opción es a juicio del consultor la más eficiente, y por tanto recomendada, pero requiere cambios en la Ley.

Entendiendo que la opción d) puede ser difícil de implementar en el presente momento, se propone la opción (c).

$$Exceso = \sum_i PFP_i - DM$$

El Exceso se descuenta de las centrales por un despacho por orden de mérito con base en los costos variables de cada central hasta que la Potencia Firme Inicial sea igual a la demanda máxima – DM. Sea CV_* el costo variable de la central “marginal” para el exceso de potencia firme, el descuento se escribe como:

$$Descuento_i = \begin{cases} PFP_i, \forall i \mid CV_i > CV_* \\ Exceso - \sum_{j \mid CV_j > CV_*} PFP_j, i \mid CV_i = CV_* \\ 0, \forall i \mid CV_i < CV_* \end{cases}$$

En caso de que exista más de una central con $CV_i = CV_*$, el Descuento será prorrateado entre todas las centrales con el mismo costo en función de su potencia firme.

Aplicando los descuentos descritos anteriormente, se obtiene para cada central i , la Potencia Firme ajustada a la demanda máxima que se denominará Potencia Firme Final igual a:

$$PFF_i = PFP_i - Descuento_i$$

- **Paso 3: Potencia Firme Final considerando las restricciones operativas**

Para determinar la potencia firme final, se debe considerar expansiones, restricciones de transmisión y restricciones operativas. Para esto se propone solucionar un problema de flujo de potencia óptimo para la hora de máxima carga residual para intervalos definidos con base en los eventos (básicamente salidas/entrada en operación equipamientos de generación/transmisión por mantenimientos o expansión).

5 ANALISIS CRÍTICO DEL ACTUAL PERÍODO DE CONTROL DE PUNTA Y PROPUESTAS DE MEJORA

5.1 El Cargo por Potencia como Señal de Precio

Como se dijo, la finalidad del precio de la potencia es que los consumidores paguen el costo marginal de expandir el sistema durante la hora de carga residual máxima, y que la oferta reciba el costo marginal de expandir la capacidad durante aquellas horas que el sistema la necesita. Se puede demostrar que, de ser así, el sistema eléctrico se adapta a la demanda, minimiza el costo total de proveer la energía y potencia demandadas, y la cantidad de energía y potencia que usa cada cliente es la eficiente: es decir, la cantidad de potencia de suficiencia instalada es la mínima necesaria para suministrar la potencia demandada a la calidad de servicio impuesta en el sistema adaptado a la demanda.

Sin embargo, para que ello ocurra es necesario que la cantidad de potencia demandada por cada consumidor se compute coincidentemente con la hora de carga residual máxima del sistema; y que, al mismo tiempo, el aporte de potencia de cada generador se mida a la misma hora. La práctica está lejos de lo necesario para que el precio de la potencia cumpla esta función de dar señales adecuadas a la oferta y a la demanda.

En efecto, y como ya se ha dicho varias veces, por el lado de la oferta, no hay una meta de confiabilidad y, por lo tanto, no se mide el aporte de cada tecnología a la confiabilidad durante las horas de carga residual máxima. Al mismo tiempo, y como se vio, el precio que fija la CNE excede con holgura al precio que los inversionistas requieren para invertir en turbinas diésel y eso ha llevado a una gran sobre instalación de turbinas diésel, la que continúa aumentando.

Por el lado de la demanda, el tema de esta sección es que la cantidad de potencia que usa cada consumidor se computa durante horas que no necesariamente coinciden con las horas de carga residual máxima. Las distorsiones descritas implican que los consumidores tienden a ahorrar potencia cuando el sistema no la necesita. En esta sección describimos el mecanismo de cobro de la potencia y mostramos por qué las horas de cobro por uso de potencia no coinciden con las horas de carga residual máxima.

Para entender cómo funciona el cargo por potencia y diagnosticar sus defectos, es conveniente estudiar la figura 6, que describe el mercado spot de la potencia; y la figura 7 que describe además los flujos generados por los contratos o tarifas reguladas que deben pagar Clientes Libres, Clientes Regulados y consumidores regulados (le recomendamos al lector estudiar las dos figuras porque entre otras cosas resumen, explican y definen la nomenclatura que se usa para regular los cargos por potencia)⁷.

El cargo por potencia genera tres intercambios.

⁷ En las figuras y en el texto se señala con mayúsculas aquellos términos que se definen en algún decreto, reglamento o norma técnica, los que se cita cuando corresponda. Téngase en cuenta que, en la práctica, las definiciones no son completamente consistentes entre decretos, reglamentos y normas técnicas.

Primero: el intercambio en el mercado spot, entre los generadores que “inyectan” y venden y aquellos generadores que “retiran”; este es el mercado spot de la potencia.

Segundo: la venta de potencia de los generadores que la retiran a sus Clientes Regulados y Libres que la compran mediante contratos.

Tercero: la venta de potencia de las distribuidoras a los consumidores regulados y a Clientes Libres dentro de la zona de concesión que la distribuidora sirva⁸.

⁸ El significado de “Cliente” lo define la *Norma técnica de transferencias de potencia entre empresas generadoras*, Santiago, Comisión Nacional de Energía, 2016, p. 6.

Como se explica en la figura 6 un consumidor regulado abastecido desde la red de distribución *no* es Cliente. Son Clientes Regulados las empresas de distribución y un consumidor de potencia conectada inferior o igual a 5.000 kW abastecido desde instalaciones de generación o transmisión. Son Clientes Libres aquellos consumidores de electricidad cuyas barras de consumo son abastecidas directamente desde el Sistema de Transmisión Nacional, o a través de alimentadores de uso exclusivo desde barras de media tensión de subestaciones primarias de distribución; o un consumidor de potencia conectada superior a 500 kW e inferior o igual a 5.000 kW, que opte por un régimen de precio libre.

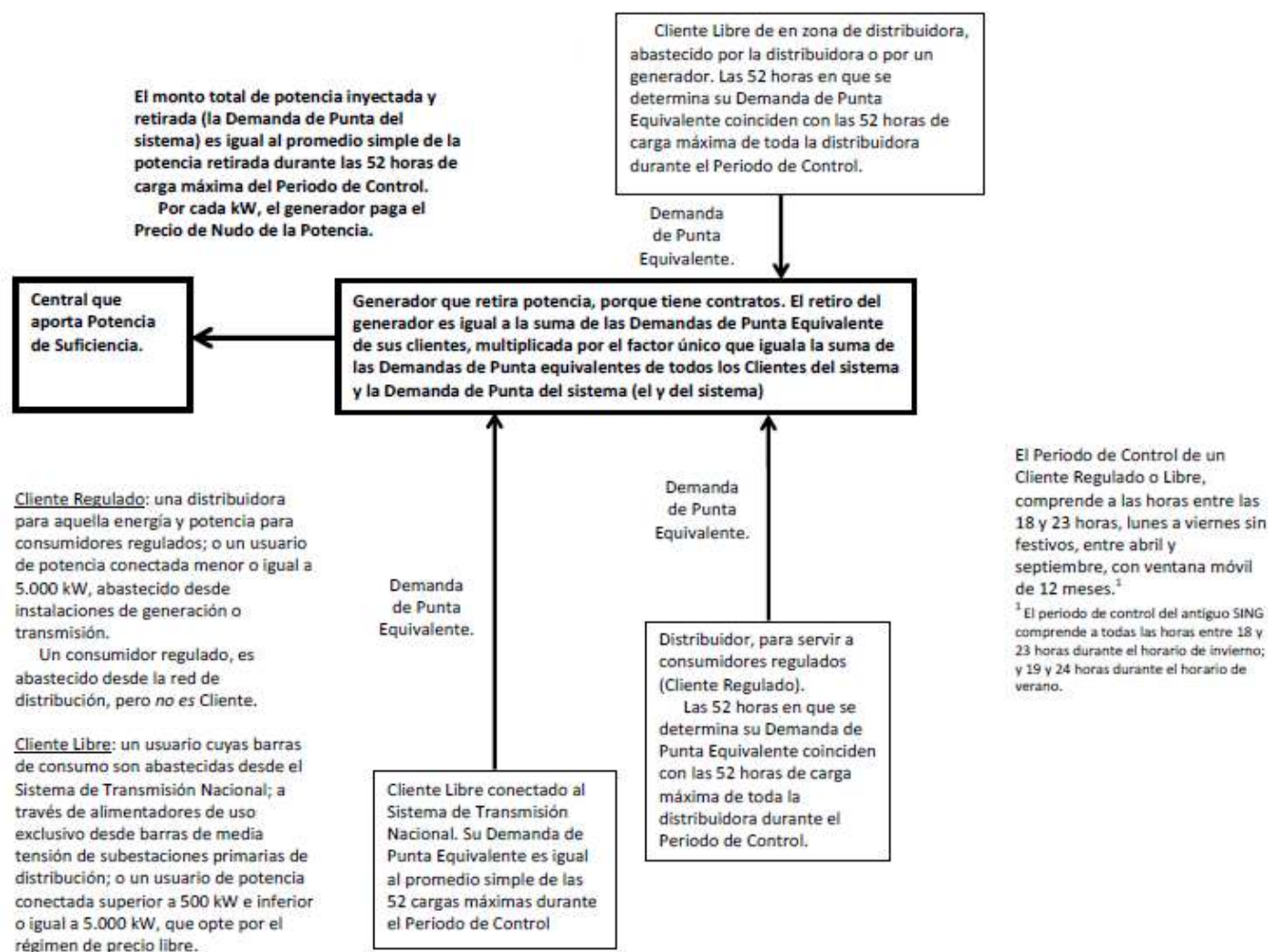


Figura 6 El mercado spot de la potencia en Chile

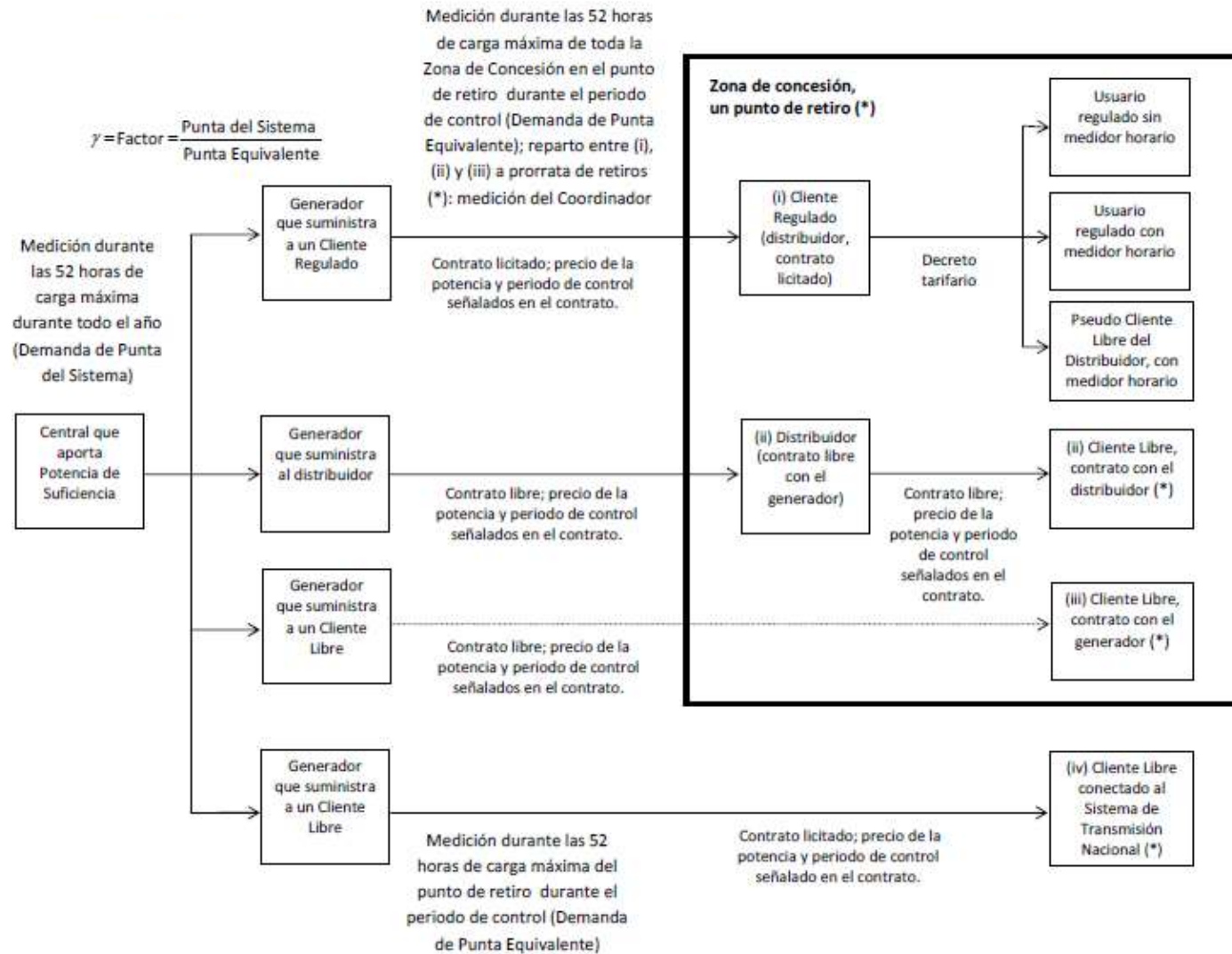


Figura 7 Flujos generados por contratos

La principal conclusión es que el cargo por potencia chileno no vincula correctamente a las tres partes.

El mecanismo de remuneración de potencia se aplica suponiendo que las horas de carga residual máxima coinciden con las horas de carga máxima Aunque en sistemas hidrotérmicos las horas de carga máxima son una buena aproximación de las horas de carga residual máxima, no es así en sistemas con alta participación de energías renovables intermitentes como el viento y, sobre todo, el sol. Las horas en que los generadores venden potencia en el mercado spot, no coinciden con las horas en que retiran potencia para abastecer clientes Las horas durante las que el Coordinador calcula la cantidad demandada de potencia de suficiencia (el promedio simple de las 52 horas de carga máxima de todo el año, definida como la Demanda de Punta del sistema), no coinciden con las horas en que los generadores retiran potencia para sus clientes (el promedio simple de las 52 horas de carga máxima durante el Periodo de Control en cada punto de retiro). Así, las horas en que se calcula la demanda de Punta del Sistema, los retiros de los generadores y la cantidad de potencia retirada, no son las mismas.

Las horas en que los generadores retiran potencia durante el Periodo de Control difieren entre puntos de retiro Al mismo tiempo, el Coordinador determina los retiros de potencia calculando el promedio simple de las 52 cargas máximas durante el Periodo de Control *en cada punto de retiro*. Así, las 52 horas de carga máxima durante el Periodo de Control difieren entre puntos de retiro. Por lo tanto, la suma de las cargas máximas no coincide con las 52 horas de carga máxima de todo el sistema durante el Periodo de Control. Por lo mismo, el retiro que se le atribuye a un cliente no se calcula durante las mismas 52 horas en las que se calcula el retiro de otro cliente distinto.

Las horas en que cada Cliente Libre y consumidores regulados pagan por la potencia no coinciden con las horas en que el sistema requiere la potencia. Por último, las horas en que generadores y distribuidores le cobran la potencia a sus Clientes Libres; las horas en que los generadores le cobran la potencia a sus Clientes Regulados (los retiros de las distribuidoras para servir a consumidores regulados); y las horas en que las distribuidoras cobran potencia a sus consumidores regulados, no coinciden con las horas de mayor carga residual *del sistema*, que es la hora en que la que los consumidores de potencia debieran evaluar el costo de las acciones para ahorrarla⁹.

Estas desconexiones implican que el cargo por potencia no puede cumplir su finalidad---cobrar por el uso de potencia durante las horas en que los consumidores deberían ahorrarla y los generadores aportarla. Por la misma razón, el cargo por potencia ni siquiera cobra por el uso de potencia durante las horas de carga máxima, sea durante el Periodo de Control, sea durante todas las horas del año.

5.1.1 Primera desconexión: el mercado spot de intercambios entre generadores

El mercado spot de potencia: Conviene partir describiendo el mercado *spot*. Como se puede apreciar en la Figura 6, la cantidad retirada de potencia es igual al promedio simple de la potencia retirada durante las 52 horas de carga máxima del sistema; ésta es la Demanda de Punta del sistema¹⁰. Por lo tanto, si

⁹ Para no agotar al lector, no se menciona el hecho que todo debería calcularse durante la hora de carga residual máxima.

¹⁰ La Demanda de Punta del sistema la define el DS N°62, 2006, Artículo N°13b.

ese promedio es igual a P^D y el precio de la potencia es π , el pago total que reciben los generadores que aportan potencia es igual a

$$\pi \cdot P^D. \quad (1)$$

Así, si la potencia de suficiencia instalada es $P^S > P^D$, se remunera solamente P^D o una fracción

$$\alpha \equiv \frac{P^D}{P^S}. \quad (2)$$

Nótese que a P^S se le llama “potencia de suficiencia preliminar”, para señalar que el cálculo es antes del ajuste mediante el α del sistema. A P^D , que coincide con la Demanda de Punta del sistema, la carga máxima del sistema durante el año, se le llama “potencia de suficiencia final”, para señalar que es después del ajuste. El resto de la potencia de suficiencia que aportan los generadores (la fracción $1 - \alpha$ de P^D) no recibe pago.

El precio de la potencia: como se vio, el Precio de Nudo de la Potencia π , lo fija el regulador. Es igual a la anualidad de una turbina diésel nueva instalada y conectada al sistema de transmisión, valorada a precio de mercado.

El reparto del ingreso por potencia: Por el lado de la oferta, el α del sistema observado cada año se usa para ajustar la potencia de suficiencia preliminar de cada central. Vale decir, si la potencia de suficiencia que aporta una central es P^S y $\tilde{\alpha}$ es el α del sistema observado ese año, la central recibe $\tilde{\alpha} \pi P^S$. Así, la potencia de suficiencia de cada central se ajusta en la misma proporción---la proporción necesaria para agotar el pago de potencia de los retiros, dado por (1).

Retiros de potencia Como se vio, P^D es la cantidad retirada de potencia. Ahora bien, cada retiro tiene asociado a un Cliente. Tal como se muestra en la figura 7, éste puede ser un distribuidor (Cliente Regulado), un Cliente Libre en zona de distribuidora, o un Cliente Libre conectado al Sistema de Transmisión Nacional. Sumando los retiros de cada Cliente del generador se obtiene el retiro del generador. Por lo tanto, podría parecer que, la cantidad $\pi \cdot P^D$ debería repartirse entre los generadores a prorrata del promedio de sus retiros durante las 52 horas de carga máxima del sistema durante todo el año. Sin embargo, eso no es así.

En efecto, para calcular los retiros de un generador se suman los retiros de cada uno de sus Clientes Regulados y Libres, las así llamadas Demandas de Punta Equivalente de cada Cliente¹¹. Sin embargo, el Coordinador registra la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente durante el Periodo de Control de punta¹². Como se explica en la figura 6, el Periodo de Control de punta comprende a todas las horas entre las 18 y 22 horas, lunes a viernes, sin festivos entre abril y septiembre¹³. En el antiguo SING, el Periodo de Control comprende a todas las horas entre las 18 y 22 horas durante el horario de invierno y 19 y 23 horas durante el horario de verano durante todo el año¹⁴. Por lo tanto, el horario en que se registran los retiros de los Clientes de cada generador no coincide con el horario en que se

¹¹ La Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente la define el DS N°62, 2006, Artículo N°65.

¹² Nótese que el Coordinador conoce exactamente el retiro de cada Cliente, porque tiene acceso directo a la información generada por cada uno de los medidores horarios.

¹³ Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente: el promedio de los 52 registros físicos máximos observados durante el período de control de punta que se establezca en el Decreto que fija los Precios de Nudo de Corto Plazo.

¹⁴ Cada seis meses la CNE decreta cuál es el Periodo de Control, en el Decreto de Precio de Nudo de Corto Plazo.

determina P^D , la Demanda de Punta del sistema. Así, la suma de las Demandas Equivalentes, llamémosla P^{eq} , no coincide con P^D . Esta es la primera desconexión entre la oferta de potencia y la demanda.

Al mismo tiempo, y a pesar de que las horas en que se computan P^{eq} y P^D no coinciden, los generadores que retiran pagan en total πP^D , a prorrata de su participación en P^{eq} . Para igualar la suma de los retiros con P^D , y tal como se puede apreciar en la figura 6, el retiro de un generador, que es igual a la suma de las Demandas de Punta Equivalente de sus clientes, se multiplica por el factor único que iguala la suma de las Demandas de Punta equivalentes de todos los Clientes del sistema y la Demanda de Punta del sistema.

En efecto, si la suma de las Demandas de Punta Equivalente de los clientes del generador i es igual a p_i^{eq} , la suma de todas las Demandas de Punta Equivalente de todos los clientes del sistema es igual a

$$P^{eq} \equiv \sum_{i=1}^n p_i^{eq}. \quad (3)$$

De esta forma, el retiro del generador i es igual a

$$\frac{P^D}{P^{eq}} \cdot p_i^{eq} \equiv \frac{P^D}{\sum_{i=1}^n p_i^{eq}} \cdot p_i^{eq}. \quad (4)$$

En adelante al factor único, que es igual a la fracción

$$\frac{P^D}{P^{eq}} \equiv \frac{P^D}{\sum_{i=1}^n p_i^{eq}}$$

Se denominará “el del sistema”, el cual también se señala en la figura 7.

En resumen, de acuerdo con el Coordinador, el procedimiento para determinar los retiros de cada generador consiste en lo siguiente¹⁵:

- El Coordinador calcula las ventas totales de potencia de los generadores, iguales al promedio simple de las 52 horas de carga máxima de todo el año (la Demanda de Punta).
- El Coordinador calcula los retiros de potencia de cada generador calculando la Demanda de Punta Equivalente de cada uno de sus Clientes Regulados y cada uno de sus Clientes Libres.
- El retiro por cuenta de cada Cliente es igual a la Demanda de Punta Equivalente multiplicada por el factor único que iguala la suma de las Demandas de Punta Equivalentes de todos los Clientes del sistema y la Demanda de Punta del Sistema. El retiro de cada generador es igual a la suma de los retiros por cuenta de cada uno de sus clientes.

5.1.2 Segunda desconexión: las Demandas de Punta Equivalentes no son coincidentes

Anteriormente se indicó que las 52 horas en que el Coordinador determina la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente no coinciden unas con otras---la segunda desconexión del mecanismo de cargo por potencia---. El punto se aprecia reconociendo que el Coordinador *no* determina las 52 horas de carga máxima del Sistema Eléctrico Nacional durante el Periodo de Control y luego mide cuánta potencia usó cada Cliente a esas horas. Antes bien, durante el Periodo de Control, el Coordinador

¹⁵ Véase *Informe de retiros de potencia preliminares para balance definitivo de Potencia de Suficiencia 2018*, Coordinador Eléctrico Nacional, octubre de 2019, p. 7.

mide las 52 horas de carga máxima *en cada punto de retiro por separado*. Así, las 52 horas de la Demandas Equivalentes no coinciden entre puntos de retiro.

Conviene entender con detalle qué hace el Coordinador para determinar los retiros siguiendo a la figura 7, que describe dos tipos de punto de retiro. El primero, que se señala con el rectángulo de contorno grueso, representa a la Zona de Concesión de un distribuidor. Nótese que en el punto de retiro de la Zona de Concesión hay conectados tres tipos de Clientes:

- (i) El Cliente Regulado (la distribuidora).
- (ii) La distribuidora que sirve a Clientes Libres dentro de la zona de concesión. ((i) y (ii) son la misma empresa)
- (iii) Los Clientes Libres de generadores o comercializadores.

Para determinar los retiros de los generadores que suministran a estos clientes dentro de la Zona de concesión, el Coordinador:

- (a) Mide las 52 horas de carga máxima de toda la Zona de Concesión durante el Periodo de Control y computa el promedio simple (en la figura 7 las mediciones del Coordinador se señalan con un asterisco *).
- (b) Mide la carga de cada uno de los Clientes (ii) y (iii) durante las mismas 52 horas y computa el promedio simple. Ésta es la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente.
- (c) La Demanda de Punta Equivalente del Cliente Regulado es igual a la diferencia entre (a) y (b).

De esta forma, la Demanda de Punta Equivalente de cada Cliente es igual a su prorrata en el promedio simple de las 52 horas de carga máxima de la Zona de Concesión durante el Periodo de Control.

Nótese que, aunque las 52 horas de carga máxima durante el Periodo de Control son las mismas para todos los Clientes dentro de una misma Zona de Concesión, no coinciden entre distintas Zonas de Concesión. La falta de coincidencia es contraria a la intención original del mecanismo de remuneración de potencia que era que la demanda asumiera el costo de demandar potencia a la hora en que es escasa en el sistema---la hora de carga residual máxima---

El segundo punto de retiro, que se muestra en la parte de abajo de la figura 7, es un Cliente Libre conectado directamente al Sistema de Transmisión Nacional (el que se señala con (iv)). En este caso, el Coordinador mide las 52 horas de carga máxima en el punto de retiro durante el Periodo de Control y computa el promedio simple. De esta forma, las horas en que se computan las demandas equivalentes no coinciden entre Clientes, ni tampoco coinciden con las horas de carga máxima del sistema durante el Periodo de Control.

En resumen, el procedimiento que sigue el Coordinador para determinar la Demanda de Punta Equivalente de cada cliente consiste en lo siguiente.

- (i) La Demanda de Punta Equivalente de un Cliente Libre conectado a la red de transmisión es igual al promedio simple de sus 52 cargas máximas durante el periodo de control.
- (ii) La Demanda de Punta Equivalente un Cliente Regulado es igual a al promedio simple de sus cargas durante las 52 horas de carga máxima de la distribuidora, durante el periodo de control.

- (iii) La Demanda de Punta Equivalente de un Cliente Libre, conectado a la red de una distribuidora es igual al promedio simple de sus cargas durante las 52 horas de carga máxima de la distribuidora, durante el periodo de control.

De lo anterior se sigue que la así llamada Demanda de Punta Equivalente no es aquello que un mecanismo de remuneración de potencia debe remunerar, porque no vincula el pago que reciben los generadores que aportan potencia de suficiencia durante las horas de carga máxima del sistema con el pago que deberían hacer durante esas horas los clientes que retiran potencia. De esta forma las horas durante las que el Coordinador calcula los aportes de potencia de suficiencia de los generadores y su remuneración, no coincide con las horas en que los generadores retiran potencia para sus clientes.

5.1.3 Tercera desconexión: los cargos por potencia en los contratos entre generadores y Clientes y en las tarifas que pagan los consumidores regulados

Las mediciones descritas líneas arriba son para determinar los retiros de cada generador y hacer funcionar el mercado *spot* de potencia. La cantidad de potencia que cada Cliente o consumidor regulado paga, el precio al que la paga, y las horas en que se computa su cantidad demandada de potencia, sin embargo, se determinan ya sea en el contrato entre el generador y el Cliente, o bien de acuerdo con la tarifa regulada a la que esté sujeto el consumidor regulado abastecido por una distribuidora. A continuación, discutimos algunos ejemplos, desarrollando en cada caso los defectos del mecanismo de remuneración de potencia.

Clientes regulados En este caso el Cliente Regulado le compra potencia a generadores mediante contratos licitados. El precio de la potencia que paga está señalado en el contrato, y suele ser el precio de nudo de la potencia cuando la licitación se adjudicó. El Periodo de Control para determinar cuánta potencia se señala en el contrato. Por ejemplo, en este contrato, el generador le cobraba la potencia al distribuidor de la siguiente manera:

[E]n cada mes [del Periodo de Control] se integraran en dichas horas de punta las demandas de los Puntos de Compra descontando previamente los consumos asociados a clientes libres [...]. A partir de esta integración se obtendrá una demanda máxima integrada para cada mes en que se realice este procedimiento. [...]. La potencia a facturar será el promedio de las dos más altas demandas obtenidas de los últimos doce meses, incluido el propio mes que se facture.

El precio de la potencia en ese contrato era

$$(\text{precio de la potencia}) = (\text{precio base de la potencia}) \left(\frac{\text{CPI}}{\text{CPI}_0} \right),$$

donde el precio básico de la potencia es el Precio de Nudo de la Potencia en la barra de oferta de la licitación fijado en el DS 5T/2016 y que fue igual a 7,998 USD/kW-mes. Más generalmente, en cada licitación el precio base de la potencia es distinto.

Esto cambió a partir del *Decreto de armonización tarifaria*¹⁶. La cantidad de potencia que se le factura al Cliente Regulado cada mes es igual al promedio simple de las 52 horas de carga máxima durante las horas de punta (el periodo de control) durante los últimos 12 meses¹⁷. Nótese que esto es similar, aunque no idéntico, a la forma en que el Coordinador determina el retiro del Cliente Regulado, el que luego se le adjudica al generador que abastece a la distribuidora.

Nótese además que, determinadas las 52 horas de carga máxima, al distribuidor le conviene que el uso de potencia de sus consumidores sea el menor posible. De hecho, seguramente ese incentivo explica por qué muchos distribuidores firman contratos adicionales con consumidores regulados en los que, además de cobrarles por la potencia de acuerdo con la tarifa y método establecidos en el Decreto Tarifario, obligan al consumidor a disminuir carga un determinado número de veces durante el Periodo de Control y a discreción del distribuidor. (Véase líneas abajo el caso de un Cliente Libre dentro de la zona de un distribuidor.) Estos ahorros de potencia, sin embargo, no ocurren durante las horas de carga residual máxima del sistema---la señal que los distribuidores traspasan no ocurre cuando al sistema le conviene ahorrar potencia.

Cientes libres Cuando se trata de contratos libres, se llega rápidamente a la casuística---cada contrato es distinto. Con todo, pareciera que estos contratos comparten el mismo defecto, a saber que las horas en que se computa la cantidad demandada por el Cliente Libre son aquellas en que su uso individual de potencia es máximo, no aquellas horas donde la carga residual de todo el sistema es máxima. Esto implica que las acciones que el Cliente pueda tomar para ahorrar potencia son más caras, ineficaces y que, en último término, pueda ser más conveniente no ahorrar potencia a ninguna hora.

Cientes Libres I: conectado al Sistema de Transmisión Nacional A continuación describimos un contrato entre un generador y un Cliente Libre conectado al Sistema de Transmisión Nacional. El contrato es tal que el generador le traspasa su cargo por potencia al Cliente dólar por dólar. De esta forma, el cliente (i) paga el Precio de Nudo de la Potencia; (ii) su periodo de medición coincide exactamente con el Periodo de Control del Coordinador; (iii) la cantidad de potencia demandada por el cliente es exactamente igual a su Demanda de Punta Equivalente escalada por el y del sistema.

Al traspasarle el pago por potencia dólar por dólar al Cliente, el vínculo entre el Cliente y la oferta de potencia de suficiencia es tan cercano como el cargo por potencia actual permite. Sin embargo, eso basta para que oferta y demanda se desliguen por completo.

En efecto, de controlar su cantidad demandada de potencia, el Cliente tiene que hacerlo durante todas las horas del Periodo de Control, pues sólo de esa manera le será posible disminuir las 52 cargas máximas¹⁸. Si la carga del cliente es pareja entre horas (por ejemplo, se trata de un cliente que ejecuta procesos industriales que requieren continuidad y una tasa de producción mínima para ser económicos) eso implica que las acciones que se adopten para controlar el uso de potencia se deben sostener por alrededor de 600 horas. Sus opciones entonces son esencialmente dos. Una es disminuir su carga durante las 600 horas del periodo de control y, en el extremo, dejar de funcionar. Otra es echar a andar motores de respaldo durante todo el periodo de control.

¹⁶ Resolución Exenta N°558 del 6 de octubre de 2017.

¹⁷ Véase, por ejemplo, el Decreto N°2T/2020 del Ministerio de Energía (fijación de precios de nudo).

¹⁸ En la medida que se trate de un proceso industrial optimizado que deba funcionar continuamente la cantidad demandada de potencia será igual a toda hora durante el Periodo de Control. Por lo tanto, para disminuir las 52 cargas máximas es necesario disminuir la carga a toda hora.

Como sea, porque en la práctica estas horas no coinciden con la hora de carga máxima, sea durante el Periodo de Control, sea durante todo el año este cliente no recibe una señal para ahorrar potencia a la hora que el sistema la necesita. De esta forma, el mecanismo impone costos sin ningún beneficio---los recursos gastados en reducir consumo son pérdida social neta.

Cientes Libres II: servido por un distribuidor El siguiente ejemplo es un contrato entre un Cliente Libre y un distribuidor. En este contrato, el periodo de horas de punta coincide con el Periodo de Control. El cliente paga el cargo por potencia mes a mes. Cada mes entre abril y septiembre, la cantidad demandada de potencia es la carga máxima durante el Periodo de Control del mes (las cargas se integran en periodos de 15 minutos). Durante el resto del año, la cantidad demandada de potencia es el promedio de las dos cargas máximas registradas durante el Periodo de Control precedente. De esta forma, en términos gruesos la cantidad demandada de potencia del cliente durante un año es un promedio ponderado de las cinco cargas máximas mensuales durante el Periodo de Control.

Finalmente, al precio de la potencia de cada mes es igual al Precio de Nudo de la Potencia en la barra más cercana al cliente.

Nótese que, de controlar su cantidad demandada de potencia, el Cliente tiene que hacerlo durante todas las horas del Periodo de Control, pues sólo de esa manera le será posible disminuir las 5 cargas máximas¹⁹. Eso implica que nuevamente que las acciones que se adopten para controlar el uso de potencia se deben sostener por alrededor de 600 horas, lo que en este caso particular es demasiado caro---la planta tiene que continuar funcionando durante las 24 horas a una tasa constante de producción---. Porque en la práctica estas horas no coinciden con la hora de carga máxima, sea durante el Periodo de Control, sea durante todo el año este cliente no recibe una señal para ahorrar potencia a la hora que el sistema la necesita.

Ahora bien, el contrato con la distribuidora contiene un acuerdo adicional. Según ese acuerdo, el distribuidor:

- (i) le cobra al Cliente un monto fijo adicional por la potencia contratada;
- (ii) le puede pedir al Cliente que se desconecte por dos horas hasta 60 veces durante el Periodo de Control por dos horas.

Esto le permite al distribuidor desconectar al Cliente durante las 52 horas de carga máxima del punto de retiro, y con ello disminuir a cero su Demanda de Punta Equivalente. Si, al mismo tiempo, el distribuidor tiene un contrato tal que paga por los retiros del generador que lo abastece durante las 52 horas de carga máxima del punto de retiro durante el Periodo de Control, entonces el distribuidor no compraría potencia por cuenta de este Cliente Libre, aunque se la cobraría dos veces, una como tarifa por la potencia leída durante el Periodo de Control y otra por el monto fijo de la potencia contratada.

Así, en este caso el costo de ahorra potencia es menor---son las 120 horas en que los motores del Cliente funcionan para no usar potencia del sistema. Sin embargo, el ahorro ocurre cuando el sistema no necesita la potencia, y el cliente paga por usar potencia a pesar de que no la usa, generando una transferencia a beneficio del distribuidor.

¹⁹ En la medida que se trate de un proceso industrial optimizado que deba funcionar continuamente la cantidad demandada de potencia será igual a toda hora durante el Periodo de Control. Por lo tanto, para disminuir las 52 cargas máximas es necesario disminuir la carga a toda hora.

De esta forma, el segundo contrato muestra la desconexión entre el momento en que el Cliente paga por potencia y las horas en que el sistema la requiere. Muestra, también, que las distribuidoras tienen suficiente información y conocimiento para estimar con precisión cuáles son las 52 horas de carga máxima de toda la distribuidora durante el periodo de control, a pesar de que estas horas se confirman solamente después de que el Periodo de Control termina. De hecho, y de acuerdo con el “Informe retiros de potencia preliminares para balance definitivo de potencia de suficiencia 2018” del Coordinador, la Demanda de Punta Equivalente de un número importante de Clientes Libres es igual a cero. Y muestra, por último, que hay clientes que pagan por potencia aun si no la ocupan---quien le vende le cobra sin necesidad de tener que comprar potencia---

Consumidores regulados Un consumidor regulado es quien le compra energía y potencia a un distribuidor y le paga una tarifa regulada. Casi todas las tarifas reguladas distinguen cargos entre energía y potencia, y cuando se trata de ellas la desconexión entre, de un lado, la hora del cobro y su efecto sobre el comportamiento y, del otro, la hora de carga residual máxima del sistema es completa. Esto obedece, en gran medida, a que la estructura de las tarifas fue concebida hace casi 40 años durante los años ochenta cuando no existían medidores horarios baratos, pero también al anquilosamiento de la regulación chilena de distribución que nunca ha evaluado la pertinencia de las tarifas que se cobran, ni tampoco ha hecho mayores esfuerzos por hacer competir a las distribuidoras. Puesto de otra forma, nuestro punto es que no todos los defectos de las tarifas para clientes regulados obedecen al atraso de usar tecnología, sino más bien a que a no se ha pensado nada nuevo durante casi 40 años

El cuadro describe las tarifas reguladas. Se puede apreciar que, con la excepción de las tarifas BT1, que pagan la mayoría de los consumidores residenciales, todas las restantes tarifas, sea en baja (BT) o alta tensión (AT) incluyen un cargo por potencia.

Lo primero que llama la atención es que algunas tarifas incluyen un cargo por potencia leída (vale decir, aquello que midió un medidor) y otras un cargo por potencia contratada ---un monto máximo de potencia que el consumidor puede usar, independientemente de la hora---. Adicionalmente, en algunos casos el monto que debe pagar el consumidor depende si, a criterio de la distribuidora el cliente está presente o solo parcialmente presente en punta²⁰.

A continuación, nótese que varias tarifas se componen de cargos por potencia leída y por potencia contratada. Vale decir, el cliente tiene que contratar un máximo y luego pagar por aquello que le leen.

Por último, y esto es lo más sorprendente, seis tarifas (tres BT y tres AT) cobran por la potencia leída o contratada *en horas fuera de punta* (fuera del periodo de control). Dentro del desorden del cargo por potencia no deja de ser irónico que el consumo de potencia sea máximo fuera del periodo de control. Sin embargo, en principio el periodo de control debería indicarle a los consumidores y clientes que durante esas horas la potencia es escasa. ¿Cuál puede ser la lógica que los consumidores y clientes ahorren potencia durante las horas en que no se necesita?

²⁰ En principio la calificación es cuantitativa, pero la distribuidora tiene casi completa discreción para aplicarlo y el desacuerdo del cliente lo obliga a iniciar un procedimiento engorroso para reclamar. Nótese, además, la paradoja que en algunas tarifas la calificación depende de una medición, siendo que el cliente paga por la potencia contratada.

Cuadro: el cargo por potencia en las tarifas reguladas

Tarifa	Máxima leída	Máxima leída	Máxima contratada	Máxima contratada	Descripción
	HP/PC	Fuera de HP/PC	HP/PC	Fuera de HP/PC	
BT1a	x	x	x	x	≤ 10kW, sólo energía. Tarifa de invierno. Aplica si la distribuidora alcanza carga máxima durante el periodo de control.
BT1b	x	x	x	x	≤ 10kW, sólo energía. Tarifa de invierno. Aplica si la distribuidora alcanza carga máxima fuera del periodo de control.
BT2	x	x	si	si	El consumidor paga por la potencia contratada, que es función de la potencia de las cargas conectadas o establecida mediante una medición de la carga máxima. El precio que paga el consumidor es mayor si está presente en punta que si solo está parcialmente presente en punta. Está presente en punta si la razón entre la carga media y la potencia contratada durante el periodo de control es mayor que 0,5. La distribuidora califica la condición del cliente.
BT3	si	si	x	x	El consumidor paga por la potencia leída durante el periodo de control, que es igual al mayor valor entre la carga máxima leída en el mes y el promedio de las dos cargas más altas leídas durante los meses con periodo de control durante los últimos 12 meses. El precio que paga el consumidor es mayor si está presente en punta que si solo está parcialmente presente en punta. Está presente en punta si la razón entre la carga media y la potencia máxima leída durante el periodo de control es mayor que 0,5. La distribuidora califica la condición del cliente.
BT4.1	x	x	si	si	Esta tarifa se compone de dos cargos mensuales: (i) El cargo por la carga máxima contratada dentro del periodo de control. (ii) El cargo por la carga máxima contratada en horas fuera del periodo de control. Ambos cargos se cobran aun si no se consume energía.
BT4.2	si	x	x	si	Esta tarifa se compone de dos cargos mensuales: (i) Entre mayo y septiembre, la carga máxima leída del mes durante el periodo de control; entre octubre y abril el promedio de las dos cargas más altas leídas durante el periodo de control precedente. (ii) El cargo mensual por demanda máxima contratada, que se cobra aun si no se consume energía.
BT4.3	si	x	x	x	Entre mayo y septiembre, se cobra la carga máxima leída del mes durante el periodo de control; entre octubre y abril se cobra el promedio de las dos cargas más altas leídas durante el periodo de control precedente.

Cuadro (continuación): el cargo por potencia en las tarifas reguladas

Tarifa		Máxima leída	Máxima leída		Máxima contratada	Máxima contratada		Descripción
		HP/PC	Fuera de HP/PC		HP/PC	Fuera de HP/PC		
BT5		si	x		x	x		Entre mayo y septiembre, se cobra la carga máxima leída del mes durante el periodo de control; entre octubre y abril se cobra el promedio de las dos cargas más altas leídas durante el periodo de control precedente.
TRBT2		si	x		x	x		≤ 10kW. Entre mayo y septiembre, se cobra la carga máxima leída del mes durante el periodo de control; entre octubre y abril el promedio de las dos cargas más altas leídas durante el periodo de control precedente. El cliente puede optar por pagar por sus cargas leídas durante las 52 horas de carga máxima de la distribuidora durante el periodo de control.
TRBT3		si	x		x	x		≤ 10kW. Entre mayo y septiembre, se cobra la carga máxima leída del mes durante el periodo de control; entre octubre y abril el promedio de las dos cargas más altas leídas durante el periodo de control precedente. El cliente puede optar por pagar por sus cargas leídas durante las 52 horas de carga máxima de la distribuidora durante el periodo de control.
AT2		x	x		x	si		Idéntica a la respectiva tarifa BT
AT3		x	si		x	x		Idéntica a la respectiva tarifa BT
AT4.1		x	x		si	si		Idéntica a la respectiva tarifa BT
AT4.2		si	x		x	si		Idéntica a la respectiva tarifa BT
AT4.3		si	si		x	x		Idéntica a la respectiva tarifa BT
AT5		si	x		x	x		Idéntica a la respectiva tarifa BT
TRAT1		x	x		x	x		Idéntica a la respectiva tarifa BT
TRAT2		si	x		x	x		Idéntica a la respectiva tarifa BT
TRAT3		si	x		x	x		Idéntica a la respectiva tarifa BT

5.2 Productividad, Eficiencia y el Mecanismo de Remuneración de Potencia

5.2.1 El uso eficiente de potencia de un cliente individual

Supongamos que el mecanismo de remuneración de potencia es eficiente y que el sistema se adapta con t horas de carga residual máxima. ¿Cómo se comportarían clientes y consumidores?

Como ya se dijo líneas arriba, cada Cliente y consumidor debería pagar por la potencia de suficiencia que usa durante las horas de carga residual máxima. Si así ocurre, y en la medida que el precio de la potencia Π sea el correcto, el Cliente y el consumidor tendrán el incentivo correcto para decidir cuánta potencia usar. El uso de potencia de un Cliente o un consumidor regulado durante las horas de carga residual máxima dependería, de un lado, de su demanda horaria por potencia. Del otro lado, también dependerá de las opciones que tenga para sustituir la compra por potencia por autogeneración.

Así, para caracterizar el comportamiento, supóngase por simplicidad que la demanda horaria por potencia de largo plazo del Cliente A durante cada una de las t^{PC} horas de carga residual máxima del sistema es D_A y que la cantidad demandada durante esas horas es

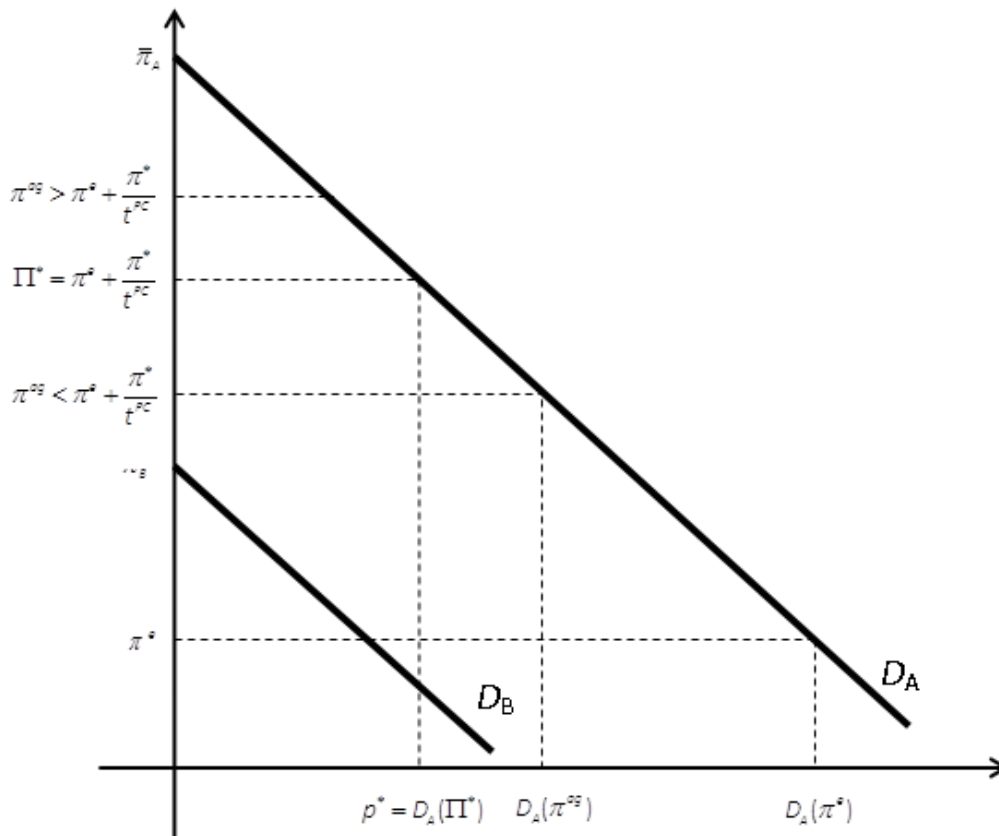
$$p^* = D_A(\Pi^*) \quad (5)$$

Tal como se muestra en la figura, si el sistema está adaptado, Π^* es el costo social de energía y potencia si se aumenta el consumo horario en un MWh durante cada una de las t horas y p^* es la cantidad eficiente de potencia que usaría el Cliente si enfrenta ese costo social. Alternativamente, la ecuación (5) iguala el valor producto marginal $D_A^{-1}(p^*)$ de la potencia en el margen durante las t horas de carga máxima del sistema con el costo social de energía y potencia Π^* , es decir

$$D_A^{-1}(p^*) = \Pi^*.$$

Ahora bien, se puede demostrar que si el precio de mercado de la potencia de punta es π^* , y en vista de que el sistema alcanza su carga residual máxima durante t^{PC} horas, entonces

$$\Pi^* = \pi^e + \frac{\pi^*}{t^{PC}}, \quad (6)$$



La figura muestra las demandas horarias de dos Clientes, A y B, durante el periodo de control de un sistema adaptado a la demanda y sus respuestas óptimas. Al Cliente B le conviene parar su planta porque $\Pi^* > \bar{\pi}_B$.

Al cliente A, entando, le conviene continuar produciendo. Si

$$\pi^{cs} < \pi^* + \frac{\pi^*}{t},$$

entonces le conviene echar andar sus equipos; Si, por el contrario, la desigualdad se revierte, al Cliente A le conviene comprar potencia. En ambos casos el Cliente A disminuye su carga; en cuánto lo haga dependerá de la elasticidad de su curva de demanda horaria.

Figura 8 Demandas horarias para dos clientes

donde π^e es el precio de la energía. Es decir, el costo social de usar un MW de potencia durante una hora es igual a la suma del costo de la energía que es necesario generar más el costo de la potencia, prorrateado durante las t^{pc} horas.

Por lo tanto, gracias al cargo por potencia la cantidad demandada de energía es menor en

$$t^{pc} \cdot [D_A(\pi^e) - D_A(\Pi^*)]$$

Como es sabido, el área bajo la curva de demanda entre estas dos cantidades mide el sacrificio de producción por consumir menos potencia. Vale la pena sacrificar producción porque en un sistema adaptado el costo de la potencia en el margen es mayor que el valor de la producción sacrificada.

Ahora bien, contraer la producción es uno de los posibles ajustes de un Cliente al cargo por potencia. Otro posible ajuste es echar a andar los equipos de respaldo y producir la electricidad internamente durante el periodo de control. Si el costo por MWh generado es π^{og} , es directo que al Cliente le conviene solo si

$$\pi^{og} \leq \pi^e + \frac{\pi^*}{t}. \quad (7)$$

Así por ejemplo, al Cliente A le convendría echar a andar sus motores y autogenerar, porque le costaría menos por MWh que usar potencia del sistema. Si, por el contrario,

$$\pi^{og} \geq \pi^e + \frac{\pi^*}{t}. \quad (8)$$

entonces al Cliente A le conviene comprar potencia y no autogenerar.

Más generalmente, la ecuación (7) indica que cuando el número de horas de carga residual máxima del sistema es pequeño, es más probable que sea socialmente conveniente usar los equipos de respaldo para sustituir potencia de suficiencia en el margen. La razón es obvia: si los equipos tienen que funcionar por poco tiempo, el costo de sustituir la potencia será bajo en términos relativos.

Alternativamente, el cliente puede considerar detener sus operaciones durante el periodo de control. Es el caso del Cliente B en la figura, para quien $\bar{\pi}_B$, la máxima disposición a pagar, es menor que ya sea π^{og} o Π^* .

Existe cierta confusión acerca de qué cuál es la respuesta eficiente de un Cliente al cargo por potencia. Por ejemplo, en el documento *Estrategia de flexibilidad*, recientemente publicado, comenta el funcionamiento del actual mecanismo de potencia y dice:

Desde el punto de vista de la señal de precio de potencia que observa la demanda, existen aspectos por revisar toda vez que existe un número relevante de clientes que, con el objetivo de reducir el pago asociado a la potencia, utilizan diversas estrategias, como el uso de motores diésel para su autoconsumo en horas punta, en lugar de ser abastecidos desde el sistema eléctrico, por lo que resulta oportuno revisar si dicha señal económica está siendo eficiente y sostenible para el desarrollo del mercado. A partir de las reuniones con los agentes representantes de los clientes de mayor escala, también se ha constatado que se modifican los turnos de operación, llegando incluso a dejar de operar en las horas de control de punta. Esto muestra la necesidad de evaluar la eficiencia, los costos y beneficios de las medidas tendientes a dar señales de comportamiento en momentos de exigencia del sistema eléctrico.

Como se puede apreciar en la figura, no es ineficiente *per sé* que los Clientes o consumidores autogeneren; o que disminuyan la cantidad demandada de potencia durante las horas de carga máxima del sistema disminuyendo, quizás, la producción (el movimiento a lo largo de la curva de demanda por potencia horaria). La pérdida de eficiencia ocurre cuando el Cliente o el consumidor ahorran potencia a horas distintas de cuando el sistema lo requiere; o bien cuando el precio de la potencia es mayor que el costo social de la capacidad de punta. A continuación examinamos en qué consisten esas pérdidas de eficiencia con el cargo actual.

En la práctica, el Periodo de Control se extiende por unas 600 horas. Eso implica que el cargo por MWh es igual a unos USD 140²¹. En vista que los cargos por energía son unos USD 60/MWh, se sigue que las medidas de control se adoptarán sólo si cuestan menos que USD 200/MWh (autogeneración). Los Clientes o consumidores regulados dejan de consumir potencia durante el Periodo de Control cuando el valor de lo producido con un MWh es menor que USD 200²². A continuación examinaremos críticamente la extensión y horario del Periodo de Control.

5.2.2 Oportunidad y extensión del Periodo de Control

Como se vio, el típico contrato es tal que la cantidad demandada de potencia de un Cliente o consumidor regulado es igual a un promedio de un cierto número de sus propias cargas durante el Periodo de Control; por ejemplo, las 52 cargas máximas durante el Periodo de Control (primer Cliente Libre descrito líneas arriba) o las dos cargas máximas del mes (segundo cliente libre descrito líneas arriba), y en varias tarifas con carga leída.

Ahora bien, a pesar de que el número de horas en que se lea la potencia sea limitado, es probable que, desde el punto de vista del Cliente o consumidor el costo de la potencia se diluya durante todo el Periodo de Control. La razón es la siguiente. Supóngase que la carga del Cliente es pareja durante las horas del Periodo de Control y que decide disminuir su carga máxima. En ese caso otras horas durante el Periodo de Control, durante las cuales el uso de potencia es similar, emergerán como horas de carga máxima. De esta forma, la única manera de disminuir la carga máxima durante alguna hora del Periodo de Control es disminuirla a toda hora durante el Periodo de Control.

Formalmente, si la demanda horaria por potencia del Cliente D es igual durante todas las horas del Periodo de Control t^{PC} , aun si se le cobra el promedio de $n \leq t^{PC}$ de sus cargas máximas durante ese periodo, entonces es como si se le cobrara un cargo horario por MWh igual a

$$\frac{\pi}{t^{PC}},$$

tal como se muestra en la figura.

Lo anterior implica que más que el número de horas que se use para computar la carga máxima del Cliente o consumidor, lo más importante es que el periodo de control coincida con las horas de carga residual máxima del sistema, las que tenderán a coincidir con las horas de máximo LOLP. Una vez lo grado eso, por cuántas horas medir el uso de potencia es una cuestión más bien práctica.

Como se dijo, en la práctica el periodo de control comprende alrededor de 600 horas---cinco horas durante unos 20 días hábiles por mes durante seis meses---. La investigación de Esteban Gil sugiere, sin embargo, que las horas de mayor LOLP son menos---lunes a viernes entre las 18 y 22 horas en mayo, junio y julio---. De esta forma, el periodo de control debería durar alrededor de 240 horas.

La investigación de Esteban Gil también muestra que las horas de máximo LOLP no son aquellas donde la carga del sistema es máxima; todo lo contrario, la correlación entre LOLP y carga es baja. Más aun, El Ministerio de Energía reporta que la carga durante las 240 horas que identifica Gil es alrededor de 9.000 MW ---alrededor de 2.000 MW menos que la carga máxima del SEN, que en 2019

²¹ El periodo de control dura 600 horas y el cargo por potencia son alrededor de USD 84.000/MW-año. Prorratedo en 600 horas, son USD 140/MWh.

²² Aun así esta señal es ineficiente porque, como se vio líneas arriba, el precio de nudo de la potencia de punta excede en a lo menos unos USD 2,5/kW-mes al costo de la potencia de punta.

se empinó a 10.700 MW. La implicancia es que la cantidad remunerada de potencia debería ser menor (véase la siguiente sección).

5.2.3 Las tres distorsiones

Estamos en condiciones de calcular, en términos gruesos, el costo social de las distorsiones que contiene el actual mecanismo de remuneración de potencia y que lo alejan de la función que debe cumplir.

Hemos identificado tres distorsiones. Una es que el precio de nudo de la potencia excede al costo de invertir en una turbina diésel en a lo menos USD 2,5/kW-mes, o USD 30/kW-año. Así, si el precio de nudo de la potencia que pagan los Clientes y los consumidores regulados es alrededor de USD 7,5/kW-mes, mientras que una turbina no cuesta más que USD 5/kW-mes. El precio excesivo junto con el mecanismo de prorrateo proporcional implican que la entrada de turbinas es excesiva. Al mismo tiempo, el precio excesivo implica que, todo lo demás constante, la cantidad demandada de potencia es muy baja.

La segunda distorsión es que el periodo de control es demasiado extenso. Así, el número de horas de carga residual máxima (unas 240), es considerablemente menor que el número de horas del actual periodo de control (unas 600). Así, durante algunas horas del actual periodo de control se usa muy poca potencia; al mismo tiempo, durante las horas de carga residual o LOLP máximos se usa demasiada potencia

La tercera distorsión es que las horas de carga residual máxima (o aquellas con mayor LOLP) no coinciden con las horas de carga máxima. Por eso, la cantidad de potencia de remunerada es más alta que la cantidad de potencia que es necesaria en las horas carga residual máxima. Aunque pueda parecer contradictorio a primera vista, el hecho que las horas de mayor carga residual no sean las de carga máxima del sistema implica que los Clientes y consumidores regulados están pagando por demasiada potencia.

Los efectos de cada una de las tres distorsiones se describen esquemáticamente en la figura. Cada uno de los tres paneles muestra demandas horarias por potencia y muestra el costo social neto de cada una de las distorsiones. Como referencia suponemos que la carga durante el periodo de control actual es 10.000 MW.

Figura
Una taxonomía de las distorsiones que crea el mecanismo de remuneración de potencia

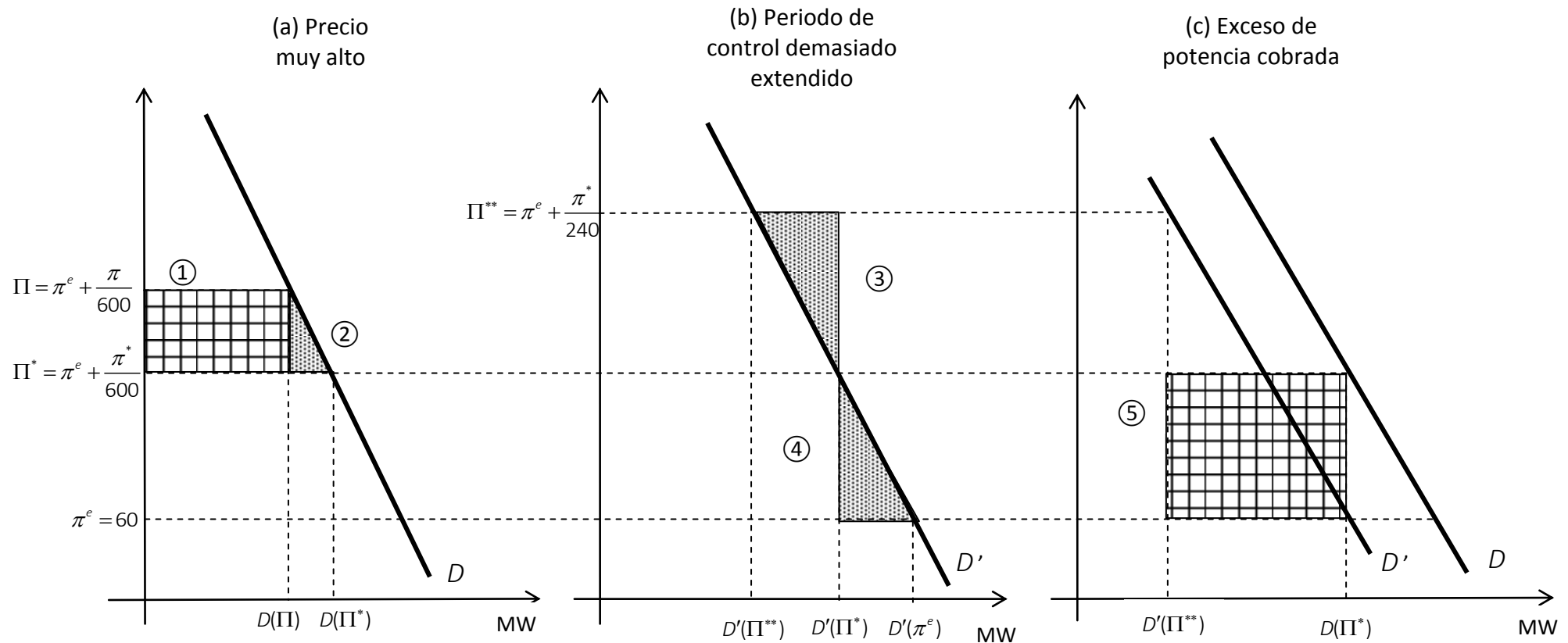


Figura 9 Distorsiones del cargo por potencia

Como se dijo, la primera distorsión es que el precio regulado de la potencia es muy alto--- $\pi > \pi^*$. Esta diferencia de precios crea una transferencia desde los Clientes y consumidores hacia los generadores que reciben el precio de nudo de la potencia, igual al rectángulo grillado señalado con ①. Sabemos, sin embargo, que cada generador recibe π^* y no π . Por lo tanto, el rectángulo es pérdida social neta y no una mera transferencia. La magnitud de esta pérdida es igual al producto de la potencia demandada y la diferencia entre el precio regulado y el precio de mercado de la potencia. Sabemos que la diferencia de precio es de unos USD 30/kW-año, por lo que el tamaño de la transferencia y de la pérdida social, suponiendo que la cantidad demandada de potencia es 10.000 MW, es del orden de los USD 300 millones²³.

Adicionalmente, el panel (a) muestra que el precio excesivo implica que se consume muy poca potencia ($D(\Pi)$ en vez de $D(\Pi^*)$) durante 600 horas. El efecto es crear un triángulo de pérdida social igual al área ②, cuya magnitud depende de la elasticidad de la demanda horaria, η y la magnitud de la diferencia de precios horarios. Suponiendo que el precio de la energía, π^e es iguala USD 60/MWh y notando que

$$\Pi - \Pi^* = \frac{\pi}{600} - \frac{\pi^*}{600} = \frac{12 \cdot 7.500}{600} - \frac{12 \cdot 5.000}{600} = 210 - 160 = 50 ,$$

La eliminación de la distorsión haría caer el precio horario durante el periodo de control en 23 por ciento. El Cuadro muestra la magnitud del triángulo para elasticidades que varían entre 0,1 y 0,4, magnitudes que se extraen de las estimaciones empíricas disponibles de la elasticidad de la demanda por electricidad en Chile. Se aprecia que la pérdida social crece con la elasticidad desde USD 3,5 millones a USD 14 millones²⁴.

Consideremos ahora a la segunda distorsión, a saber que el periodo de control es demasiado extenso. Suponiendo que la extensión del periodo de control se reduce desde 600 horas a 240 horas, el panel (b) muestra el efecto durante dos horas con la misma demanda, pero por construcción, con carga residual distinta. Esto puede ocurrir, por ejemplo, con una hora determinada (martes a las 19:00) una en mayo y otra en julio, las que podrían tener demandas parecidas pero disponibilidad de generación hidráulica distinta, con lo cual la carga residual sería distinta.

Como sea, durante la hora que cae dentro del periodo de control, el precio por MWh debiera ser Π^{**} , y sin embargo es Π^* . El mayor precio horario por MWh Π^{**} obedece a que el precio de la potencia se debería prorratear en un menor número de horas. Por lo tanto la cantidad demandada debería ser $D'(\Pi^{**})$ en vez de $D'(\Pi^*)$. La pérdida social es igual al triángulo sombreado, señalado con ③.

Nuevamente, la magnitud del triángulo depende de la elasticidad de la demanda y de la diferencia entre Π^{**} y Π^* . Esta diferencia es igual a

$$\Pi - \Pi^* = \frac{\pi^*}{240} - \frac{\pi^*}{600} = \frac{12 \cdot 5.000}{240} - \frac{12 \cdot 5.000}{600} = 250 - 100 = 150$$

La eliminación de la distorsión aumentaría el precio por MWh desde USD 160 hasta USD 310 (es decir, el precio con periodo de control de 600 horas es igual al 48 por ciento del precio con periodo de

²³ El cálculo es $((12 \times \text{USD } 2.500/\text{MW})/600\text{h}) \times (10.000\text{MW}) \times 600\text{h} = \text{USD } 300 \text{ millones}$.

²⁴ La fórmula del triángulo es $\frac{\Delta x \cdot \Delta p}{2} \approx \eta \cdot \frac{\Delta p}{p} \cdot 10.000 \cdot 600 \cdot \frac{50}{2}$.

control de 240 horas). El Cuadro muestra que la pérdida social crece con la elasticidad desde USD 8,2 millones a USD 29 millones²⁵.

Por el contrario, durante cada una de las 360 horas que salen del periodo de control el precio es muy alto--- Π^* contra π^e o USD 160/MWh contra USD 60/MWh. La cantidad consumida de potencia y energía aumentarían de no existir la distorsión, la que causa el triángulo señalado con ④ de pérdida social. Con los mismo supuestos, la pérdida social crece con la elasticidad desde USD 11,6 millones hasta USD 46,4 millones. El panel (c) muestra la tercera distorsión. La demanda durante las horas en que hoy se controla y se determina la cantidad de potencia a ser remunerada es mayor que la demanda durante las horas de carga residual máxima o máximo LOLP; en la figura $D' < D$. Como se dijo, esto obedece a que las horas de carga residual máxima no coinciden con las horas de carga máxima. Si se calcula la cantidad de potencia con la demanda D entonces se determina que se deben remunerar $D(\Pi^*)$ MW. Por el contrario, si la cantidad de potencia que se debe remunerar se determina a la hora de la hora de carga residual máxima y las horas de control son 240, entonces la cantidad de potencia necesaria durante la hora de carga residual son iguales a $D'(\Pi^{**})$. El rectángulo grillado ⑤ muestra la disminución del pago de potencia que deberían hacer Clientes y consumidores y recibir los generadores.

Ahora bien, sin un estudio más detallado no tenemos manera de estimar cuánto es la cantidad $D'(\Pi^{**})$. Sin embargo, en su presentación el Ministerio afirma que la carga durante las horas de mayor LOLP es alrededor de 9.000 MW. Si aceptamos este número, concluimos que de ajustarse el periodo de medición, la cantidad de potencia a remunerar debería caer en unos 1.000 MW. Valorados a USD 60/kW-año eso implica que el pago por potencia debería caer en USD 60 millones. Esta cantidad es una ganancia social neta en la medida que el sistema se adapte a la demanda.

Cuadro: el costo social de las distorsiones (en millones de USD)

Elasticidad	0,1	0,2	0,3	0,4
①	300,0	300,0	300,0	300,0
②	3,5	7,0	10,5	14,0
③	8,2	15,8	22,7	29,0
④	11,6	23,2	34,8	46,4
⑤	60,0	60,0	60,0	60,0
Total	383,3	406,0	428,0	449,4
Por MWh	5,5	5,8	6,1	6,4

Finalmente, el Cuadro resume el costo social de las distorsiones. Dependiendo de la elasticidad de la demanda, éste varía entre poco menos de USD 400 millones y poco menos de USD 450 millones. El

²⁵ La fórmula del triángulo es $\frac{\Delta x \cdot \Delta p}{2} \approx \eta \cdot \frac{\Delta p}{p} \cdot 10.000 \cdot 600 \cdot \frac{50}{2}$.

costo por MWh es considerable: entre USD 5,5 MWh y USD 6,4/MWh²⁶. Si se considera que el pago anual por potencia es alrededor de USD 900 millones, se concluye que casi la mitad es pérdida social.

²⁶ Supone que la producción del SEN es 70 TWh/año.

6 ANÁLISIS DE LA ESTRATEGIA DE FLEXIBILIDAD

Si bien la estrategia de flexibilidad presentada por el Ministerio de Energía a fines del año 2019, plantea 12 medidas, a la fecha se ha trabajado en sólo 2 de ellas, a saber: i) perfeccionar el mecanismo de remuneración de suficiencia y ii) establecer señales de mercado de largo plazo que permitan incentivar inversión en capacidad flexible.

Estas dos medidas se encuentran incorporadas en el documento denominado Propuesta Conceptual Reglamento de Potencia, del Ministerio de Energía de diciembre de 2020. Los elementos asociados al punto i) ya fueron analizados conceptualmente en los capítulos anteriores de este informe y en el capítulo siguiente se analizará en qué medida la propuesta del Ministerio permite perfeccionar el actual marco regulatorio o no, en aspectos tales como la asignación a la oferta, como debe pagar la demanda, precio de la unidad de punta y otros. En este capítulo se analiza la medida ii), que básicamente propone remunerar el atributo de flexibilidad que aporten las diferentes unidades y tecnologías a través del cargo por potencia.

A continuación se analiza, desde el punto de vista conceptual, en qué medida es posible y correcto remunerar mediante el cargo de potencia a la flexibilidad y los servicios complementarios a los que ésta da origen. Se analizará también las consecuencias sobre generadores y la demanda, de modificar la remuneración de potencia para adosarle una remuneración por flexibilidad y el efecto que eso tendrá sobre el comportamiento de los clientes.

Como primer punto, debe señalarse que el análisis de las dos medidas mencionadas en la estrategia de flexibilidad, debe hacerse en concordancia con las otras 10 medidas establecidas en dicha estrategia. Sólo así se podrá asegurar que todas sus partes constituyen un todo integral y coordinado. No es recomendable modificar esta parte antes de completar todo el análisis de la estrategia presentada.

Es por ello que en este estudio, se analiza en forma integral como debiera ser el mercado en su conjunto para resolver los desafíos de flexibilidad a mínimo costo global para los consumidores, y su probable conexión con cargos de potencia.

Tal como se indicara, los capítulos anteriores plantearon elementos específicos relacionados con el mecanismo de suficiencia (cargo por potencia), los que se compararán con la propuesta del Ministerio en el capítulo siguiente, a objeto de verificar si la dicha propuesta permite una solución global que sea concordante y asegure el mínimo costo a los consumidores, sin crear nuevos cargos que podrían significar sólo aumento de costos, pero no resolver los desafíos planteados.

En lo que se refiere a flexibilidad, la propuesta del Ministerio redefine la actual Potencia de Suficiencia o Potencia Firme (antes del prorrateo final con la demanda), como:

$$PF = PS \cdot (100\% - x\%) + PFI \cdot (x\%)$$

en donde PS representa la componente de potencia de suficiencia (la actual potencia firme) y PFI representa una nueva componente denominada Potencia Flexible. x es un porcentaje a definir.

A su vez, la PFI queda definida en base a tres atributos arbitrarios, denominados: capacidad de generación flexible; disponibilidad de rampa y eficiencia económica; y la propuesta se basa en que ellos funcionen en conjunto como la multiplicación de los tres, de otro modo no se explica que se

defina ""Capacidad de generación flexible"" como la capacidad física de máquina de subir carga o no, en circunstancias que el recurso primario es la condicionante para que eso sea efectivo o no, a la hora que se necesite. Con todo parece extraño que para el sol por ejemplo, la multiplicación de los dos primeros factores de alrededor de 15%, cuando tienen nula capacidad de dar rampa de subida en la tarde.

De aplicarse la forma propuesta, se traduce en una simple redistribución de potencia firme entre tecnologías, ya que al incorporarse como cargo (US\$/KW aplicado a la demanda de punta equivalente), se pierde toda señal para que el generador que recibe el cargo otorgue efectivamente flexibilidad, porque no será un premio que incentive a que el generador suba o baje cuando se requiera. Un cargo como el propuesto no genera incentivos ni a la oferta, ni a la demanda para otorgar flexibilidad. Para ello, se debiera establecer penalidades muy fuertes para que los generadores tengan incentivo a dar la prestación ""variable"" por la cual están recibiendo un cargo ""fijo"".

En la práctica, la propuesta es una mera redistribución de las potencias firmes, que a lo mejor consigue el objetivo de reducir remuneración a turbinas de gas, disminuyendo la sobreinstalación, pero no de una forma correcta y peor aún, sin modificar las señales a los clientes, con alta probabilidad de que terminen pagando más que hoy y sin solucionar los problemas de flexibilidad, ya que las rampas sólo se logrará con precios de energía granulares y multiliquidación que premie a los generadores que soportan los desvíos de los otros, y se liquide entre ellos, y no con un cargo fijo a la demanda.

Efectivamente, para remunerar adecuadamente a la flexibilidad y dar las señales correctas para que los proveedores resuelvan esta problemática a mínimo costo para los consumidores, se debe partir por la premisa de que el precio económicamente eficiente de la energía es el costo marginal de proporcionar un MWh adicional durante el intervalo de tiempo pertinente. Cuando se tiene una gran cuota de generación renovable intermitente, entonces el precio económicamente eficiente de la energía cambia con mayor frecuencia respondiendo a los cambios de producción de los recursos intermitentes. Así, a medida que los intervalos de despeje de los precios sean más y más cortos (granularidad temporal), mejor se recompensarán las inversiones en recursos flexibles.

En efecto, los recursos que pueden ajustar mejor su producción respondiendo a variaciones de precios que se determinan con mayor frecuencia y que serán más altos cuando se necesiten más recursos flexibles, recibirán mayores ingresos y resolverán eficientemente las variaciones de despacho, disminuyendo el costo de la energía que pagan los consumidores, gracias a estos intervalos de precios más cortos.

Todos los mercados mayoristas de los Estados Unidos fijan precios en el mercado en tiempo real cada 5 minutos, recompensando así a los recursos que otorgan rampas rápidas, tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda. Un precio de energía eficiente proporciona la señal económica adecuada para la provisión de flexibilidad pues remunera a los recursos que otorgan rampas rápidas, sin necesidad de agregar nuevos cargos a la demanda.

Por el contrario, el pago designado a unidades de generación, que las remunera por el mero hecho de existir, no es una señal fuerte para hacer que las unidades respondan a las instrucciones de despacho en forma flexible y no resuelve el problema de confiabilidad en tiempo real.

Al mismo tiempo, los cargos fijos a la demanda para remunerar centrales que pueden aportar generación flexible, no otorga señales a los consumidores respondan en forma adecuada para aliviar las condiciones de “stress” del sistema: la demanda tiene poco incentivo para desplazarse fuera de los

períodos en los que la demanda de flexibilidad es alta. Mantener los precios de energía horarios (en lugar de precios más frecuentes), en presencia de una proporción creciente de energías renovables intermitentes reduce los incentivos para las inversiones en flexibilidad. Los cargos inflexibles a corto plazo (como un cargo de potencia) son una solución de mayor costo para los clientes, ya que no remuneran adecuadamente los recursos que otorgan rampas rápidas.

El problema de la inflexibilidad se materializa en intervalos breves y en tiempo real. Por eso, mientras mejor sea el diseño del mercado de energía de corto plazo y mientras mejor refleje en los precios las restricciones operativas relevantes en, con alta granularidad temporal y geográfica (precios nodales, Locational Marginal Prices o LMP), mayor será la cantidad de recursos renovables intermitentes que se pueden integrar de manera rentable en el mercado mayorista, respondiendo eficientemente a las necesidades de flexibilidad que ello conlleva. Por el contrario, si se integran recursos intermitentes a un mercado mayorista que no internalizan el mayor número y variedad de restricciones operativas que causan, el costo anual de atender la demanda será mayor.

Los mercados de energía de corto plazo que cooptimizan los recursos reflejando todas las restricciones de transmisión y operativas relevantes, reducen el costo de atender a la demanda de energía y reservas en todos los nodos de la red de transmisión. Lo anterior se verifica al comparar los mercados europeos que son zonales y no cooptimizan, con los mercados en los Estados Unidos, en donde casi todos cooptimizan. Al contrario de los Estados Unidos, en Europa se observan importantes costos de congestión y redespacho.

Un elemento relevante para la adecuada remuneración de la flexibilidad, además de la granularidad de despeje y precios nodales, es definir mercados de liquidación múltiple que operen en tiempo real con mayor frecuencia. Ello reduce significativamente la necesidad de reservas y permite asignar los costos de acuerdo con el principio de causalidad, haciendo que a los generadores les convenga pronosticar la generación con precisión, reduciendo así los costos para el usuario final.

6.1 Mercados de Liquidación Múltiple

Todas las jurisdicciones de los Estados Unidos han adoptado los mercados LMP de liquidación múltiple como un mercado mayorista formal de electricidad a corto plazo. Un mercado de liquidación múltiple se compone de un mercado “Day Ahead” y un mercado en tiempo real. En el Day Ahead market se asumen compromisos financieros firmes para todas las unidades de generación y la demanda durante las 24 horas del día siguiente. Los proveedores envían las curvas de oferta de energía y reservas de cada unidad de generación a cada hora del día siguiente y los comercializadores minoristas de electricidad presentan curvas de demanda para cada hora del día siguiente.

Estos compromisos diarios no requieren que una unidad de generación suministre la cantidad vendida en el mercado diario. Sólo se requiere comprar cualquier déficit de suministro de energía en el mercado en tiempo real en ese mismo lugar. Para la demanda se aplica la misma lógica. El consumo adicional más allá de la compra diaria se paga al precio en tiempo real en esa ubicación y el excedente de una compra diaria con respecto al consumo real se vende al precio en tiempo real en esa ubicación.

En todos los mercados mayoristas de los Estados Unidos los LMP en tiempo real se determinan a partir de curvas de oferta en tiempo real de todas las unidades de generación disponibles y cargas despachables, minimizando el costo ofrecido para satisfacer la demanda en tiempo real en todos los nodos del sistema, considerando la configuración actual de la red de transmisión y todas las restantes restricciones operativas relevantes. Este proceso da lugar a LMP en todos los nodos de la red de

transmisión y los niveles reales de operación por hora para todas las unidades de generación. Los desequilibrios en tiempo real respecto de los despachos financieros provenientes del “Day Ahead” se liquidan a estos precios en tiempo real.

Para entender cómo funciona un mercado de dos reliquidaciones, supongamos que el propietario de una unidad de generación vende 40 MWh en el mercado “Day Ahead” a 25 US\$/MWh, recibiendo US\$ 1 000 por esta venta. Sin embargo, si la unidad de generación no inyecta 40 MWh de energía en la red durante esa hora del día siguiente, debe comprar la energía que no inyecta al precio en tiempo real en dicho nodo. Supongamos que el precio en tiempo real es de 70 US\$/MWh y el generador solo inyecta 30 MWh de energía durante la hora en cuestión. En este caso, el propietario de la unidad debe comprar el déficit de 10 MWh a 70 US\$/MWh. En consecuencia, los ingresos netos que gana el propietario de la unidad de generación al vender 40 MWh en el mercado “Day Ahead” y solo inyectar 30 MWh son:

US\$ 300 = US\$ 1.000 de ingresos obtenidos en el mercado “Day Ahead” menos los US\$ 700 pagados por los 10 MWh de desviación.

Si una unidad de generación produce más que la cantidad que ofreció en el Day Ahead market, vende el excedente en el mercado en tiempo real. Por ejemplo, si la unidad del ejemplo produce 55 MWh en vez de 40 MWh, vende los 15 MW adicionales a 70 US\$/MWh, el precio en tiempo real. Por la misma lógica, un comercializador que compra 40 MWh en el mercado diario, pero solo retira 30 MWh en tiempo real, vende los 10 MWh no consumidos al precio del mercado en tiempo real. Alternativamente, si el comercializador retira 50 MWh, entonces debe comprar los 10 MWh adicionales en el Day Ahead market al precio en tiempo real, 70 US\$/MWh.

Un mercado LMP de liquidación múltiple también valora la capacidad de despacho de las unidades de generación, a pesar de que le paga todos los recursos en un mismo nodo de la red el mismo precio. Supongamos que una unidad eólica vende 80 MWh y un recurso térmico vende 100 MWh en el mercado “Day Ahead” ambos a 50 US\$/MWh. Si en tiempo real se produce menos energía eólica, la unidad térmica despachable debe compensar la diferencia. Supongamos que la unidad de viento produce solo 50 MWh, por lo que la unidad térmica debe producir 30 MWh adicionales. Debido a este “déficit de generación eólica” el precio en tiempo real es 90 US\$/MWh y no los 50 US\$/MWh antes previstos. Bajo este escenario, la central eólica recibiría

$$\text{US\$ } 1.300 = 80 \text{ MWh} \times 50 \text{ US\$/MWh} - 30 \text{ MWh} \times 90 \text{ US\$/MWh}$$

es decir, se le pagaría un precio promedio de $1.300/50 = 26$ US\$/MWh. Siguiendo el mismo razonamiento, la central térmica despachable recibiría

$$\text{US\$ } 7.700 = 100 \text{ MWh} \times 50 \text{ US\$/MWh} + 30 \text{ MWh} \times 90 \text{ US\$/MWh}$$

es decir, de le pagaría un precio equivalente a

$$7.700/130 = 59,23 \text{ US\$/MWh.}$$

Así, la unidad despachable es remunerada a un mejor precio promedio.

Se aplica una lógica similar al caso en que el recurso eólico produce más de lo esperado y el recurso térmico reduce su producción porque el precio en tiempo real es más bajo que el precio diario debido a la cantidad inesperadamente grande de energía eólica producida. Supongamos que ahora la unidad

eólica vende 50 MWh y el recurso térmico vende 130 MWh en el mercado “Day Ahead” al precio de 50 US\$/MWh. Si en tiempo real se produce más energía eólica, la unidad térmica despachable debe reducir su producción. Supongamos que la unidad de viento produce 80 MWh, por lo que la unidad térmica debe reducir 30 MWh. Debido al “aumento de generación eólica” el precio en tiempo real fue de 20 US\$/MWh y no los 50 US\$/MWh antes previstos. Bajo este escenario, la central eólica recibiría

$$\text{US\$ } 3.100 = 50 \text{ MWh} \times 50 \text{ US\$/MWh} + 30 \text{ MWh} \times 20 \text{ US\$/MWh}$$

es decir, sería pagada a un precio promedio de

$$3.100/80 = 38,75 \text{ US\$/MWh.}$$

Por la misma lógica, la central térmica despachable recibiría

$$\text{US\$ } 5.900 = 130 \text{ MWh} \times 50 \text{ US\$/MWh} - 30 \text{ MWh} \times 20 \text{ US\$/MWh}$$

es decir, sería pagada a un precio equivalente de

$$5.900/100 = 59 \text{ US\$/MWh.}$$

Se concluye que nuevamente la unidad despachable es remunerada a un mejor precio promedio.

Lo anterior muestra que el mercado de liquidación múltiple premia a los proveedores por la capacidad de respuesta de suministro, aun cuando paga el mismo LMP a todos los recursos en la misma ubicación en los mercados “Day Ahead” y en tiempo real. Esta es una característica muy importante del diseño del mercado de liquidación múltiple, sobre todo para regiones con ambiciosos objetivos de penetración de energía renovable intermitente, que típicamente están altamente correlacionados.

Mayor proporción de recursos intermitentes probablemente aumentará los ingresos recibidos por los recursos flexibles en un el mercado LMP con múltiple liquidación²⁷.

Otra característica de los mercados LMP de Multi-liquidación, es que recompensa a los recursos por la previsibilidad de su producción: mientras más precisa es la proyección en el Day Ahead, menor será la exposición al precio en tiempo real. El precio en tiempo real probablemente es bajo cuando la producción renovable es alta; y alto cuando la producción renovable es baja. Los recursos renovables venden energía de desequilibrio a bajo precio y compran energía de desequilibrio a precio alto. El recurso despachable, en cambio, típicamente produce cuando el precio en tiempo real es alto y produce muy poco cuando el precio en tiempo real es bajo---el despacho es eficiente. El recurso despachable, por contraste, vende energía de desequilibrio a un precio alto y compra energía de desequilibrio a bajo precio.

El importante notar que este mercado, que en los Estados Unidos funciona con ofertas de energía y reservas, no es exclusivo para este tipo de mercados, al contrario de lo que se ha dicho erróneamente en algunas oportunidades durante el desarrollo de las mesas de potencia coordinadas por el Ministerio. En efecto, el Day Ahead es perfectamente aplicable en el mercado chileno, que tiene un despacho basado en costos, en donde los proveedores que dependen de insumo primario y que no tienen almacenamiento para regulación, definirían sus disponibilidades, y luego el Coordinador determinaría el despacho de los recursos térmicos y de recursos primarios con capacidad de

²⁷ Wolak (2016) “Level versus Variability Trade-offs in Wind and Solar Generation Investments: The Case of California,” The Energy Journal (available at <http://www.stanford.edu/~wolak>)

regulación, mediante el modelo de despacho que considera todas las restricciones operativas relevantes y determinaría despachos factibles y costos marginales en todos los nodos de la red. En cuanto a las reservas, el sistema chileno ya considera ofertas, las que se deben cooptimizar con la energía, como se verá más adelante. De la misma forma que en los Estados Unidos, el Coordinador minimizaría el costo ofrecido para satisfacer la demanda de energía y reservas durante las 24 horas del día siguiente, sujeto a la configuración anticipada de la red de transmisión y otras restricciones operativas relevantes durante dichas 24 horas. Esto da lugar a LMP y compromisos financieros firmes para comprar y vender electricidad cada hora del día siguiente para todas las unidades de generación y la demanda²⁸.

Como ya se dijo, operar un mercado a corto plazo con mayor frecuencia de liquidación del mercado en tiempo real genera importantes beneficios. En efecto, debido a que la demanda del sistema puede cambiar significativamente durante cualquier intervalo de tiempo dado, una operación más frecuente del mercado en tiempo real puede establecer señales de precios más precisas y niveles de despacho con costos más bajos para las unidades de generación dentro de ese intervalo de tiempo. Esto implica que más desviaciones entre los despachos de generación “Day Ahead” y tiempo real pueden ser llevadas explícitamente a precio. Por ejemplo, durante una hora o media hora dada, puede ser necesario que una unidad de generación aumente y reduzca su generación para mantener el equilibrio del sistema. En el despeje del mercado en tiempo real varias veces durante la hora, el propietario de la unidad de generación puede enfrentar altos precios durante los períodos en los que la unidad tiene que aumentar su producción y un precio a la baja durante los periodos en que la unidad necesita reducir su generación, en lugar de un precio único durante toda la hora que se basa en el promedio del nivel de producción de la unidad durante la hora, remunerándose directamente la flexibilidad.

Con una operación más frecuente del mercado en tiempo real, el operador del sistema tiene la capacidad de proporcionar incentivos a las unidades de generación y demandas flexibles para moverse hacia arriba o hacia abajo durante una hora. Esto implica que el operador del sistema probablemente necesite menos reserva de regulación para mantener el equilibrio entre el suministro y la demanda de energía en una hora. Un funcionamiento más frecuente del mercado en tiempo real también puede permitir que el operador del sistema compre menos reservas de funcionamiento reservas en giro, y reserva fría, debido a que la mayoría de los cambios en la demanda del sistema durante la hora están siendo logrados por los cambios hacia arriba y hacia abajo de los generadores y la demanda, como resultado de las instrucciones de despacho del mercado en tiempo real más frecuente durante la hora.

En conclusión, los precios más frecuentes en tiempo real recompensan la flexibilidad tanto por el lado de la oferta como por el lado de la demanda del mercado

Todos los mercados de Estados Unidos LMP liquidan el mercado en tiempo real cada cinco minutos. Esto significa que cada cinco minutos, el ISO ejecuta el mercado LMP para establecer los precios y los niveles de despacho en tiempo real para todas las unidades de generación para satisfacer la demanda en todos los nodos de la red. Así, durante cualquier hora cada unidad de generación en el área de control podría recibir hasta doce instrucciones de despacho que probablemente reducen la cantidad de regulación y otras reservas operativas que el operador del sistema necesita comprar.

²⁸ Para mayores detalles de mercados Day Ahead en un mercado basado en costos, ver Inostroza/Wolak/Di-Avante/V&M/Ching: Diseño de Los Servicios Complementarios de Energía en el Perú y su Adaptación para Inclusión de Tecnologías No Convencionales; 2020

6.2 Mercados Secuenciales (no cooptimizados) y Sustitución de la Demanda

En casi todos los mercados fuera de los Estados Unidos, los mercados de reserva se ejecutan después de que se despeja el mercado de la energía, o en otros casos, como Chile, Perú, que si bien cooptimizan los recursos en las instancias de predespacho, al no tener mercados Day Ahead vinculantes, terminan siendo secuenciales en la práctica, como se mostrará más adelante.

Hay una serie de inconvenientes asociados con la ejecución secuencial de estos mercados. En primer lugar, es poco probable que este mecanismo de mercado conduzca a la combinación de menor costo de energía y reservas porque la misma unidad de generación puede proporcionar energía y reservas. De esta forma, un mecanismo de mercado que tenga en cuenta este hecho reducirá el costo ofrecido para atender la demanda de energía y reservas. En segundo lugar, debido a que una cantidad significativa de capacidad de generación está comprometida para suministrar energía en el momento en que opera el mercado de reservas, los proveedores de estos servicios se enfrentan a una menor competencia con relación al caso en que energía y reservas se obtienen simultáneamente, como es el caso en todos los mercados de EE. UU. y Australia.

En todos los mercados de Estados Unidos, las reservas y de energía se compran simultáneamente en el Day Ahead market. Los proveedores envían curvas de oferta para energía y reservas que sus unidades están calificadas para proporcionar y el operador del sistema minimiza el costo total necesario para satisfacer la demanda de energía y reservas

La contratación simultánea de energía y reservas, (que a menudo se llama cooptimización de la energía y reservas), tiene una serie de propiedades atractivas. La cooptimización implica: (1) el precio de mercado de cada reserva depende de qué unidades de generación están suministrando energía durante esa hora, (2) el precio de mercado de la energía depende de qué unidades están proporcionando cada reserva, y (3) conduce a la solución de mínimo costo para la combinación energía y reservas demandadas por el sistema

Los mercados de energía y reservas de Multiliquidación, con un Day Ahead financiero vinculante y un mercado en tiempo real, que cooptimizan energía y reservas, garantizan que los propietarios de unidades de generación nunca se arrepientan de haber vendido energía y no reservas en el mercado Day Ahead. Por el contrario, si el mercado de energía no impone un compromiso financiero a firme, el proveedor podría adjudicarse 10 MW de reservas a 4 dólares/MWh, porque el precio de la energía en el Day Ahead era de 23 dólares por MWh y su costo marginal es de 20 USD por MWh. En tiempo real, el proveedor podría arrepentirse de esta decisión porque el precio de la energía es de \$30/MWh y las ganancias variables por unidad por 10 MW es de \$10/MW a \$30/MWh - \$20/MWh. El mercado Day Ahead con compromisos financieros para la unidad, implica que después de que este mercado despeja el precio, el proveedor estará contento con su despacho de energía frente a la programación de reservas, dados los precios del Day Ahead.

Los mercados secuenciales pueden aumentar los precios que se le pagan a los generadores sin un aumento correspondiente de la confiabilidad del sistema. Estos problemas surgieron en los diseños iniciales del mercado en California e ISO New England. Los propietarios de las unidades de generación reducían la oferta de energía para vender la capacidad en el mercado de reservas a un precio más alto. Esto condujo con frecuencia a reservas de menor calidad que se vendieron en el proceso de adquisición secuencial a mayor precio, porque reservas de mejor calidad ya se habían vendido anteriormente en el proceso de adquisición secuencial.

La experiencia de los mercados de reservas de California durante los primeros dos años de operación proporciona una clara evidencia de la desventaja de ejecución secuencial de los mercados de energía y reservas. Durante este período de tiempo, el mercado de reservas de California operó después del cierre del mercado de energía diario.

Durante ese período de tiempo, los costos de reservas fueron del 13% de los costos anuales de energía en 1998, 5,7% en 1999 y 6,8% en 2000. Durante los últimos tres años, con un mercado multiliquidación, cooptimizado, y con aproximadamente 30% de energías renovables, los costos de reservas fueron entre el 1,6% de los costos anuales de energía en 2017, 2% en 2018 y 1.7% en 2019.

Adquirir simultáneamente todas las reservas y la energía permite que la mayor cantidad de servicios más baratos sustituyan a los servicios más caros, eligiendo la combinación de menor costo para satisfacer las demandas nodales de energía y reservas, reduciendo así el costo para los usuarios.

6.3 Beneficios de Mercados Multiliquidación, Cooptimizados y Altamente Granulares

El mercado Day Ahead financiero permite que las ofertas de energía y potencia se igualen con sendas demandas en todos los nodos de la red. En tiempo real la oferta también iguala a la demanda en todas las ubicaciones de la red. El proceso de Multi-liquidación le permite a los proveedores gestionar eficientemente los recursos, produciendo traspasos entre los recursos flexibles e inflexibles, con un agregado que es suma cero para todos los generadores y eventualmente cargas activas que participen en el proceso.

Se tiene por tanto, una asignación eficiente de costos y beneficios de energía, flexibilidad y costo de reservas entre los diferentes actores.

Los generadores administrarán su riesgo y trasladarán los costos eficientes de este proceso al cliente, preferentemente a través del precio de la energía en los contratos de largo plazo de suministro de energía, produciéndose la adecuada señal de largo plazo para la inversión en recursos flexibles.

Y, como se dijo, los mercados de multiliquidación cooptimizados requieren menos reservas.

En efecto, las tres características de los mercados de corto plazo de los Estados Unidos (LMP, multiliquidación y frecuencia de liquidación de cinco minutos del mercado en tiempo real) explican por qué el costo anual de reservas por MWh es menor que 2 US\$/MWh en todos los mercados y menos de 1 US\$/MWh en la gran mayoría.

Lo anterior se grafica en la figura siguiente, que muestra los requerimientos de reserva en California.

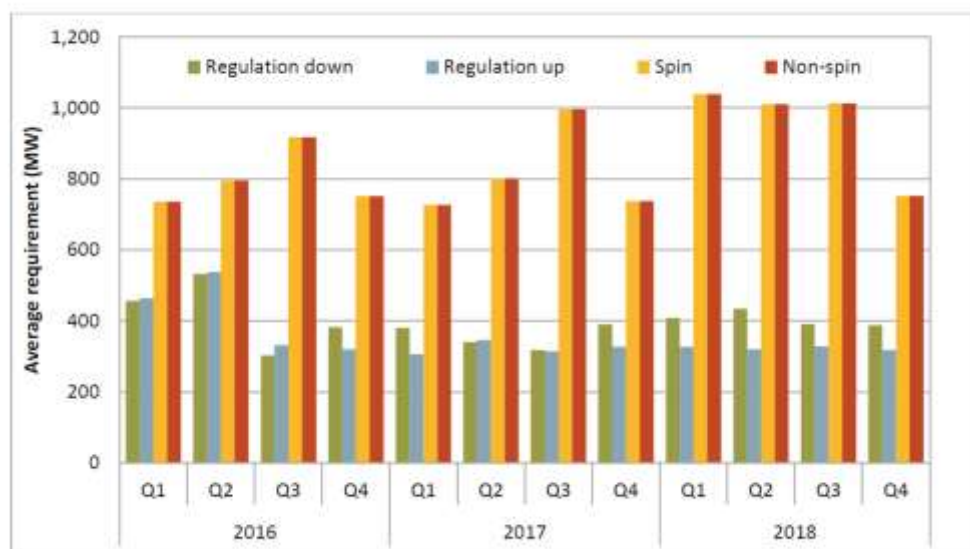


Figura 10: Requerimiento trimestral reservas en california

California usa entre 300 y 400 MW de regulación de subida y unos 350 – 400 MW de regulación de bajada, para una demanda media por hora de 30.000 MWh. Por contraste, mercados sin liquidaciones múltiples tales como Chile, Colombia y Perú requieren 12%, 48% y 96% más regulación secundaria por MWh por hora en promedio que el mercado multi-liquidación cooptimizado de California.

Adicionalmente, Wolak (2011) cuantifica la magnitud de los beneficios económicos de una multiliquidación. El 1 de abril de 2009, el mercado de California hizo la transición hacia precios nodales de múltiples liquidaciones. Wolak compara los promedios horarios de la cantidad total de energía fósil (en BTUs), el costo de producción variable por hora total de las unidades térmicas y el número total de arranques por hora de unidades térmicas antes y después de la implementación de los precios nodales. Con multiliquidación el total de BTU por hora de energía de combustibles fósiles consumida para producir electricidad es 2,5 por ciento menor, el costo de producción variable por hora para unidades de combustibles fósiles es 2,1 por ciento menor y el número total de arranques por hora es 0,17 más alto luego de la implementación de precios nodales. Esta reducción del costo del 2,1 por ciento implica una reducción de aproximadamente US\$ 105 millones en los costos variables anuales totales de la producción de energía de combustibles fósiles en California, lo que se asocia con la introducción de multiliquidación y LMP.

Finalmente, los mercados de liquidación múltiple permiten que la demanda participe como comprador o vendedor y resuelven el problema que implica establecer la “línea base” para que requieren los programas de respuesta de demanda. La respuesta de demanda cuando sólo hay mercado en tiempo real, requiere establecer una referencia o “línea de base” administrativa en relación a la cual se paguen las reducciones de la demanda. El problema es que nunca se puede medir lo que el cliente habría consumido, sólo se mide lo que el cliente realmente consumió. Con el Day Ahead, la “demanda de referencia” (línea base) y su precio quedan definidas en el Day Ahead y si el consumo real es inferior a la línea base, la diferencia se vende en el mercado en tiempo real a un precio en tiempo real. Por ejemplo, si la demanda compra 10 MWh en el mercado Day Ahead a \$30/MWh, y si el precio en

tiempo real es de \$50/MWh y solo consume 8 MWh, vende 2 MWh a \$50/MWh, y gana $\$40 = 2 \text{ MWh} \times (\$50/\text{MWh} - \$30/\text{MWh})$ por reducir la demanda.

En esta característica de diseño del mercado, la experiencia acumulada respalda un diseño de mercado LMP con liquidación múltiple como el mecanismo de mercado mayorista recomendado.

En conclusión, precios de mercado más frecuentes en tiempo real son medios eficientes para pagar la flexibilidad en lugar de un pago fijo a recursos flexibles

El mercado multi liquidación incentiva las inversiones de flexibilidad en relación con el mercado energético de liquidación única y la Co-optimización de la energía y las reservas frente a la adquisición secuencial de energía y las reservas incentivan también las inversiones en recursos flexibles.

Por todo lo expuesto anteriormente, no se recomienda la propuesta del Ministerio, porque ella es una mera redistribución de cargos fijos y no resolverá las necesidades de flexibilidad y la razón de fondo es que la flexibilidad es la capacidad de responder a fluctuaciones de la demanda y de la oferta en plazos muy breves. Por el contrario, los cargos y pagos fijos son la antítesis de la flexibilidad y hay alta probabilidad que aparezcan nuevos costos que esta señal no está resolviendo, con la contingencia de que terminen siendo pagados por la demanda mediante cargos adhoc.

La flexibilidad se logra haciendo que:

- (i) El mercado se despeje más frecuentemente (granularidad);
- (ii) Cada cual se haga cargo de su cantidad ofrecida y demandada (Day Ahead markets)
- (iii) Se efectúe una cooptimización de energía y reservas (no mercados secuenciales)
- (iv) Quien aporte flexibilidad sea remunerado en el momento en que la aporta
- (v) Costos de la flexibilidad sean parte del costo de la energía y traspasados eficientemente a clientes mediante contratos de largo plazo

La figura a continuación esquematiza los elementos de diseño de mercado para lograr flexibilidad.

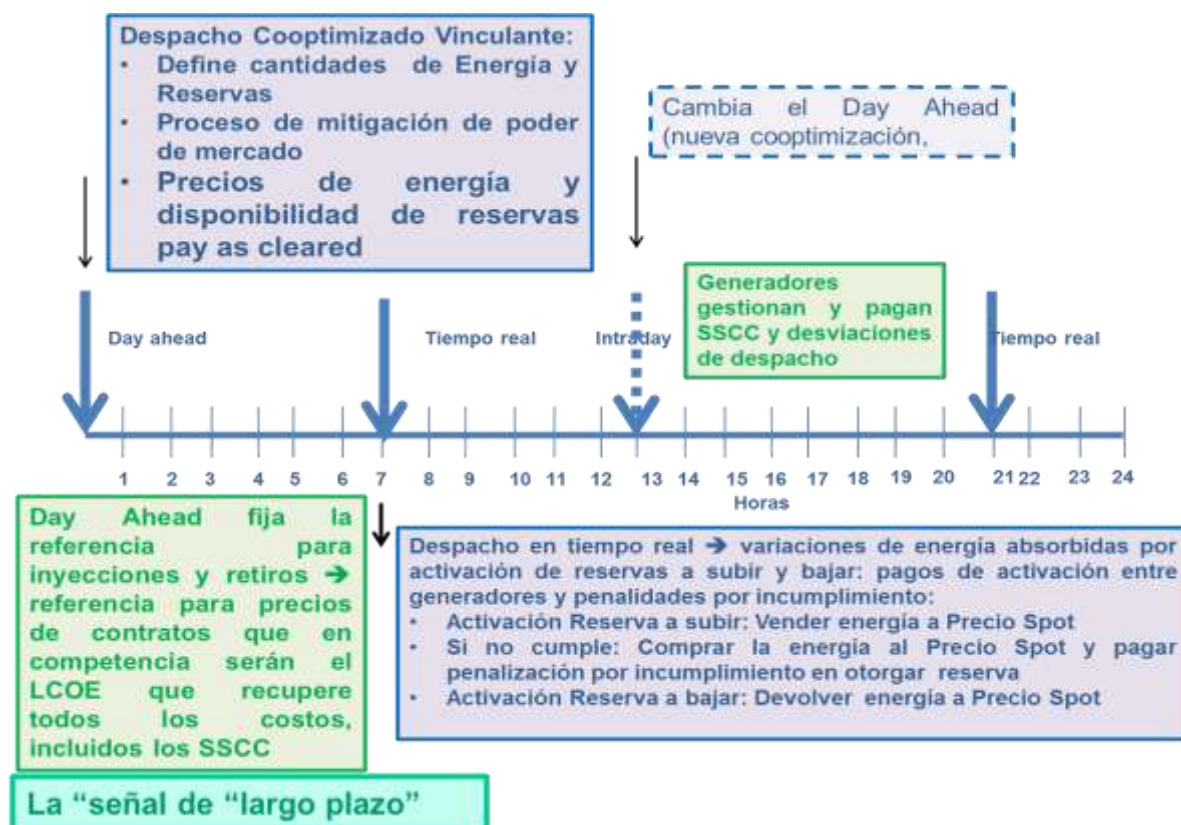


Figura 11: Diseño de un esquema para logra flexibilidad

En Chile, la expansión viene dada por las señales de mercado y las decisiones de los agentes, siendo una vía relevante los contratos de suministro de Largo Plazo, ya sea con clientes regulados o clientes libres, que permiten financiar y rentabilizar las inversiones. En ambos mercados, con reglas diferentes en cuanto a la gobernanza de los contratos, los precios se despejan en competencia.

Para que dicha competencia internalice todos los costos y los proveedores tengan la adecuada señal de largo plazo, que se verá reflejada en el precio de los contratos de suministro de largo plazo, y los clientes tengan el mínimo precio que cubra los costos eficientes, las reglas de corto plazo del mercado deben estar bien definidas, dando las señales para que los generadores resuelvan el problema de despacho y reservas, incluida la flexibilidad requerida.

El diseño parte con un mercado financiero vinculante del día anterior (day ahead), en el cual los generadores que usan recursos primarios debieran indicar la cantidad a ser considerada en el despacho, el que puede seguir siendo de costos y ofertar la disponibilidad de reservas. En este mercado day ahead se determinan las cantidades de energía y disponibilidad de reservas requeridas para las 24 horas siguientes. Luego en el despacho en tiempo real, los generadores que se desvíen deben pagar los recursos que se requirieron para la operación del sistema (activación de reservas). Si el despacho en tiempo real se despeja en forma más granular temporalmente hablando, mayores serán los recursos flexibles que serán remunerados correctamente con precios definidos al menor intervalo de tiempo posible (el costo marginal instantáneo). Cabe señalar que un elemento relevante de este diseño es que todas las liquidaciones entre el tiempo real y el day ahead son pagadas entre los generadores y eventualmente la demanda, si ella toma un rol activo en respuesta de demanda (cosa que hoy no existe todavía en Chile), es decir, es una liquidación de suma cero entre generadores.

Los generadores por su parte, deberán contemplar los costos del day ahead y la estimación de costos de liquidación o activación de reservas, en sus decisiones de contratar energía, obteniendo un precio eficiente que internaliza todos los costos, incluidos despacho, flexibilidad y reservas, el que se despejará en competencia y será el precio eficiente pagado por los clientes, sin necesidad de agregar cargos adhoc. El “day ahead” equivale a que el balance de inyecciones y retiros se hace al momento del “day ahead” y toda otra desviación posterior es “suma cero” entre generadores, luego los generadores se verán obligados a cuantificar los posibles costos e incorporarlos en sus ofertas de contratos de largo plazo, cerrando el círculo de las señales. Los clientes por su parte, pagarían un precio que incluye todos estos costos, pero despejados en competencia, y ya no tendrían pagos laterales adicionales.

Esto resulta relevante”, ya que deberán ser los generadores quienes “armen” un conjunto adecuado de ofertas que otorgue el suministro integral con todos sus atributos, de modo que no quede fuera ninguno que deba ser resuelto después en la operación del sistema y termina siendo traspasado a la demanda, con los mayores costos que ello conlleva, y que haría que el precio de contrato ofrecido no sea el precio final que paga la demanda y por ende no se sabe si la suma de los precios ofrecidos más los cargos adhoc (que es lo que paga la demanda al final) es la combinación más eficiente.

Cabe señalar que varios de los elementos expuestos en la propuesta del consultor, debieran tratarse en las 10 medidas restantes de la estrategia de flexibilidad, por lo que resulta altamente recomendable, que mientras no se establezca la propuesta sugerida en este estudio, no se modifique el mecanismo de remuneración de potencia en lo que se refiere a incorporar una señal de flexibilidad, que por lo demás, como ya se ha expuesto, no es una solución eficiente para otorgar la flexibilidad requerida por el sistema.

7 CONCLUSIONES

Para remunerar y estimular la instalación de generadores que aporten flexibilidad es innecesario introducir nuevos cargos de servicios complementarios u otros cargos fijos. Todo lo contrario, los cargos fijos son contraproducentes, porque la flexibilidad se remunera apropiadamente con precios de la energía más granulares que varíen cada cinco minutos. El despacho debe ser multi-liquidación. 24 horas antes de la operación las unidades deben anunciar su disponibilidad de energía y reservas y asumir compromisos financieros de entrega de energía (conocido como *Day Ahead market* en otras latitudes). Esto se complementa con el despacho en tiempo real que determina la operación a mínimo costo del sistema (conocido como “mercado de tiempo real” en otras latitudes). Los precios de corto plazo determinados en estos mercados son suficientes para remunerar a los recursos flexibles, porque en competencia se le traspasarán a los clientes en los PPAs. Ambos se pueden implementar dentro del marco legal existente, y perfectamente pueden funcionar en un despacho basado en costos como el chileno.

En cuanto a la potencia de suficiencia, el actual mecanismo de remuneración tiene tres defectos que estimulan la sobre instalación y le aumentan el costo de la potencia a los clientes. Uno es que hoy no existe un estándar de confiabilidad que diga cuánta potencia necesita el sistema durante la hora de carga residual máxima y que remunere a cada central y tecnología de acuerdo con su aporte marginal a la suficiencia. Por el contrario, la potencia de suficiencia reconocida es el resultado de cálculos ad hoc de la potencia media o mínima, con metodologías diversas que varían con la tecnología, pero que no estiman adecuadamente el aporte de cada central durante las horas de carga residual máxima del sistema.

El segundo defecto es que, por diversas razones, el precio de la potencia excede en magnitud considerable al costo de instalar una turbina, incluso nueva. Unido a que la sobre instalación es prorrateada, esto lleva a que se remunere la potencia a unidades que no son necesarias. Por ejemplo, hoy existe una sobre instalación de turbinas diésel y a pesar de esto, se están construyendo 375 MW en esta tecnología.

Por último, por el lado de la demanda, los clientes y consumidores regulados que pagan el cargo por potencia no son quienes usan potencia a la hora de carga residual máxima del sistema. Un subconjunto de los clientes - aquellos ubicados dentro de las zonas de distribución- recibe señales para ahorrar potencia, pero durante horas equivocadas; en ocasiones estos clientes no usan potencia a la hora en que se mide su uso, pero la pagan igual. Otro subconjunto de clientes---aquellos conectados al sistema de transmisión nacional y los consumidores regulados--- no recibe señales para ahorrar potencia casi a ninguna hora, aunque la pagan o la ahorran durante todo el Periodo de Control mediante cortes de producción o autogeneración. Adicionalmente, los períodos de control son diferentes para distintos clientes y no coinciden con las horas de carga residual máxima. Todo esto lleva a señales ineficientes, impidiendo que los clientes libres manejen la demanda para reducir sus costos y los del sistema.

Los defectos identificados se pueden solucionar dentro del marco reglamentario actual. Por el lado de la demanda, el cargo se le debe asignar a clientes y consumidores que usan potencia durante la hora de carga residual máxima. Por el lado de la oferta, la potencia total se debiera determinar con una métrica de confiabilidad objetiva (LOLP) y asignada a cada central de acuerdo con su contribución marginal al despacho en horas de carga residual máxima. El margen de reserva de potencia debería ser consecuencia de la métrica anterior y no parte del precio

A continuación se analiza como la propuesta del Ministerio trata de abordar estos 3 defectos mencionados, lo que hace con relativa profundidad y en algunos casos simplemente no aborda la problemática de fondo.

Respecto al primer defecto, la propuesta busca emplear una metodología probabilística para determinar la Potencia Inicial, ahora llamada ""Potencia Suficiencia Inicial"" sin definir una metodología particular para cada tecnología, y estableciendo un objetivo de confiabilidad.

Si bien estos conceptos van en el sentido correcto, la propuesta no especifica metodología. En este estudio se “aterriza” este concepto y se propone una metodología que puede ser aplicada al sistema chileno, dado que se ajusta a sus características hidrotérmicas.

La propuesta del Ministerio nada dice respecto del ajuste de la suma de las potencias firmes iniciales a la demanda, por lo cual se supone que mantiene el prorrateo proporcional actual, la cual no da señales de eficiencia alguna y estimula la sobreinstalación. Efectivamente, tal cual se desarrolla en el presente informe, aplicar metodologías ELCC puede ser adecuado en mercados en los cuales se licita la cantidad de potencia requerida, que no es el caso de Chile. En mercados como el chileno, no basta con aplicar dicha metodología si no se resuelve eficientemente este ajuste final a la demanda. El presente estudio analizó las distintas opciones que existen para este ajuste y propone un mecanismo que se puede aplicar a la realidad chilena, que por lo demás ya se usó con algunas variaciones en el pasado.

En cuanto a la métrica de confiabilidad, la propuesta no es clara en si recomienda LOLE o LOLP, o una para la oferta y otra para la demanda. En el presente estudio se han dado argumentos que indican que para el sistema chileno parece más adecuada la LOLE

En lo que se refiere al segundo defecto, la propuesta del Ministerio no resuelve varios de los defectos del precio de nudo de la potencia. El problema es que el precio de la potencia actual es muy alto y no conversa con el costo de instalar una turbina para cobrar exclusivamente potencia, que es considerablemente menor incluso de acuerdo con información de la propia CNE. En efecto, el precio de nudo de la potencia es alrededor de USD 7,5/kW-mes (7,9 en la fijación preliminar actual). De acuerdo con cálculos hechos con información de la propia CNE, la anualidad de una turbina diésel que paga la inversión de un inversionista es alrededor de USD 4,8/kW-mes; de manera similar, la anualidad que paga la inversión de un inversionista en un ciclo abierto es alrededor de USD 5/kW-mes. Los supuestos que causan este precio demasiado alto son varios:

- (i) El precio de la unidad de punta: la CNE supone que es \$553/kW, pero en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación la CNE dice que es \$448/kW. Aquí puede haber un problema de tamaño de unidad distinto.
- (ii) La vida útil: 25 años para la turbina, 30 años para la subestación y 20 años para la transmisión, las que debieran ser más largas ya que la probabilidad de despacho es baja.
- (iii) Los costos de O&M parecen altos, sobre todo considerando que el despacho de la unidades es poco frecuente
- (iv) La tasa de descuento es 10%, lo que no corresponde con la magnitud de las tasas de costo de capital actuales, que son considerablemente más bajas.

- (v) Los que se están instalando ""ahorran"" los costos de conexión.

Ninguno de estos puntos es abordado en la propuesta, pero en el presente estudio se presentan soluciones para cada uno.

La propuesta sólo indica una reducción progresiva del MRT, el que de acuerdo a lo ya explicado debiera ser parte de la métrica de confiabilidad y estar en la cantidad y por lo tanto no debe incorporarse en el precio desde ya.

Finalmente, en relación al tercer defecto identificado, es quizá donde la propuesta del Ministerio entrega mayores luces y busca avanzar a una determinación correcta de las horas de máxima carga residual, pero por otro lado no aborda varias de las problemáticas actuales que tienen los clientes, desarrolladas en capítulos anteriores de este informe.

En los aspectos a mejorar, el mecanismo voluntario de reducción de demanda debiera estar dentro y no fuera de las horas de control de punta como lo indica el Ministerio. Esto resulta incomprensible, porque los clientes estarían reduciendo carga en horas que el sistema no lo necesita, con una pérdida social neta, ya sea por menor producción o bien por el costo de echar a andar motores diésel. Este es precisamente el defecto más grande del sistema de control de punta actual - los incentivos están puestos para que se reduzca carga fuera de las horas en que la carga residual (o demanda neta) es máxima.

Las experiencias internacionales muestran que mecanismos efectivos de respuesta de demanda son mucho más fáciles de lograr si se establece un mercado ""Day Ahead"" financieramente vinculante que se liquide después con el mercado en tiempo real: consumir menos que las compras en el mercado del Day Ahead permite ventas en el mercado de tiempo real y se resuelve el “problema de la línea base” para los programas de respuesta de la demanda, que queda naturalmente definida por el Day Ahead.

Por otra parte, la propuesta del Ministerio en este punto, está más bien enfocada al retiro que debiera reconocer el generador para servir a su cliente, y que es usado por el Coordinador para el balance y transferencias de potencia entre generadores. Es necesario, por tanto, que se aclare si acaso se está pensando regular también la facturación a todos los clientes, incluido los libres, o bien si esto es solamente un mecanismo que aplica para los generadores cuando retiran por cuenta de los clientes para servir sus contratos. También se debería aclarar que la “Demanda Punta del sistema” debe ser la suma de las demandas de punta equivalente coincidentes de todos los clientes del sistema. Es clave que el mecanismo de remuneración de potencia y de control de punta actúe durante las horas de carga residual máxima de todo el sistema de manera coincidente para todos los retiros/consumos de potencia, porque sólo de esa forma se le dice a los consumos (a través de los contratos) que ahorren potencia cuando el sistema lo necesita.

Tal como lo indicado, y dado que la propuesta presentada se limita a los retiros de los generadores, no reforma las tarifas por potencia que pagan los consumidores y clientes regulados y los clientes libres, y por lo mismo, no resuelve varios de los problemas a los que se enfrentan actualmente los clientes y consumidores, a saber:

- (i) Algunos consumidores pagan por potencia contratada y no consumen potencia; peor aún, algunos consumidores regulados pagan por consumo de potencia fuera de las horas de punta, las así llamadas ""tarifas parcialmente presentes en punta"", ""carga de potencia fuera de punta"".

- (ii) Otros pagan por sus cargas máximas leídas durante el periodo de control de punta; no por la potencia que consumen a la hora de carga residual máxima del sistema. Así, se computa su uso de potencia a las horas en que el sistema no las necesita, y el cliente recibe el incentivo de reducir carga cuando el sistema no necesita la potencia.
- (iii) Hay clientes que pagan potencia pero no la consumen, pues prenden motores durante el periodo de control.

Todo lo anterior implica que no existe una señal que les indique a los clientes que deben ahorrar potencia cuando el sistema lo necesita.

Se debiera eliminar todos los cargos de ""potencia fuera de punta"" que hoy pagan los consumidores regulados.

Finalmente, el período de control debiera ser bien definido y contar con pocas horas representativas de la confiabilidad que se quiere para el sistema, de modo de dar una señal de eficiencia a los clientes.

Como parte del presente estudio, se efectuaron comentarios a la propuesta del Ministerio, de acuerdo a lo solicitado en el proceso llevado a cabo por dicho Ministerio. La referencia [21] contiene el detalle de dichas observaciones y comentarios.

REFERENCIAS

- [1] Fernando Barrera, Joseph Crespo: Security of Supply: What Role Can Capacity payments Play? Septiembre 2003
- [2] Shmuel S. Oren: Capacity Payments and Supply Adequacy in Competitive Electricity Markets. University of California at Berkeley USA. 2000
- [3] Charles F. Robinson, Sidney M. Davies, Grant A. Rosenblum: Opening Comments Of The California Independent System Operator Corporation On The California Public Utilities Commission's Capacity Markets White Paper. Septiembre 2005
- [4] Hobbs, Benjamin and Matthew Kahal: Issues Concerning ICAP and Alternative Approaches for Power Capacity Markets", Papers and Proceeding, Market Design Conference, Elsfork, Sweden. 2001
- [5] Wolak, F. and R. Patrick : "The Impact of Market Rules and Market Structure on the Price Determination Process in the England and Wales Electricity Market", Power Working Paper 047, University of California at Berkeley. 1997
- [6] Sebastian Bernstein: Competition, marginal cost tariffs and spot pricing in the Chilean electric power sector. 1988
- [7] Alexander Galetovic, Juan Ricardo Inostroza y Cristián Marcelo Muñoz: "Gas Y Electricidad: ¿Qué Hacer Ahora?". 2004
- [8] Alexander Galetovic, Cristián Marcelo Muñoz y Frank Wolak: Capacity Payments in a Cost-Based Wholesale Electricity Market: The Case of Chile. 2015
- [9] Marcel Boiteux: "La tarification de demandes en pointe: Application de la théorie de la vente au coût marginal", 1949.
- [10] Fred C. Schweppe, Michael C. Caramanis, Richard D. Tabors and Roger E. Bohn, Kluwer. Spot pricing of electricity: Academic Publishers, Boston, MA, 1988
- [11] PSR, Battle, Inostroza, Di Avante. Experiencias internacionales y nuevos planteamientos para optimizar la gestión de la confiabilidad a largo plazo. CREG, Colombia, 2019
- [12] Lennart Söder, Egill Tómasson, Ana Estanqueiro, Damian Flynn, Bri-Mathias Hodge, Juha Kiviluoma, Magnus Korpås, Emmanuel Neau, Antonio Couto, Danny Pudjianto, Goran Strbac, Daniel Burke, Tomás Gómez, Kaushik Das, Nicolaos A. Cutululis, Dirk Van Hertem, Hanspeter Höschle, Julia Matevosyan, Serafin von Roon, Enrico Maria Carlini, Mauro Capravianca, Laurens de Vries Review of wind generation within adequacy calculations and capacity markets for different power systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Noviembre de 2019
- [13] A. Galetovic, C. Hernández, C. Muñoz y L.M. Neira. V. Corbo (ed.). Microeconomic Policies and Productivity: An Exploration into Chile's Electricity Sector", Growth Opportunities for Chile. Santiago: Editorial Universitaria y Centro de Estudios Públicos, 2014.
- [14] Giuseppe Franco Ferrari¹ and Íñigo del Guayo The future of capacity remuneration mechanisms in the EU. 2019

- [15] Timera Energy. A tour of European capacity markets. Febrero, 2020
- [16] Elia. Contracted volumes and prices for strategic reserve.2020
- [17] NREL, National Renewable Energy Laboratory, 2012. Comparison of Capacity Value Methods for Photovoltaics in the Western United States. Informe técnico NREL/TP-6A20-54704.
- [18] NREL, National Renewable Energy Laboratory, 2008. Determining the Capacity Value of Wind: An Updated Survey of Methods and Implementation. Informe NREL/CP-500-43433, presentado en WindPower 2008
- [19] Ministerio de Energía de Chile, Diciembre 2019. Estrategia De Flexibilidad, el camino hacia un sistema eléctrico sostenible
- [20] Ministerio de Energía de Chile, Diciembre 2020. Propuesta Conceptual Reglamento de Potencia
- [21] Frank Wolak, Alexander Galetovic, Juan Ricardo Inostroza. Marzo 2021.Observaciones Propuesta Conceptual Reglamento de Potencia

Eficiencia de la Señal de Costo de la Potencia

Estudio Realizado Por:

Frank Wolak, Alexander Galetovic y Juan Ricardo Inostroza

