**Un mecanismo de pago de servicios complementarios para la
industria del suministro eléctrico de Chile***

**Frank A. Wolak
Director del Programa de Energía y Desarrollo Sustentable
Holbrook Working Professor of Commodity Price Studies
Departamento de Economía
Universidad de Stanford
Stanford, California (Estados Unidos) 94305-6072**

29 de julio de 2011

Este trabajo fue financiado por AES Gener S.A., sin embargo, su contenido es de exclusiva responsabilidad del autor.

*Editado al español por Cristián M. Muñoz.

Introducción

Este informe propone un mecanismo de pago de servicios complementarios para la industria de electricidad en Chile. Este documento se compone de tres secciones. La primera sección presenta una serie de principios económicos para evaluar el posible desempeño de los mecanismos de pago de servicios complementarios en el contexto de la industria de electricidad en Chile. En la segunda sección se aplica este marco de referencia para evaluar el potencial desempeño del mecanismo de pago de servicios complementarios propuesto recientemente por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en su Oficio Número 715 del 21 de septiembre de 2010. La tercera sección formula un mecanismo de pago alternativo que respeta las estructuras y normas del mercado eléctrico existente en Chile, pero que provee una solución de menor costo y de mayor confiabilidad para el sistema que la propuesta por la CNE. Adicionalmente, en el apéndice se incluyen algunos ejemplos de cómo se podría implementar el mecanismo de contratación propuesto y cómo podría mitigarse el posible ejercicio de poder de mercado por parte de un proveedor dominante de cualquier servicio complementario.

1. Principios económicos que permiten evaluar los mecanismos de pago de servicios complementarios

Hay una serie de objetivos en competencia que deben sopesarse en el diseño de un mecanismo de servicios complementarios. Estos principales son: recuperación del costo por parte de los proveedores de servicios complementarios, suministro al menor costo de la demanda de energía en conjunto con las cantidades necesarias de cada servicio complementario y la mantención de un nivel aceptable de confiabilidad de la red eléctrica. La meta de este informe es diseñar un mecanismo de pago de servicios complementarios que logre un equilibrio eficaz entre dichos objetivos. Es así que “eficiencia” en este contexto significa que el mecanismo resulte en que ningún objetivo pueda mejorarse sin perjudicar a otro. De este modo, por ejemplo, para los tres objetivos mencionados anteriormente, en el equilibrio eficiente no es posible reducir el costo de contratar la cantidad necesaria de energía y de cada servicio complementario, sin que esto implique, ya sea, o reducir el nivel de confiabilidad de la red o no lograr la recuperación de costo para los proveedores de alguno de los servicios complementarios.

La comisión federal de regulación energética (Federal Energy Regulatory Commission) (1995) en los Estados Unidos define los servicios complementarios como “aquellos servicios necesarios para apoyar la transmisión de energía eléctrica desde el vendedor hacia el comprador, dadas las obligaciones que tienen las áreas de control y las empresas de transmisión dentro de dichas áreas de control de mantener una operación confiable del sistema de transmisión interconectado”. Los servicios complementarios pueden dividirse en tres categorías que pueden ordenarse en orden decreciente de acuerdo a su capacidad de respuesta. El servicio complementario con la capacidad de respuesta más rápida es la Regulación de Frecuencia. Las unidades que prestan este servicio deben tener instalado un equipo que responda automáticamente a las señales del sistema de control (SC) en tiempo real, de modo de mantener la producción de las unidades generadoras y los recursos de carga dinámica dentro de una zona prescrita en respuesta a cambios en la frecuencia del sistema. El segundo servicio complementario más rápido en responder es la Reserva en Giro, en que una unidad generadora

está operando y es capaz de producir energía adicional dentro de un número pre-determinado de minutos. El último servicio complementario es la Reserva Fría, en la cual la unidad no necesita estar operando pero aún así debe poder proporcionar energía adicional dentro de un periodo de tiempo pre-determinado. La regulación de voltaje y la capacidad de partida en frío también son usualmente clasificados como servicios complementarios. Sin embargo, en los sectores de suministro eléctrico más re-estructurados, estos servicios se contratan ya sea a través de un proceso de contratación a largo plazo o mediante una regulación por costos del servicio. La sección 3 describe la manera en que el mecanismo de contrato propuesto puede ampliarse para incorporar estos dos servicios.

Algunos aspectos de cómo las unidades generadoras proveen servicios complementarios y cómo ellos son utilizados por el operador del sistema, son argumentos a favor de un mecanismo de pago basado principalmente en el servicio que se provee y no en qué unidad generadora o tecnología de generación específica provee dicho servicio. Las tecnologías de generación difieren en términos de su capacidad para proveer ciertos servicios complementarios. Al diseñar un mecanismo de pago para contratar el servicio deseado por el operador del sistema (más que el derecho a recurrir a una unidad generadora o a una tecnología específica), todos los recursos pueden ser apropiadamente compensados por los servicios que proveen. Por ejemplo, las centrales hidroeléctricas con embalses suelen estar mejor capacitadas para ofrecer regulación de frecuencia que las centrales termoeléctricas, porque tienen velocidades de toma de carga mucho mayores que las centrales termoeléctricas. En adición, desde la perspectiva del operador del sistema, un servicio complementario con mayor capacidad de respuesta puede sustituir uno de menor velocidad. Por ejemplo, si hay más Reserva de Regulación disponible de la necesaria, el excedente puede usarse para reducir el requerimiento de Reserva en Giro del sistema. El mecanismo de pago de servicios complementarios debería permitir esta posibilidad.

Diseñar un mecanismo de pago de servicios complementarios es complicado por el hecho de que solo una pequeña proporción de los costos de proveer un servicio complementario está directamente relacionada con la cantidad de servicio complementario provisto. La amplia mayoría de los costos directos de proveer un servicio complementario no varían con la cantidad del servicio provisto. Por ejemplo, el costo directo más importante asociado con ofrecer Regulación de Frecuencia es el costo inicial del equipo de control del sistema. Los propietarios de unidades generadoras que proveen Regulación de Frecuencia son compensados en cada hora por el mercado según la cantidad de energía que producen mientras proporcionan este servicio, por lo que el costo adicional de proveer energía neta dentro de la hora no es un costo directo asociado con este servicio complementario. Los propietarios de unidades generadoras que proveen Reserva Fría no incurren en ningún costo variable por el volumen directamente asociado con proveer este servicio. Por ejemplo, una unidad generadora de 240 megavatios (MW) que provee 50 MW de Reserva Rotante no incurre en costos directos adicionales por proveer 51 MW de Reserva Rotante.

Aunque es poco probable que existan significativos costos directos variables asociados a la cantidad prestada de alguno de los tres servicios complementarios mencionados anteriormente, suele haber un costo de oportunidad asociado a la provisión de cada uno de estos productos. Por ejemplo, una unidad generadora que provee Reserva en Giro está imposibilitada de vender la

energía relacionada con la reserva que debe mantener de modo de proveer ese servicio complementario. Si el costo variable de operación de la unidad generadora es menor al costo marginal del sistema, entonces la diferencia entre el costo marginal y su costo de operación es el costo de oportunidad de proveer el servicio complementario para esa unidad. Las centrales hidroeléctricas también tienen la oportunidad de prestar servicios complementarios. Por ejemplo, si el valor del agua para la unidad de generación hidroeléctrica durante esa hora, que es el costo de oportunidad del agua usada para generar el último MWh durante esa hora, es menor al costo marginal del sistema en esa hora, entonces, la diferencia entre el costo marginal del sistema y el valor del agua es el costo de oportunidad de proveer el servicio complementario.

Aunque hay una posibilidad teórica de que una central hidroeléctrica tenga un valor del agua para el último MWh producido, menor al costo marginal del sistema en una hora, es poco probable que existan muchas horas en que se dé esta circunstancia. Por ejemplo, se podría pensar que una central hidroeléctrica que enfrenta restricciones de transmisión que le impiden generar con tanta agua como le gustaría tendría un costo de oportunidad positivo. Sin embargo, el valor del agua de esta unidad generadora disminuye debido a esas mismas restricciones de transmisión. De este modo, a menos que el costo marginal del sistema en esa ubicación sea mayor al valor de agua, no existiría un costo de oportunidad positivo para que esta unidad provea servicios complementarios, incluso aunque esté vendiendo su energía a un precio menor que las centrales hidroeléctricas situadas fuera del área congestionada.

En general, el único momento en que una central hidroeléctrica o termoeléctrica pudiera tener un costo de oportunidad positivo por proveer un servicio complementario es cuando prefiere vender su energía adicional al costo marginal del sistema vigente para esa unidad en vez de proveer un servicio complementario. Si la central termoeléctrica tiene un costo variable de producción superior al costo marginal del sistema en esa ubicación, entonces el costo de oportunidad de proveer servicios complementarios de esa unidad es cero. De forma similar, si la central hidroeléctrica tiene un valor de agua superior al costo marginal del sistema en esa ubicación, entonces el costo de oportunidad de proveer servicios complementarios de esa unidad también es cero.

También pueden existir costos adicionales que estén más bien asociados con el número de horas en que una unidad provee un determinado servicio complementario, que con la cantidad horaria que provee de dicho servicio complementario. Por ejemplo, una unidad generadora que provea más horas de Regulación de Frecuencia es probable que incurra en un mayor desgaste o en más salidas forzadas, lo que requerirá de mayores gastos anuales de operación y de mantenimiento, respecto de una unidad que genere la misma cantidad de energía anualmente, pero que regule frecuencia durante menos horas al año.

La forma en cómo se incurre en los costos de proveer cada servicio complementario, ya sea por parte de una unidad generadora o por parte del nivel de carga de un cliente, hace que el diseño de un mecanismo de pago para servicios complementarios sea especialmente difícil. Una fijación de precios económicamente eficiente, implica que en el equilibrio en que la oferta es igual a la demanda por un servicio complementario, el precio de mercado horario de cada servicio complementario debe ser igual al costo marginal de proveer la unidad adicional de ese

servicio, que es igual mayor valor del costo marginal directo (el cual es cercano a cero) más su costo de oportunidad (el cual puede ser igual a cero por las razones descritas anteriormente). Sin embargo, es posible que esto no produzca los ingresos suficientes para que los proveedores de estos servicios puedan recuperar todos sus costos en una base anual. Esto implica que puedan ser necesarias desviaciones de los precios económicamente eficientes, con el fin de lograr la meta de que cada unidad generadora que provee servicios complementarios pueda recuperar sus costos.

De este modo para lograr una fijación eficiente de precios para los servicios complementarios se deriva nuestro primer principio.

Principio 1: El precio por hora pagado a cada servicio complementario debería ser al menos igual a la suma del costo variable directo y el costo de oportunidad del recurso que provee ese servicio complementario.

Este principio permite que se paguen diferentes precios horarios a cada servicio complementario y en diferentes lugares de la red de transmisión en caso de que el mercado para un servicio complementario se segmente, ya sea, debido a la configuración de la red de transmisión u otras restricciones operaciones locales. El Principio 2 aborda cómo el déficit anual de ingresos a nivel de unidad generadora debería recuperarse para minimizar las distorsiones en una fijación eficiente de precios.

Principio 2: El déficit anual de ingresos que mantenga una unidad generadora por la venta de servicios complementarios en el mercado de corto plazo, debería recuperarse mediante un pago fijo anual al propietario de ese recurso, en vez de aumentos ad hoc en el precio horario de cada servicio complementario.

Este déficit anual de ingresos es la suma de los ingresos totales por servicios complementarios para el año menos el total de costos variables y fijos asociados con proveer los servicios complementarios durante el mismo periodo. Estos costos también deberían incluir todos los costos adicionales de centrales que operen fuera de la orden de mérito, ya sea, con el fin de entregar servicios complementarios debido a problemas de transmisión, o bien, por razones de confiabilidad local, y sólo en la medida que estos costos no sean pagados a través de otros mecanismos. Por ejemplo, si la unidad generadora está obligada a operar debido a problemas de transmisión o confiabilidad local y tiene un costo variable o valor del agua superior al costo marginal de equilibrio imperante en ese lugar, entonces si el propietario de la unidad no es compensado por esta diferencia de costos, el resultado de la diferencia entre el costo variable de la unidad y el costo marginal de equilibrio del mercado multiplicado por la cantidad de energía producida esa hora debería ser incluido como parte del costo total anual.

Fijar un precio por hora más alto para un servicio complementario con el fin de ofrecer ingresos adicionales a ciertos propietarios de unidades generadoras puede sobre-compensar a otros propietarios de unidades generadoras y fomentar que más propietarios de unidades generadoras que los necesarios hagan las inversiones necesarias para proveer este servicio complementario. Los propietarios de unidades generadoras también pueden distorsionar sus declaraciones al operador del sistema acerca de su real capacidad disponible, con el fin de

aumentar los ingresos que reciben por proveer servicios complementarios de otras unidades generadoras de su portafolio. Estas dos acciones obligarían a los consumidores a pagar más de lo necesario por los servicios complementarios que consumen anualmente.

Con el fin de minimizar el monto que los consumidores finalmente pagan por la provisión de energía y por los servicios complementarios necesarios para asegurar un suministro confiable de electricidad, el mecanismo de pago del servicio complementario debe ofrecer incentivos para que los propietarios de unidades generadoras provean estos servicios al menor costo total anual. Además, las unidades con menores costos variables directos y costos de oportunidad, que son las normalmente despachadas, deberían proveer una mayor proporción de estos servicios. Esto justifica nuestro tercer principio.

Principio 3: El mecanismo usado para determinar qué recursos proveerán los servicios complementarios y por ende los pagos asociados a los recursos que proveen dichos servicios, debería ofrecer incentivos económicos para que el suministro de energía y de servicios complementarios se realice al menor costo para los consumidores finales de electricidad.

Una consecuencia inmediata de este principio es que los requerimientos de energía y de servicios complementarios para todas las unidades generadoras deberían determinarse simultáneamente. Esta es la única forma de asegurar que cada unidad de generación estará siendo usada al menor costo al satisfacer la demanda por energía y los servicios complementarios que requiere el sistema. Actualmente, el Centro de Despacho Económico de Carga no determina simultáneamente cuáles unidades generadoras proveen energía y servicios complementarios. Sin embargo, hacerlo de esa forma no debería complicar significativamente el proceso de despacho existente.

El principio final aborda la definición del conjunto de recursos que son capaces de proveer cada servicio complementario. Diferentes tecnologías de generación y recursos de manejo de carga pueden proveer cada tipo de servicio complementario. Por ejemplo, la Regulación de Frecuencia suele ser suministrada por recursos hidroeléctricos y termoeléctricos, e incluso por tecnologías tales como baterías a gran escala.

Principio 4: El operador del sistema debería definir las características tecnológicas de cada servicio complementario que sean necesarias para operar la red de transmisión, y permitir a todos los recursos de generación y de carga capaces de proveer ese servicio complementario, la oportunidad de que puedan competir para proveerlo.

Este principio refuerza el Principio 3 porque maximiza el conjunto de recursos disponibles capaces de competir para proveer cada servicio complementario, y por lo tanto, reduce el costo a los consumidores finales de proveer, tanto la energía como los servicios complementarios en forma simultánea. Aunque hay tres servicios complementarios distintos — Regulación de Frecuencia, Reserva Rotante y Reserva Fría — todas las unidades que sean capaces de proveer cada servicio complementario deberían tener la oportunidad de proveer ese servicio en el mercado de corto plazo. Por ejemplo, si una unidad es capaz de proveer los tres servicios complementarios, debería permitírsele hacer ofertas de capacidad al CDEC para cada

uno de esos servicios. No obstante, debido a que los servicios complementarios con mayor capacidad de respuesta pueden sustituirse a servicios complementarios con menor capacidad de respuesta, si el propietario de una unidad ofrece capacidad para suministrar la Regulación de Frecuencia, esta capacidad puede usarse para reducir la demanda horaria por la Reserva en Giro y Reserva Fría, si fuera rentable hacerlo y si la capacidad total ofrecida para proveer Regulación de Frecuencia es mayor que la demanda por hora del sistema para ese servicio complementario.

2. Revisión de la propuesta de pago de servicios complementarios de la CNE

Esta sección evalúa las propiedades de la propuesta de servicios complementarios realizada por la Comisión Nacional de Energía (CNE), sobre la base del cumplimiento de los principios que guían un diseño eficiente de un mecanismo de pago de servicios complementarios, según lo desarrollado en la sección anterior. Algunos aspectos de la propuesta de la CNE no son consistentes con varios de los principios mencionados. Esto implica que hay modificaciones a la propuesta de la CNE que podrían reducir el costo de contratar los servicios complementarios necesarios sin reducir la confiabilidad general del sistema, ni impedir la recuperación de todos los costos por parte de los proveedores de servicios complementarios. Una propuesta de servicios complementarios que aborda muchas de las deficiencias de la propuesta de la CNE se describe en la Sección 4.

La propuesta de la CNE requiere que el CDEC determine qué servicios complementarios deben proveerse. Estos servicios actualmente incluyen: (1) control de voltaje, (2) operación de las reservas — Regulación de Frecuencia, Reserva en Giro y Reserva Fría, y (3) partida negra. Luego de ello, el CDEC establece los requerimientos para el año de cada uno de esos servicios complementarios. A continuación, el CDEC determina qué participantes del mercado — propietarios de unidades generadoras, propietarios de redes de transmisión, distribuidores de electricidad y consumidores finales – necesitan instalar el equipamiento necesario para proveer cada uno de los servicios complementarios ya definidos. Basado en lo anterior, cada año el CDEC solicitará a algunos participantes específicos del mercado que instalen el equipamiento necesario para proveer estos servicios, aunque el CDEC también tiene la opción de emitir órdenes adicionales para que esas inversiones se hagan durante el año. La propuesta de la CNE requiere que todos los agentes que han sido certificados por el CDEC para proveer un servicio complementario, deban prestarlo en el mercado de corto plazo.

El CDEC determina el requerimiento agregado para cada hora y para cada servicio complementario. Luego de ello, asigna estos requerimientos por hora a cada unidad de generación elegible para proveer cada servicio. Los propietarios de aquellas unidades generadoras que presenten un déficit en su requisito, pueden comprar este servicio a los participantes del mercado que suministran más de lo que se les exige. Los participantes del mercado tienen derecho a recuperar el costo de inversión del equipo exigido por el CDEC, el costo de mantenimiento anual de este equipo y todos los costos de combustible adicionales asociados a la provisión del servicio complementario.

La propuesta de la CNE determina, para una unidad generadora, el costo variable de corto plazo de proveer reserva en giro, como su costo de oportunidad de proveer energía.

Específicamente, la propuesta de la CNE define el costo de oportunidad de proveer la reserva rotante como la diferencia entre el precio del sistema por hora menos el costo variable de esa unidad generadora. El CDEC tiene la facultad de determinar cómo se recuperan estos tres costos asociados con la provisión de servicios complementarios por parte de una unidad generadora – costos de inversión, costos de mantenimiento y costos adicionales de combustible – durante cada periodo operativo. En particular, estos costos adicionales de combustible son causados principalmente por el funcionamiento no rentable de una unidad generadora, principalmente, debido a restricciones locales de confiabilidad que requieren su operación, a pesar de que su costo variable sea superior al costo marginal de mercado pertinente para esa unidad.

De acuerdo a la propuesta de la CNE, el CDEC también determina lo que deberán pagar las unidades generadoras con déficit en un servicio complementario, a aquellas unidades que resultaron con excedentes. La propuesta de la CNE asigna los costos de los servicios complementarios a los propietarios de las unidades generadoras de acuerdo a su proporción de inyección total de energía a la red de transmisión durante el mes. Por último, la propuesta de la CNE permite que las empresas de distribución o grandes consumidores, no sujetos a la regulación de precio, provean servicios de desconexión automática de carga y sean compensados por cada megawatt-hora (MWh) de reducción de carga, al costo de falla de corta duración, el cual es sustancialmente mayor que el costo de falla usado en el algoritmo de despacho. La propuesta de la CNE permite al CDEC especificar la cantidad total de servicios necesarios de desconexión automática de carga. El CDEC también tiene la capacidad de exigir a los clientes que instalen el equipamiento necesario para proveer esos servicios. De acuerdo a la propuesta de la CNE, los clientes serán compensados si el volumen de energía en kWh o el tiempo de desconexión en horas exceden de ciertos valores permitidos. La compensación se basa en el valor por pérdida de carga (VOLL) a corto plazo por cada MWh no suministrado por encima de cierto nivel.

Hay una serie de limitaciones en la propuesta actual de la CNE relativas a los principios definidos en la sección anterior y que es probable que aumenten innecesariamente el costo total final que deben pagar los consumidores de electricidad chilenos por la energía y los servicios complementarios requeridos por la red. En primer lugar, la propuesta de la CNE exige que el CDEC designe cuáles agentes: unidades generadoras, instalaciones de transmisión, instalaciones de distribución o consumidores finales de energía, son los que deben instalar los equipo necesarios para proveer cada servicio complementario, como así también, garantizar que los agentes que proveen dichos servicios complementarios recuperarán todos sus costos. Este enfoque no es consistente con el Principio 4 según el cual el CDEC debería designar los servicios complementarios que desea contratar y permitir que todos los participantes puedan competir para proveer esos servicios.

Una forma de abordar esta limitación sería que el CDEC realizara un proceso de contratación anual de los recursos necesarios para proveer cada servicio complementario. Los participantes, ya sean, dueños de unidades de generación o de control de carga, presentarían la remuneración anual en \$/MW que están dispuestos a recibir por proveer una cantidad pre-determinada de MW de un servicio complementario, el cual pondrían a disposición del operador del sistema en cada hora y durante todo el año. Este proceso de contratación se llevaría a cabo

mediante un proceso de subasta que determinaría el precio de equilibrio del mercado. Si hay requerimientos locales para un determinado servicio complementario, el CDEC debería realizar un proceso de contratación separado para cada ubicación. Los resultados de este proceso de contratación darían como resultado las cantidades específicas de MW para cada servicio complementario que los ganadores se comprometen a tener disponibles al CDEC cada hora del año. Sin embargo, los ganadores en esta subasta no necesitarían proveer cada MW de servicio complementario que se adjudicaron a través del mismo recurso cada hora del año. En su lugar, para cada hora del año, basta con que provean al menos la cantidad de capacidad de servicio complementario que se comprometieron, y desde cualquier recurso que haya sido previamente certificado por el CDEC para proveer dicho servicio. En caso que el ganador de la subasta no cumpla con poner a disposición del CDEC el servicio complementario contratado, deberá verse expuesto a una multa importante por incumplimiento.

Este proceso de contratación compraría simultáneamente los compromisos anuales para cada uno de los servicios complementarios designados. Con este mecanismo, los agentes venderían compromisos para proveer una cantidad fija de capacidad certificada por el CDEC, de modo, de poder proveer ese servicio complementario en cada hora durante un periodo de tiempo predeterminado. Las entidades que vendan estos compromisos pueden, pero no están obligadas a ello, poseer los recursos físicos que les permitan proveer los compromisos de servicios complementarios vendidos. Sin embargo, no hay ninguna obligación de que el vendedor siempre satisfaga sus compromisos de servicios complementarios usando solamente sus propios recursos. Los vendedores de estos compromisos deben tener permitido usar la capacidad certificada de propiedad de otros participantes del mercado para satisfacer esos compromisos. La opción de usar recursos de propiedad de otros participantes del mercado, resultaría en costos totales de contratación anual más bajos para todos los servicios complementarios. Sin embargo, lo anterior requiere que el mercado secundario de esos servicios no esté sujeto a un sustancial ejercicio unilateral de poder de mercado.

La ventaja de este enfoque consistente en contratar la capacidad necesaria de los servicios complementarios, es que ofrece grandes incentivos para que estos servicios sean suministrados en cada hora del día al menor costo posible. El proveedor de estos compromisos para proveer cada capacidad de servicio complementario es libre de ofrecer recursos diferentes al CDEC en distintos momentos durante el año, siempre que el recurso haya sido previamente calificado por el CDEC para proveer ese servicio complementario. Esta flexibilidad debería reducir significativamente el costo de proveer los servicios complementarios necesarios para la industria chilena de suministro energético. Este enfoque también eliminaría la necesidad para los proveedores de estos servicios de presentar al CDEC los costos de cada servicio. Los proveedores de cada uno de esos productos recibirían el precio de equilibrio despejado por el mercado para cada hora, por un producto específico y por ubicación. Esto aumentaría más aún los incentivos para que los proveedores reduzcan el costo de proveer los servicios complementarios necesarios para la operación confiable del sistema, puesto que, el proveedor no tendría interés económico en aumentar los costos de proveer estos servicios de modo de obtener mayores ingresos, como sí ocurriría con la propuesta de la CNE que promete a los suministradores de cada servicio la recuperación total de sus costos.

Otra limitación de la propuesta de la CNE es que no exige al CDEC que co-optimice el suministro de energía, en conjunto con los requerimientos de servicios complementarios de la red y fije con ello un precio horario para cada servicio complementario basado en el costo marginal de cumplir con ese requerimiento, lo cual tampoco es consistente con los Principios 1 y 3. Idealmente, el CDEC debería minimizar el costo variable total de proveer la demanda por energía conjuntamente con cada uno de los servicios complementarios requeridos por la red. De esta forma, el CDEC compensará eficazmente el costo de usar un recurso para satisfacer la demanda de energía versus la demanda de cada servicio complementario que sea capaz de proveer. La co-optimización también ofrece un mecanismo para fijar un precio por hora por el suministro de cada servicio complementario. En particular, el aumento en el costo total de proveer simultáneamente energía y servicios complementarios, asociado con el aumento de 1 MW en la demanda por un determinado servicio complementario debería ser el precio horario pagado al suministrador de cada servicio (precio sombra de la restricción). Este enfoque de fijar el precio por hora para cada servicio complementario es consistente con el Principio 1.

Determinar la cantidad de energía y servicios complementarios que deberá entregar cada unidad generadora, a través de este proceso de optimización conjunto, sería consistente con el Principio 3, porque encontraría la forma menos costosa de usar cada servicio para satisfacer los requerimientos de energía y simultáneamente los servicios complementarios del sistema. La propuesta de la CNE no resuelve este problema de optimización conjunta para determinar los suministros de energía y servicios complementarios a nivel de recursos. En vez de eso, el CDEC primero despacha unidades generadoras para satisfacer la demanda de energía y luego de ello, asigna las reservas operacionales entre las unidades despachadas.

La propuesta de la CNE también permite que los precios por hora por cada servicio complementario puedan ser superiores al costo marginal del sistema asociado a ese servicio complementario. Fijar para un servicio complementario un precio por hora superior al costo marginal en que incurre el sistema por suministrar una unidad adicional de ese servicio, puede animar a los proveedores que no ofrecen el menor costo de ese servicio a venderlo al sistema. Además, debido a que la propuesta de la CNE permite a todos los propietarios de las unidades generadoras recuperar el costo total de los servicios complementarios ofrecidos, fijar un precio por hora demasiado alto para un servicio puede derivar en que proveedores más caros, provean al CDEC este servicio desde sus propias unidades, de modo de evitar pagar un precio horario más alto por los servicios provistos por un proveedor de menor costo.¹

Asignar el costo de contratar servicios complementarios a los propietarios de unidades generadoras y permitirles auto-suministrar sus obligaciones de servicios complementarios según se describe en la propuesta de la CNE, puede crear un incentivo para que las unidades de mayor costo auto-suministren sus obligaciones de servicios complementarios. Debido a que al CDEC le importa determinar el requerimiento agregado de cada servicio complementario, y no la

¹ Recuérdese que la propuesta de la CNE exige a todas las unidades despachadas por el CDEC que participen en la provisión de las reservas. Al final de cada mes el CDEC determina el déficit o excedente de cada unidad generadora en la provisión de cada servicio complementario. Las unidades con déficit en sus requisitos de reserva pagan a otras unidades cuyos suministros superaron sus obligaciones.

asignación individual, de cada unidad generadora, de las obligaciones de cada servicio complementario, no queda claro qué beneficios de eficiencia de mercado podrían resultar de asignar estas obligaciones a propietarios de unidades generadoras individuales, aún cuando, son claras las potenciales ineficiencias de mercado introducidas por dicha asignación.

Debido a que los consumidores de electricidad finalmente pagan el costo total de la energía y de los servicios complementarios que consumen, a través de los precios finales de electricidad, al asignar estos costos a los propietarios de unidades generadoras la propuesta de la CNE probablemente aumente los incentivos a que se produzcan desviaciones respecto de la solución de menor costo, ya que los dueños de los recursos intentarán evitar que se les asigne los costos de los servicios complementarios. Por estas razones, al asignar todos estos costos directamente a los consumidores, o a sus comercializadores, es más probable que se reduzcan los costos agregados del suministro de energía y de servicios complementarios, respecto de la alternativa que más bien consiste en cargar estos costos a los propietarios de las unidades generadoras y después confiar en que sean ellos quienes traspasen sólo los costos eficientes a los consumidores finales de electricidad.

Sin embargo, según la ley de electricidad, los clientes no pueden participar directamente en el mercado spot de corto plazo. Los propietarios de unidades generadoras compran energía en el mercado de corto plazo al costo marginal del sistema con el fin de cumplir sus compromisos de energía con grandes clientes o con vendedores minoristas. Por tanto, según las reglas actuales de los CDEC los propietarios de unidades generadoras deben comprar servicios complementarios en el mercado de corto plazo. Es importante enfatizar que los propietarios de unidades generadoras con contratos de suministros a minoristas (distribuidores), reciban un cargo extra en el precio de nudo (precio regulado mayorista de energía en \$/MWh) basado en la calidad del voltaje y el valor del margen de reserva de todo el sistema. Por tanto, según las reglas actuales del CDEC, son los generadores con contratos quienes recolectan desde sus clientes los ingresos necesarios para pagar los servicios complementarios contratados en el mercado spot.

Una última limitación de la propuesta de la CNE es la diferencia entre el precio pagado a las reducciones de demanda versus el costo de falla usado en el modelo de despacho del CDEC. Específicamente, los propietarios de unidades generadoras deben pagar a los suministradores de reducciones de carga \$US 3240/MWh en el SIC (Sistema Interconectado Central) y \$US 4860/MWh en el SING (Sistema Interconectado del Norte), mientras que el precio actual de falla usado por el CDEC en el mercado a corto plazo (coincidente con el valor usado por la CNE para calcular el precio de nudo regulado cada seis meses) para determinar el despacho de las centrales y el costo de oportunidad de agua en el SIC es de \$US 490/MWh y \$US 335MWh en el SING. Esto crea una discrepancia entre cómo se opera el sistema para ahorrar agua, en el caso del SIC, y lo que los propietarios de unidades generadoras deben pagar cuando la demanda está reducida. En el SIC, el algoritmo de despacho asume que el pago por carga restringida es aproximadamente 1/6 de su valor real. Esta divergencia entre los dos precios implica que los recursos hidroeléctricos se usan mucho más intensamente que si el precio de falla fuera pagado al valor que los propietarios de las unidades generadoras deben pagar por la reducción de demanda. Además, esta divergencia también implica que los precios de la energía son menores de lo que correspondería si el precio de falla fuera fijado a \$US 3240/MWh. Finalmente, esta

divergencia entre los dos precios implica que hay más probabilidades que hayan condiciones de falla, incluso aunque los propietarios de unidades generadoras tengan un incentivo fuerte para que no ocurran debido a los pagos sustanciales que deben hacer ante reducciones de carga.

Esta divergencia entre los dos precios puede corregirse reduciendo el precio que debe pagarse a la reducción de carga o aumentando el costo de falla usado en el modelo utilizado por el CDEC para determinar el despacho de las centrales y el costo de oportunidad del agua (en el caso del SIC). El enfoque anterior reduce significativamente el monto que los consumidores finales están dispuestos a pagar por proveer reducciones de carga, lo que aumenta los problemas que el CDEC debe enfrentar para manejar los fallos de suministro. Mientras que el enfoque propuesto tendería a subir los precios de energía al por mayor, particularmente durante periodos de poca agua, pero tendría el beneficio de reducir la probabilidad de que ocurran fallas de suministro e incentivar a más consumidores finales a proveer reducciones de carga cuando se produce un déficit de energía por sequías, fallas prolongadas de centrales o por otras razones.

3. Mecanismo de pago de servicio complementario propuesto

Esta sección resume un mecanismo de pago alternativo de servicios complementarios que se hace cargo de las incoherencias entre la propuesta de la CNE y los cuatro principios descritos en la Sección 2. Este mecanismo es consistente con el mercado energético de corto plazo, basado en los costos variables de las unidades generadoras y el mercado de contratos de energía de largo plazo, existente entre los propietarios de unidades generadoras y las empresas distribuidoras o los clientes industriales.

Según el mecanismo de pago que se propone los propietarios de unidades generadoras recibirían dos formas de compensación por proveer cada servicio complementario. La primera consiste en un pago anual por MW al año, o un pago mensual por MW, por contar con una cantidad pre-determinada y certificada de capacidad de servicio complementario disponible para el CDEC cada hora del día durante ese intervalo de tiempo. El vendedor de este producto tendría libertad para sustituir con distintos recursos esta capacidad disponible, siempre que estos recursos estén calificados por el CDEC para proveer estos servicios complementarios. Por ejemplo, un participante del mercado podría vender 100 MW de capacidad de reserva en giro en la subasta anual. Después, durante cada hora del año siguiente, ese participante del mercado estaría obligado a ofrecer al CDEC 100MW de capacidad de reserva en giro, a través de un recurso calificado por el CDEC para proveer dicho servicio complementario. Nótese que este requerimiento de ofrecer capacidad de reserva rotante no necesariamente implica que esta capacidad será tomada por el CDEC para proveer reserva rotante durante esa hora. Si eso ocurre o no dependerá del nivel de demanda, la cantidad y ubicación de la capacidad de generación disponible y los requerimientos de servicios complementarios fijados por el CDEC para esa hora.

El mecanismo del mercado usado para comprar esta capacidad de reserva operativa también podría operar sobre una base mensual, en vez de anualmente, en caso de que sean muy diferentes las necesidades de servicios complementarios durante distintos meses del año. Además, los productos de servicios complementarios también podrían definirse localmente, en caso de la capacidad de servicio complementario contratada para localidad no pudiera usarse a

través de la red de transmisión. Para ofrecer fuertes incentivos para un suministro de la capacidad de un servicio complementario al menor costo, todos los proveedores deberían recibir el mismo precio de equilibrio del mercado por cada MW de compromiso del servicio complementario vendido en la subasta. Esto asegura que el participante del mercado recibirá un flujo fijo de ingresos para el año, o el mes, dado por el producto entre el precio de equilibrio del mercado del producto y los MW de capacidad vendida en la subasta, lo que implica que un suministrador que maximiza sus ganancias tiene un fuerte incentivo de encontrar la fuente de servicios complementarios de menor costo que esté disponible dentro de un conjunto de recursos calificados y en cada hora del periodo comprometido.

Para apoyar este aspecto del mecanismo de pago, el CDEC debe tener claramente establecidas las especificaciones técnicas que deben satisfacer los recursos que entregarán cada uno de los servicios complementarios y debe tener un proceso para certificar que los recursos físicos reales son capaces de proveer estos productos. Este proceso de certificación debe operar continuamente durante el año, ya que diferentes recursos pueden ser proveedores de bajo costo de estos productos en épocas distintas del año. Por ejemplo, las centrales hidroeléctricas durante algunos meses podrían tener altos niveles en sus embalses, es decir, cercanos a su capacidad nominal, pudiendo ser más caro el suministrar reservas operacionales con estas unidades, que con centrales termoeléctricas, a pesar de que en otros meses pueda ocurrir lo contrario.

La segunda parte del mecanismo de pago consiste en un pago de corto plazo, sobre la base de un precio por hora para cada servicio complementario, y basado en el despacho a menor costo de modo de satisfacer simultáneamente la demanda de energía y servicios complementarios de todo el sistema. En este caso, el CDEC debería despachar el sistema basado en el costo variable de producir energía de las unidades generadoras, considerando el costo de oportunidad del agua de las instalaciones hidroeléctricas y todos los costos variables por volumen asociados con proveer cada servicio complementario que el recurso sea capaz de proveer. Estos costos variables por volumen, corresponden a aquellos costos que varían con el número de MW provistos por cada servicio complementario que pueda proveer el recurso durante la hora, el cual debe ser previamente verificado por el CDEC.

Como se discutió en la Sección 2, es poco probable que se dé el caso de que el costo variable directo asociado a proveer un servicio complementario sea significativamente diferente a cero, pero también es difícil argumentar que estos costos son igual a cero por las razones discutidas en la Sección 2. No obstante, el CDEC debería fijar un estándar alto en la verificación los costos variables por volumen declarados para un recurso que provea un determinado servicio complementario. Es importante que las especificaciones para los servicios complementarios permitan que los recursos de generación y los recursos de reducción de carga compitan por proveer estos productos.

Los costos variables de producir energía que los propietarios de las unidades generadoras envían al CDEC deberían reflejar el hecho de que el costo marginal de producir energía para una unidad generadora varía con el nivel de producción de esa unidad. Una modelación más realista del costo variable de producir energía a partir de combustibles fósiles en las unidades generadoras, en el modelo del CDEC aseguraría que las necesidades de energía y servicios

complementarios sean suministradas realmente al menor costo. Por ejemplo, un modelo de despacho que reconoce que el costo marginal de producir energía en una central basada en combustibles fósiles aumenta a medida que la producción de la unidad se acerca a o excede su capacidad nominal encontrará que es menos costoso proveer servicios complementarios con una mezcla de unidades generadoras, en lugar de suministrar esos productos a partir de un número reducido de recursos. Este hecho refuerza el punto básico de que satisfacer las demandas de energía y servicios complementarios a través de un proceso de co-optimización requiere un modelo más exacto del costo variable de producir energía de cada unidad generadora para asegurar que los resultados del mercado a corto plazo resulta en una configuración de niveles de producción de unidad generadora y de cantidades de servicios complementarios que sea el menor costo para la operación real del sistema.

En todos los mercados mayoristas de los Estados Unidos, las unidades de generación tienen permitido entregar al operador del sistema, curvas de ofertas de energía de múltiples escalones. Por ejemplo, en California cada propietario de una unidad generadora puede ofertar hasta diez pares de precio y cantidad, hasta la capacidad nominal de la unidad, tanto en el mercado diario por adelantado, como en el mercado en tiempo real. Además, como parte de los mecanismos de mitigación de poder del mercado local en los mercados de Estados Unidos, también se exige a los propietarios de unidades generadoras de combustibles fósiles que envíen sus curvas de consumo específico al operador del sistema. Estas curvas de consumo específico tienen múltiples etapas que llegan hasta la capacidad nominal de la unidad generadora. La curva de consumo específico se usa para construir una curva de oferta revisada de una unidad generadora, en casos en que se identifica que dicha unidad puede ejercer poder de mercado. En California, estas curvas de consumo específico son funciones lineales por tramos con hasta diez segmentos lineales hasta la capacidad nominal de la unidad generadora. Tampoco se exige que estas curvas tengan pendiente ascendente para permitir el hecho de que el consumo específico pueda no ser monótono en el nivel de producción de la unidad generadora. De este modo al CDEC se pueden informar curvas de costos variables más flexibles, similares a las usadas en los mercados de Estados Unidos, con el beneficio de lograr un despacho de energía y de servicios complementarios de todas las unidades generadoras que sea más representativo del costo real de proveer esos servicios.

El proceso de despacho de energía y de servicios complementarios a corto plazo, debería pagar precios de equilibrio de mercado a los proveedores de los servicios complementarios que sean equivalentes al incremento marginal del valor de la función objetivo, evaluada en su nivel óptimo, asociado con aumentar la demanda del servicio complementario en una unidad. Al pagar el mismo precio de equilibrio del mercado a todos los recursos que proveen servicios complementarios durante una hora, los dueños de los recursos tienen incentivos de encontrar el suministro al menor costo para cada servicio complementario en cada hora. Esta conclusión sigue la lógica de que si un participante del mercado encuentra un recurso de menor costo para ofrecerlo al mercado de corto plazo y esto no cambia el precio de equilibrio del mercado, entonces como resultado el participante del mercado obtendrá mayores beneficios. Estos precios del mercado de corto plazo pueden fijarse localmente, en caso de que el CDEC tenga requisitos locales de servicios complementarios y en consecuencia estas limitaciones deben también imponerse en el modelo de despacho.

Un beneficio importante de esta propuesta es que no requiere que el CDEC ordene a los proveedores que deban instalar los equipos necesarios para suministrar un determinado servicio complementario, ni tampoco exige verificar nada excepto los costos variables por volumen a corto plazo, asociados con suministrar estos servicios desde cada uno de los recursos que hayan sido certificados como elegibles para proveer cada servicio. Los proveedores tienen la oportunidad de recuperar los costos de las inversiones realizadas y otros costos fijos de proveer esos servicios, desde el inicio del proceso, cuando se comprometen a proveer esos servicios para el año o mes siguiente. De este modo, el papel fundamental del CDEC es certificar cuáles unidades tienen permitido proveer cada servicio. En consecuencia, es importante que las multas aplicadas a un proveedor de capacidad de servicios complementarios sean lo suficientemente grandes para asegurar que la cantidad requerida de capacidad certificada esté disponible para el CDEC durante todas las horas del periodo de tiempo en que el proveedor está obligado a suministrarla. Por estas razones, este mecanismo ofrece un incentivo grande para las inversiones de menor costo en las tecnologías necesarias para proveer la capacidad de servicios complementarios necesaria para un funcionamiento estable de la red.

La multa por no cumplir los compromisos de capacidad de servicios complementarios en el mercado a corto plazo, debería ser al menos igual al costo de reemplazo en que el CDEC deba incurrir para obtener este mismo servicio. En los Estados Unidos, con frecuencia se impone una multa económica adicional al costo de reemplazo y con ello asegurar el cumplimiento de las obligaciones contractuales por parte del participante del mercado. Este enfoque se usa en los mercados de Estados Unidos cuando un proveedor no cumple su obligación contractual de proveer un servicio. Por ejemplo, si un proveedor no cumple con proveer al CDEC de la cantidad requerida de capacidad de un servicio complementario, el CDEC probablemente tendría que comprar esta capacidad de otros recursos elegibles o reducir la carga, teniendo cada una de estas opciones sus costos asociados. La entidad que no haya cumplido su compromiso de capacidad de servicios complementarios durante una hora sería responsable por este costo, así como por las multas adicionales que el CDEC considerase necesarias para desalentar esta conducta. Con este esquema de multas, el proveedor tendría un incentivo para asegurarse que cumple con sus compromisos de capacidad de servicios complementarios, en vez de depender de que sea el CDEC el que encuentre un reemplazo elegible.

El componente final de esta propuesta se refiera a que el costo de suministrar estos servicios complementarios sea pagado por los consumidores finales de electricidad, en vez de asignar estos costos a los propietarios de las unidades generadoras y obligarlos a que sean ellos quienes recuperen estos costos a través de las ventas a los distribuidores de electricidad y los consumidores finales. Como se discutió en la sección anterior, los consumidores finales deben pagar en última instancia todos los costos eficientes de energía y de servicios complementarios, en donde existe una desventaja importante asociada al intento de asignar estos costos a los propietarios de las unidades generadoras, debido que cualquier proceso de asignación de costo produce incentivos a desviarse de la provisión de energía y de servicios complementarios de menor costo. La forma más eficiente de recuperar estos costos de los distribuidores y consumidores finales sería a través de un cargo de demanda de punta por MW y un pequeño cargo por MWh de energía calculado en las compras de energía mayoristas, consistentes con

cómo se incurre en estos cargos. Por ejemplo, un distribuidor con una demanda de punta anual de 100 MW pagaría un cargo sustancial por MW al año, o por MW al mes, y después pagaría un costo mucho menor por los MWh retiros horarios desde la red de transmisión. Este cargo en dos partes ofrecería grandes incentivos a los mayoristas para que redujesen su demanda de punta, ya que su demanda en horas de punta impulsa a la necesidad de capacidad adicional de servicios complementarios.

Aunque los clientes tienen prohibido participar en el CDEC, esto no les impediría pagar explícitamente por las compras de servicios complementarios. Al final de la subasta anual de servicios complementarios, el CDEC podría computar los ingresos por subasta totales que deben ser recaudados de los consumidores para pagar todos los compromisos complementarios para el próximo año. Este aspecto del proceso de contratación funciona de forma muy similar al proceso actual de fijación de “precio de nudo”, que determina el precio mayorista que todos los clientes minoristas regulados deben pagar para el año siguiente. De manera similar al proceso de fijación del precio de nudo, los resultados de estas subastas de compromisos de servicios complementarios podrían usarse para establecer el cargo \$/MW en demanda de hora de punta por consumidor para recuperar estos costos en el curso del año siguiente. Entonces el CDEC calcularía el total anual de pagos por hora para los servicios complementarios durante el próximo año. Esto se usaría para fijar el cargo \$/MW por servicios complementarios. El cargo estaría sujeto a un ajuste anual, en que el déficit o excedente de pago total de servicios complementarios por hora sería traspasado al año siguiente. Debido a que los pagos por hora anuales de servicios complementarios suelen ser bastante predecibles, es poco probable que este déficit o excedente impacte el cargo \$/MW. Este procedimiento es muy similar a los actuales cargos que actualmente calcula la CNE en sus fijaciones de precios de nudo semestrales.

Otro problema importante para el diseño de un mecanismo de pago de servicio complementarios es cómo lidiar con el hecho de que el lado de oferta del mercado podría estar dominado por unos pocos participantes importantes del mercado, particularmente cuando pueda ser uno de los recursos que provea servicios complementarios al menor costo. La posición dominante de un suministrador en la propiedad de un servicio complementario, implica que es probable que sea capaz de influenciar los precios pagados en las subastas. Por este motivo, es necesario añadir un mecanismo de mitigación del poder de mercado a las subastas anuales de servicios complementarios. Esencialmente este mecanismo requeriría que todo participante del mercado que pueda influenciar los precios en la subasta de cualquier servicio complementario, durante cualquier día del período de compromiso, sea un tomador de precios sólo en la cantidad de energía que le permite ejercer poder de mercado en esa subasta. El apéndice a este documento explica cómo funcionaría este mecanismo de mitigación de poder de mercado de acuerdo al diseño de subasta propuesto.

Aunque hasta ahora la discusión se ha centrado en las reservas operacionales, otros productos como la capacidad de partida en negro y la regulación de voltaje también pueden acomodarse en este mecanismo de pago. Los proveedores pueden vender compromisos para proveer partidas en negro y regulación de voltaje, de aquellas instalaciones calificadas por el CDEC para proveer estos servicios en las subastas de compromiso anual. Entonces durante el año siguiente, los proveedores que vendieron compromisos estarían obligados a ofrecer al CDEC

cada hora del año la cantidad de capacidad de generación certificada exigida por los compromisos que vendieron en la subasta anual. De igual modo, los proveedores estarían sujetos a multas que serían al menos tan grandes como el costo de reemplazo para el CDEC por comprar este servicio durante la hora en que el proveedor no cumple su compromiso además de una penalidad para asegurar que les resultará más rentable cumplir su compromiso en vez de confiar en que el CDEC encuentre un recurso de reemplazo.

En caso de generación fuera de mérito, todas las unidades generadoras estarían obligadas a proveer este servicio si la unidad está disponible esa hora, en vez de realizar una subasta anual donde se vendan compromisos para proveer este servicio. La razón principal para este enfoque es que pueden surgir condiciones del sistema en que se necesite casi cualquier unidad generadora en la localidad que necesite proveer energía fuera de mérito. Por tanto, el CDEC debe tener la capacidad de comprar este servicio a cualquier unidad generadora en esa localidad. Los propietarios de aquella unidad generadora que venda energía fuera de mérito, desde una unidad con costo variable superior al costo imperante en el mercado en la localidad de esa unidad, debería recibir como pago el costo variable de producción de la unidad en vez del precio de equilibrio del mercado que es inferior a su costo variable. Estos pagos sobre el precio de equilibrio del mercado pueden recuperarse de los consumidores finales mediante un cargo por \$/MWh calculado sobre su consumo anual, con un remanente anual del déficit o excedente de ingresos recuperados el año anterior.

Una última cuestión es la necesidad de permitir a los vendedores minoristas de electricidad fijar precios a los consumidores de electricidad que les permita recuperar el costo mayorista de la electricidad y de los servicios complementarios asociados al suministro de esa electricidad. La cantidad y calidad de los servicios complementarios establecidos por el CDEC no debería cambiarse sin permitir al proveedor de electricidad minorista la oportunidad de recuperar los mayores costos asociados con cumplir estos requerimientos modificados de servicios complementarios. Por ejemplo, supongamos que el nivel de Reserva en Giro fue fijado por el CDEC, y los generadores incluyeron el costo de contratar este requerimiento en el precio de energía mayorista que ofrecieron en los contratos de suministro a los consumidores de electricidad. Si el CDEC fija un requisito más exigente para la reserva rotante, el proveedor de este contrato de electricidad debería poder modificar el precio que el consumidor paga para reflejar la mayor calidad de servicio que está recibiendo.

4. Conclusiones

El diseño de un mecanismo de pago de servicios complementarios requiere equilibrar los incentivos de desviación desde la producción a menor costo, provocada por la promesa de recuperar los costos regulados, en contra de los incentivos de los proveedores por elevar los precios por sobre los niveles económicamente eficientes, lo que es consecuencia del ejercicio unilateral de poder de mercado por proveedores con capacidad de fijar precios. El mecanismo actual de la CNE se equivoca considerablemente en lo que se refiere a prevenir el ejercicio unilateral de poder de mercado, a costa de crear sustanciales incentivos para que el suministro de energía y de servicios complementarios se aleje del equilibrio de menor costo. La propuesta de pago de servicios complementarios, resumida en la sección anterior, intenta introducir fuertes

incentivos para que el suministro de energía y de servicios complementarios se realice al menor costo, al tiempo que limita las oportunidades para que los proveedores de esos recursos puedan aumentar los precios por sobre aquellos niveles que les permitan recuperar los costos de proveer tales servicios.

Referencias

- [1] Comisión Nacional de Energía de Chile, Oficio N°715, 21 de septiembre de 2010.
- [2] U.S. Federal Energy Regulatory Commission (1995) Promoting Wholesale Competition Through Open Access Non-discriminatory Transmission Services by Public Utilities, Docket RM95-8-000, Washington, DC, 29 de march.
- [3] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, octubre de 2009, Comisión Nacional de Energía de Chile.

Apéndice

Este apéndice propone un mecanismo de subasta para contratar los compromisos anuales de servicios complementarios y describe los detalles para implementar el mecanismo de mitigación de poder de mercado presentado en la Sección 3. La subasta se realizaría anualmente para comprometer las necesidades de AASS para el año que viene. Esta podría complementarse con subastas mensuales por “desbalance” en que los participantes del mercado intercambiaran estos compromisos para lo que resta del año. Estas subastas mensuales permitirían que el CDEC pueda reducir o aumentar las demandas de servicios complementarios en respuesta a los cambios en las condiciones del sistema a lo largo del año en curso.

El primer paso en la subasta requiere que el CDEC defina los requisitos por hora para cada servicio complementario para el próximo año. Esto podría desglosarse en la demanda para días laborales y demandas de fin de semana para las diferentes estaciones del año. Esto resultaría en demandas de 48 horas (demandas de 24 horas por día hábil y 24 horas por día de fin de semana). Supongamos que $Q(h, d, q, s)$ es igual a la demanda de servicios complementarios s en la hora h del día d y el trimestre q , donde $h=1, 2, \dots, 24$, $d=1, 2$, $q=1, 2, 3, 4$, y $s=1, 2, \dots, S$ (donde S es el número de servicios complementarios). Para cada hora, tipo de día y trimestre del año, los proveedores de servicios complementarios pueden presentar curvas de oferta de múltiples pasos que expresen su disposición a suministrar los compromisos para cada servicio complementario para ese periodo de tiempo. Los proveedores pueden enviar hasta K pares de ofertas, indicando precio y cantidad para cada hora de servicio complementario. Al fijar el valor de K igual a 3 daría a los proveedores suficiente flexibilidad, sin complicar el proceso de fijación de precios de la subasta.

Supongamos que $q(h, d, q, s, k, m)$ es igual a la cantidad de oferta durante la hora h del día d y el trimestre q para el servicio complementario s para el incremento de oferta k por el participante del mercado m ($m=1, 2, \dots, M$). Supongamos que $p(h, d, q, s, k, m)$ es igual al precio de oferta durante la hora h del día d y trimestre q para el servicio complementario s para el incremento de oferta k para el participante del mercado m . Entonces todos los participantes del mercado enviarían las curvas de oferta a nivel de producto simultáneamente al mecanismo de subasta. Supongamos que $x(h, d, q, s, k, m)$ es igual a la cantidad de oferta aceptada por el CDEC en la subasta durante la hora h del día d y el trimestre q para el servicio complementario s para el incremento de oferta k por el participante del mercado m .

Entonces el CDEC determinaría los valores de $x(h, d, q, s, k, m)$ y calcularía los precios por hora del mercado de equilibrio para cada hora del periodo de muestra escogiendo los valores $x(h, d, q, k, m)$ para resolver el siguiente problema de optimización:

$$\min \sum_{q=1}^4 \sum_{d=1}^2 \sum_{h=1}^{24} \sum_{s=1}^S \sum_{m=1}^M \sum_{k=1}^K p(h, d, q, s, k, m) x(h, d, q, s, k, m)$$

sujeto a $0 \leq x(h,d,q,s,k,m) \leq q(h,d,q,s,k,m)$ para todos h,d,q,s,k , y m

$$\text{sujeto a } \sum_{m=1}^M \sum_{k=1}^K x(h,d,q,s,k,m) \geq Q(h,d,q,s) \text{ para } h,d,q \text{ y } s.$$

El precio sombra asociado con el suministro por hora por nivel de producto superior o igual a la restricción de la demanda del servicio complementario por hora, es el precio de equilibrio del mercado por hora para ese servicio complementario. Todos los valores positivos de $x(h,d,q,s,k,m)$ serían pagados al precio de equilibrio de mercado para la hora h del día d y trimestre q para el servicio complementario s .

Podría usarse otro mecanismo de subasta, pero este enfoque tiene la ventaja de ofrecer también un mecanismo para mitigar el poder de mercado de grandes proveedores. Específicamente, antes de realizar la subasta el CDEC determinaría las cantidades pivote por hora para cada servicio complementario para cada participante del mercado. La cantidad pivote, $qp(h,d,q,s,m)$ para el participante del mercado j para el servicio complementario s durante la hora s del día d y el trimestre q es:

$$qp(h,d,q,s,j) = \max(0, [Q(h,d,q,s) - \sum_{m=1, m \neq j}^M \sum_{k=1}^K q(h,d,q,s,k,m)]) \text{ para } h,d,q \text{ y } s.$$

La cantidad pivote es igual a la demanda total por hora del servicio complementario s que debe ser suministrada por la empresa j , debido a que no hay ofertas suficientes de otros proveedores para satisfacer la demanda del mercado. A todos los proveedores se les exige tener precios de oferta asociados con su cantidad pivote igual a cero, en todas las horas y servicios con el fin de limitar su capacidad de ejercer poder de mercado unilateral en la subasta por compromisos de servicios complementarios. Este mecanismo de mitigación de poder de mercado implica que respecto de su cantidad pivote todos los proveedores son tomadores de precios de la subasta, por hora y para cada servicio complementario.

Un enfoque alternativo para realizar la subasta por compromisos de servicios complementarios es una subasta con precios crecientes en varias rondas. El proceso de subasta empezaría con todos los proveedores fijando un precio cero a su cantidad pivote para cada servicio complementario. Alternativamente, el CDEC podría especificar cantidades mínimas a precio cero, por hora en la ronda 1 y para cada participante del mercado y cada servicio complementario. Entonces en la ronda t ($t > 1$) de la subasta, el precio de cada producto sería incrementado por una cantidad, que dependería de la diferencia entre la demanda agregada del servicio complementario y la cantidad ofertada en la ronda $t-1$. Entonces se permitiría a los proveedores ofrecer cantidades crecientes de capacidad para cada compromiso de servicio complementario, respecto a lo ofertado para cada hora en la ronda $t-1$. Los proveedores tendrían prohibido reducir cualquiera de sus cantidades totales de oferta horaria entre las rondas. La

subasta para cada servicio termina en el precio más bajo al cual la cantidad agregada suministrada es mayor que la demanda por hora. Todas las ofertas de suministro a este precio son entonces ajustadas hacia abajo por la razón entre la demanda agregada dividida por el suministro agregado. Entonces cada proveedor recibirá un pago horario igual al precio de equilibrio de mercado para ese servicio, multiplicado por la cantidad horaria ofertada ajustada por dicho factor.