

Políticas de precios en contingencias de generación de electricidad**

Introducción. I. Modelos analíticos: mecanismo de precios y confiabilidad óptima en los mercados de generación de electricidad. II. Aplicabilidad de las propuestas para mejorar la confiabilidad en los mercados de generación de electricidad. Conclusiones. Referencias.

Introducción

El problema de la determinación de los precios óptimos y la inversión para los servicios de utilidad pública ha sido discutido extensamente en la literatura económica. El principal modelo es el de precios de costo marginal o de *peak load*, llevando en general a conclusiones como que el precio debe ser igual a los costos unitarios de producción y la capacidad óptima se determina por la suma de las cuasi-rentas obtenidas en los distintos períodos de la demanda. Estos análisis, sin embargo, se aplicaban a un ambiente determinístico, sin tener en cuenta la existencia de mercados sujetos a volatilidades como es el de generación de electricidad.

Se afirmaba que era clave entender las dificultades para asignar los recursos ante la ocurrencia de contingencias, y que los costos sociales de

** Se agradece al profesor José Miguel Sánchez, de la Facultad de Ciencias Económicas y Administrativas (FACEA) de la Universidad de Chile, por su asesoría, las inteligentes observaciones y numerosas correcciones a lo largo del desarrollo de todo este trabajo. Los errores y omisiones vertidos aquí, como es usual, son de exclusiva responsabilidad del autor.

una falla en el suministro son significativos y más altos que el mismo costo de evitarlos. Se postuló entonces que para el caso aleatorio se debían añadir otras restricciones de costos explícitas, aumentando la confiabilidad de la oferta, con el objeto de limitar la probabilidad de excesos de demanda y recuperar así la naturaleza determinística del problema [Crew y Kleindorfer (1978)].

Estos requerimientos de capacidad inicialmente se asociaban a soluciones técnicas o financieras de la planeación de los sistemas eléctricos. Se elegía entre diferentes estados posibles de falla, por ejemplo la incapacidad de un sistema eléctrico de atender la demanda de valle en el largo plazo.¹ Al margen de la validez estadística que puedan tener los diferentes métodos, que pueden predecir distintas confiabilidades, estos no están relacionados o combinados con criterios económicos que permitan determinar un nivel óptimo de confiabilidad.

La consideración de restricciones económicas adicionales en la planificación de los sistemas eléctricos fue posterior. El criterio de maximización social del bienestar, entendido este como la suma de los excedentes netos de consumidores y productores, también debería proveer las bases para la elección entre distribuciones alternativas de bienestar, lo cual es cierto sólo si se tiene en cuenta la confiabilidad. Esto implica que a la estructura de costos del sistema se adicionen los costos asociados a una falla en el suministro. La confiabilidad óptima resultará donde el costo marginal de aumentar la capacidad sea igual a la reducción marginal en los costos de falla. En otras palabras, el grado de seguridad de abastecimiento del sistema estará determinado por la remuneración esperada que exista para evitar una falla [Munasinghe, (1983)].²

1 Los indicadores comúnmente derivados son el LOLP (loss of load probability), LOEP (loss of energy probability), XLOL (expected loss of load) y LOEE (loss of energy expected).

2 El precio óptimo debería corresponder a la suma de los costos de operación y los costos marginales de aumentar la capacidad, un precio mayor al costo marginal en cada período que provea los incentivos para la expansión de la capacidad y las señales adecuadas para los nuevos usuarios (consumidores y productores).

Sin embargo, el resultado general de estos esquemas ha sido la provisión de sistemas eléctricos sobredimensionados junto a problemas teóricos y empíricos en la determinación de los costos sociales asociados a una falla [Andersson y Taylor (1986), Beenstock (1991), Serra y Fierro (1997)]. Si bien la confiabilidad de un sistema puede ser determinada tanto por la señal de los precios como por la capacidad, en general las regulaciones han enfatizado las aproximaciones a la capacidad. Esto se ha hecho para satisfacer algún concepto de equidad entre consumidores y productores sobre la base de plausibles, pero a menudo arbitrarias, asignaciones de costos con alguna concernencia con los impactos distributivos, pero solamente con una preocupación secundaria por el uso eficiente de los recursos. Mientras hay a menudo el supuesto tácito de que este proceso resulta en una aproximación satisfactoria a la eficiencia, esta tiende a jugar un papel subordinado. Esto quiere decir que los cambios en los precios podrían ser superiores a los cambios en la capacidad como una guía para la confiabilidad del sistema [Vickrey (1992), Fraser (1993)].

Un paradigma de los sistemas planificados se puede encontrar en el caso chileno. El precio básico de generación del sistema está compuesto por el valor esperado de corto plazo del costo marginal de generación, estimado para un período de cuatro años en un programa de optimización de largo plazo, y una remuneración a la capacidad llamada precio básico de la potencia de punta. Esta última se remunera en una forma práctica, que es a través del costo de las unidades generadoras para abastecer la demanda de punta. Específicamente, se utiliza la tecnología de menor costo que puede ser instalada para satisfacer la seguridad de abastecimiento del sistema, lo que es equivalente a la manera más económica de evitar fallas en la capacidad de suministro de la energía. A estos requerimientos de capacidad se le deben adicionar unidades generadoras de reserva para cumplir con los objetivos de confiabilidad planificados. En condiciones de optimalidad, cuando la estructura del parque generador está permanente optimizada frente a la demanda, los ingresos obtenidos por la venta de energía al costo marginal de corto plazo más los ingresos obtenidos por la venta de toda la potencia al costo de las

unidades generadoras para abastecer la demanda de punta, serán equivalentes a los costos totales de generación.

Para entender como los precios de mercado pueden ser una guía para la determinación de la confiabilidad, la referencia obligada es el sistema inglés, donde el precio básico de generación está compuesto del precio marginal de la energía, es decir aquel que iguala la oferta a la demanda de energía en cada momento del tiempo, y un cargo por capacidad. Este último se justifica porque al calcularse el precio de la energía un día antes de hacerse efectivo, se produce incertidumbre sobre la evolución de la oferta y la demanda, y un riesgo de que ocurra una falla en el sistema. Por lo tanto, su remuneración debe equivaler al costo de falla evitado y proporcionar los incentivos para la expansión de la capacidad del sistema.

Con respecto a este último punto, es necesario aclarar que en lugar de requerirse márgenes de reserva, el sistema inglés prevé remunerar la capacidad de todos aquellos generadores con capacidad declarada en el sistema aún si no consiguen generar energía [Armstrong, Cowan y Vickers (1994)].³

Un caso particular resulta ser el colombiano. Para determinar el precio básico de generación, en adición al precio marginal de la energía, se incluye también un cargo por capacidad como en el paradigma inglés. Empero, este es valorado como el costo de las unidades generadoras para atender la demanda de punta, e igualmente se adiciona capacidad de generación de respaldo para lograr una confiabilidad dada por el plan de expansión del sistema.

3 El precio básico de generación se puede expresar como $PB = SMP + LOLP*(CF - SMP)$, donde SMP es el precio marginal de la energía y el segundo término indica el cargo por capacidad o el costo de falla esperado evitado, equivalente a la probabilidad de falla del sistema multiplicada por el costo de falla neto del precio que se paga por la energía. La confiabilidad (LOLP) varía cada media hora al igual que el SMP, sin embargo el costo de falla CF es un monto determinado institucionalmente y no se relaciona con las fuerzas del mercado. Al margen de esto último, obsérvese que si la LOLP tiende a cero, el precio básico será solamente el SMP y si la LOLP tiende a ser alta el precio subirá hasta el CF, por lo que la capacidad declarada termina siendo función de la remuneración que en cada momento proporcione el mercado.

La particularidad anterior quizás refleje el hecho de que es factible pensar que hay una equivalencia conceptual entre los sistemas inglés y chileno, ya que en el óptimo la capacidad (confiabilidad) ofrecida es tal que los beneficios esperados por aumentar la capacidad (costo esperado de falla evitado) son iguales al costo marginal de incrementar la capacidad de generación en los períodos de demanda de punta.

De este resultado es pertinente resaltar que la asignación más volátil es la que corresponde a los incentivos que crea el mercado, pero de todas maneras ambos sistemas sustentan la confiabilidad al mantenerse excesos de capacidad o márgenes de reserva, y nada justifica que la confiabilidad determinada sea la efectiva. Además, en cada sistema existe el problema de la determinación del costo de falla efectivo al no existir mecanismos de revelación de preferencias y ser este determinado institucionalmente.

En este estado de cosas lo importante es indagar sobre cómo podría incentivarse a que la confiabilidad que asignan los mecanismos de mercado sea la efectiva, también si es posible conocer los costos de falla de la demanda para determinar el valor exacto del cargo por capacidad en todo momento. Más fundamental aún, si es factible que algún mecanismo de mercado sirva para resolver las mismas contingencias de capacidad y asignar el recurso de tal manera que se minimicen los costos de falla.

Antes de responder esta cuestión tendremos necesariamente que referirnos a los mecanismos de asignación del recurso que existen para el manejo de eventuales contingencias. Estos se relacionan confusamente con la valoración y asignación de la energía y no con la capacidad de generación de respaldo.⁴

4 Los esquemas de asignación de la energía nuevamente están ligados a si los sistemas son planificados, operan en libre competencia o son alguna combinación de los dos. Se incluyen desde racionamientos e interrupciones hasta la asignación con el mecanismo de precios de la energía escasa. Lo buscado, de todas formas, es que las pérdidas de bienestar y las distorsiones sean mínimas, es decir, que se pueda discriminar la asignación de la energía de tal manera que los costos de falla se minimicen.

Los racionamientos de energía generalmente ocurren cuando la reserva marginal de capacidad de los sistemas es inadecuada. Se incluyen desde restricciones aleatorias y equiproporcionales de la demanda hasta aquellos planes que intentan detectar aquellas demandas con los correspondientes costos de falla más bajos. Los primeros producen altos costos de falla y estos últimos son casi inoperantes al ser virtualmente imposible conocer el costo de falla marginal de cada agente en cada nivel de restricción [Serra (1997)]⁵ Si fuera posible hacer una autoselección de la demanda a través del mecanismo de precios la solución es más simple y lleva a menores costos de eficiencia [Woo *et. al.*, (1993)]. Lo que se busca es que las pérdidas de bienestar deben asociarse solamente a las resultantes de una asignación ineficiente de la oferta disponible durante una falla en el suministro de energía.

Los esquemas de asignación de la energía mediante el mecanismo de precios propuestos en la literatura son los precios spot (SP) y los contratos de prioridad (PS). El mecanismo SP fue planteado por Vickrey (1971) y formalizado en Bohn, *et. al.* (1984). Bajo este libre juego de mercado la oferta se iguala a la demanda de energía en cada estado de naturaleza. Como los precios van a variar en cada momento del tiempo, se supone que estos garantizan una permanente asignación de eficiencia, se reducen los requerimientos de capital y la necesidad de reservas en el sistema al ser la respuesta de los precios más rápida que el ajuste mediante las cantidades.⁶ Sin embargo, al margen de que su utilización está ligada a tener sofisticados equipos de medición o que los agentes deben estar suficientemente informados en todo momento para hacer sus ajustes correctamente, se argumenta que el problema de los SP es que el sistema es muy volátil y si hay fallas de capacidad (intempestivas) los precios fluctuarían rápidamente y bruscamente lo que implica tener reglas de asignación que no son factibles en la práctica, lo que lleva a que

5 Un aspecto muy importante, y que es implícito en los análisis, es que la restricción de la demanda a la capacidad resultante por la falla no da señales adecuadas de que se presenta escasez en el recurso al no permitirse que el precio varíe.

6 Téngase en cuenta que el precio spot se está refiriendo al precio marginal de energía del sistema, inicialmente este no explicita la remuneración a la capacidad.

el monitoreo continuo de los precios y los ajustes en las demandas imponga significativos costos de transacción.⁷

Para evitar estos altos costos de ajuste se ha propuesto utilizar menús de contratos de prioridad (PS) para distribuir las ofertas escasas de energía. Este esquema es una política de precios contingentes y establece que aquellas demandas que están dispuestas a pagar más por el recurso energético se les asignará una mayor prioridad en recibir el servicio cuando ocurre una falla. La optimalidad de la propuesta se sustenta en que la regla de racionamiento estará basada en asignaciones de las prioridades determinadas en función de la valoración de los consumidores por el servicio, que son estables y persistentes en el tiempo.

También se ha señalado que los PS poseen atractivas ventajas al revelar información sobre la distribución de las valoraciones de los consumidores para guiar la expansión de la capacidad, mientras que los precios spot sólo indican el precio de reserva máximo para cada contingencia y, además, su implementación podría emplear formas alternativas de organización de mercados.

Sin embargo, de igual modo es posible pensar que cuando operan los precios spot, los consumidores retienen el control sobre la forma en que su consumo es restringido, siendo la respuesta al corte más eficiente que cuando es determinada por la oferta. En particular, cualquier cosa que pueda ser llevada a cabo por los contratos de prioridad debería ser lograda por los precios spot, suponiendo que hay perfecta información en todo momento.⁸ Tampoco habría lugar para prácticas discriminatorias

7 De hecho se ha llegado a afirmar que puede ser necesario mantener sistemas de generación de emergencia para que los cambios en los precios no sean generalizados al producirse las contingencias, y si las respuestas a los precios son impredecibles hasta debería encontrarse algún mecanismo adicional que induzca a los consumidores a hacer sus ajustes apropiadamente para minimizar los costos de falla [véase Vickrey, *op. cit.*].

8 Por ejemplo, los consumidores podrían simplemente tomar una decisión para interrumpirse por si mismos cuando el precio excediera un límite o valoración marginal U. Esto produce el resultado equivalente a un contrato PS con una prioridad por el servicio U, pero con mayor flexibilidad y permitiendo decisiones más inteligentes.

al haber una disponibilidad no restringida a todos los agentes, pues los contratos de prioridad son hipotéticos y pueden ser sesgados. Además, estos contratos inducen a una autoselección eficiente del consumidor sí y sólo sí su tarificación equivale al valor esperado de los precios spot para cada prioridad, por lo que hay una pérdida fundamental de eficiencia debido a la ausencia de contratos contingentes completos.

Para poder soportar estas críticas, los defensores del esquema PS sostienen que con sólo unos cuantos tipos de contratos se pueden realizar la mayoría de las ganancias potenciales del racionamiento eficiente que pueden lograr los precios spot, por lo que las pérdidas de eficiencia serían pequeñas y habrían ahorros apreciables en los costos de transacción [Chao y Wilson (1987), Wilson (1989)].

En últimas, estos dos esquemas de asignación de la energía deberían ser evaluados por el logro de la eficiencia, los costos de transacción y el manejo del riesgo en los consumidores. Antes que nada, debe entenderse que en ausencia de costos de transacción ambos sistemas son igualmente eficientes, y con perfecta información serían equivalentes para los consumidores. También pueden haber espacios de aplicabilidad, por ejemplo que estos esquemas sean más adecuados para el funcionamiento de mercados mayoristas que minoristas.

El objetivo inicial de este trabajo es examinar los costos asociados a la aplicación de estos dos esquemas de asignación de la energía. Para ello se utiliza un modelo analítico que de cuenta de los anteriores requerimientos y permita establecer cual mecanismo o que condiciones adicionales son necesarias para motivar a que los usuarios del sistema hagan los ajustes necesarios ante la previsión de contingencias en los mercados de generación de electricidad competitivos. Al respecto, se destaca la necesidad de proveer información adicional sobre pronósticos de precios y contingencias para mejorar la asignación que pueden alcanzar los precios spot.

Para resolver el problema de la confiabilidad óptima demostraremos como estos objetivos son factibles mediante la aplicación de mecanismos de mercado. Esta aproximación se logra a partir de la definición de un mercado de seguros de confiabilidad, y los incentivos que se pueden crear para mantener una confiabilidad alta, optimizar la asignación de escasez en casos de falla, proporcionar información relevante a los usuarios del sistema y ser aplicable a mercados liberados.

Esta investigación incluye cuatro secciones, en la primera se presenta una descripción detallada de los esquemas de precios para la valoración de la energía y los requerimientos de información necesarios para mejorar la eficiencia de asignación de los precios spot.

Posteriormente se evalúa el problema de la determinación de la capacidad y exponemos la propuesta de mercado de seguros de confiabilidad. Luego se hace una descripción sobre la importancia de los mercados descentralizados y los requerimientos para la aplicabilidad de las propuestas desarrolladas. En la tercera parte se evalúa bajo que condiciones los mercados de generación actuales posibilitan la aplicación de las propuestas metodológicas y prácticas que se concluyen en las dos primeras secciones. La sección final destaca las conclusiones más relevantes, así como algunas recomendaciones de trabajo a seguir.

I. Modelos analíticos: mecanismo de precios y confiabilidad óptima en los mercados de generación de electricidad

A. Revisión de los esquemas de precios y el problema de la asignación de la energía

1. Contratos de prioridad para el servicio de energía

Los contratos de prioridad se revelan inicialmente muy atractivos para asignar los recursos en los mercados de generación de electricidad. El proveedor del servicio puede ofrecer un menú de contratos contin-

gentes y la selección de cada consumidor de alguno de estos determina su orden o prioridad hasta que el recurso se asigna totalmente cuando ocurre una contingencia. El precio del contrato depende de la prioridad seleccionada, los precios más altos corresponden entonces a las prioridades más altas por el recurso.⁹

Esta propuesta podría ser conveniente si las ofertas de confiabilidad inducen a una correcta autoselección de las prioridades del servicio de acuerdo a la valoración marginal del recurso por parte de los consumidores. Adicionalmente, la tarificación para cada prioridad ofrecida debe ser equivalente al valor esperado de los precios spot para cada una de estas, lo que implica conocer información adicional sobre la distribución de precios contingentes para el sistema. Al margen de lo anterior, si la ventaja principal de este esquema radica en la posibilidad de establecer pocos contratos y a largo plazo,¹⁰ por un lado no se puede aseverar que las valoraciones de los consumidores sean estables, dados los ciclos económicos de los negocios, y la confiabilidad del sistema es una variable continua que cambia en cada momento del tiempo. Tampoco es correcto afirmar que pocos contratos de larga duración garantizan la mayoría de las ganancias factibles dada la imposibilidad de establecer contratos contingentes completos.

2. Aplicabilidad de los contratos de prioridad

La manera en que pueden ser utilizados los contratos de prioridad nos ayuda a clarificar estos problemas. También elucidar la relación entre estos contratos y los precios spot, que son aquellos que igualan la oferta y la demanda en cada estado de naturaleza; veamos las alternativas de aplicación:

9 El interés de este mecanismo radica en que los contratos no se revisan continuamente y los consumidores están priorizando la confianza en el suministro, y así su participación en el riesgo, destacando su ventaja frente a los precios spot, que se caracterizan por tener reglas de asignación rápidas de difícil aplicación, al existir en la práctica altos costos de transacción en los ajustes entre la oferta y la demanda.

10 Chao y Wilson, *op. cit.*

a. Subcripciones o cuotas de demanda. Estas indican que cada consumidor podría seleccionar de un menú, ofrecido por los generadores de energía, tarifas correspondientes a diferentes niveles de prioridad. En la aplicación de este mecanismo la responsabilidad de determinar las contingencias posibles y la interpretación de las obligaciones contractuales recae en las empresas generadoras, como también se tiene un conocimiento imperfecto de las preferencias de los consumidores se presentan grandes dificultades de implementación. Además habrán ambigüedades en la interpretación y aplicación de los contratos, pues son incompletos y se basan en eventos inobservables.

b. Provisión de seguros. Bajo esta alternativa, las empresas proveedoras se comprometen a sostener prioridades, determinadas por el premio por riesgo o las compensaciones por la interrupción del servicio, demandadas por los consumidores en los contratos de seguros; las probabilidades de falla del sistema son usadas para diseñar el menú de tarifas e informar a los consumidores sobre las posibles consecuencias de sus elecciones. Cuando ocurre una falla, se interrumpirá primeramente el servicio de aquellos consumidores que seleccionen el cubrimiento más bajo -un menor deseo a pagar por la confiabilidad del servicio.

Si bien esta alternativa puede ser útil en la asignación de la energía cuando ocurren las contingencias, tiene una relación más directa con los mecanismos que incentivan la determinación de la confiabilidad óptima de los sistemas eléctricos; en otras palabras, tiene que ver con la determinación de la capacidad que sustenta la confiabilidad más que con mecanismos de precios de la energía. Esta propuesta será analizada más adelante en este trabajo.

c. Mercado para intercambiar contratos de prioridad entre los consumidores. En esta alternativa se busca relevar la obligación de las empresas generadoras de diseñar un menú de contratos o valorar las probabilidades de falla, al ser los consumidores quienes mercadean los derechos de racionamiento del servicio. Cuando ocurren las contingen-

cias, se interrumpirán las demandas que hayan adquirido las prioridades más bajas. Como los intercambios se efectúan sólo entre los usuarios del servicio, una implementación eficiente de esta propuesta requerirá que estos usuarios tengan expectativas racionales, es decir, deben acceder a toda la información relevante y sus valoraciones por la confiabilidad del servicio sean eventualmente consistentes y correctas.

Como si fuera poco, este mecanismo sería sensible a las condiciones de oferta y demanda en todo momento del tiempo, permitiendo que la asignación de prioridades varíe de acuerdo a las condiciones de mercado, por lo que cabe preguntarse si esta alternativa implica costos de transacción significativos y en el límite simplemente tienda a reflejar lo que harían los precios spot.¹¹

Adicionalmente, es sensato afirmar que si hay posibilidad de predecir fallas con brevedad se está anulando la necesidad de establecer contratos iniciales. Aún si lo más probable es que el período de tiempo entre la señal de la falla y la ocurrencia sea mínimo (con tendencia a cero), y hay muchos usuarios por el servicio, los costos de transar las prioridades resultan prohibitivos.

Esta conclusión es importante porque sugiere centrar la investigación en la naturaleza aleatoria del mercado de generación y la

11 Una propuesta de este tipo de organización de mercados se encuentra en Doucet, *et. al.* (1996), quienes afirman que la creencia en que la imposibilidad de elaborar contratos contingentes completos o la reasignación continua de estos lleva por lo general a altos costos de transacción, que se minimizan al aplicarse un número pequeño de contratos en el largo plazo, no está contabilizando las pérdidas de eficiencia adicionales debido a los cambios de las preferencias de los usuarios y la confiabilidad del sistema en el tiempo. Los autores sugieren que la aplicación de los contratos de prioridad se combine con la posibilidad de intercambiarlos cada vez que se revelen los estados de naturaleza del sistema, es decir, que pueda ser posible revelar información y se mejore la asignación al momento de la interrupción y no en los plazos determinados institucionalmente en los contratos. Esto quiere decir que si las fallas son predecibles siempre habrá una mejora en el sentido de *Pareto*, al ser posibles intercambios voluntarios entre los usuarios que hayan cambiado su valoración por la confiabilidad del servicio. Esta reflexión induce a los autores a buscar un mecanismo para intercambiar contratos de prioridad que tenga costos adicionales mínimos. Ellos proponen, por ejemplo, que los intercambios se realicen a precios definidos ex ante, lo que implica que se revelen y asignen cantidades en lugar de valoraciones marginales del recurso energético.

operatividad del mecanismo de precios instantáneo -precios spot. También la relevancia que pueden tener los contratos de prioridad a largo plazo, y que la posibilidad de intercambiar estos contratos llegue a ser simplemente un caso particular de pérdidas que pueden experimentar los usuarios debido a contingencias imprevistas en el flujo del servicio de energía. Téngase en cuenta que una disyuntiva aparece con los requerimientos de información, porque hay una relación directa entre la eficiencia de asignación y la complejidad del sistema de precios. No sobra tener presente que en este mercado tanto la oferta como la demanda tienen una naturaleza estocástica, y el costo marginal de falla es significativo debido a la inflexibilidad de la demanda y la importancia que tiene el recurso energético para llevar a cabo la mayoría de las actividades de la vida diaria.

3. Requerimientos de información y el sistema de precios spot

La teoría económica nos dice que en últimas un mecanismo de intercambio de bienes y servicios deseable debe ser aquel que requiera los menores niveles de información para lograr la asignación óptima. Lo que vamos a hacer ahora es comparar el esquema de precios spot y los contratos de prioridad, con el objeto de mostrar la optimalidad del primer esquema. Sin embargo, este resultado estará basado en el supuesto irreal de que las demandas son totalmente flexibles, es decir, que los consumidores no sufren pérdidas debido a las contingencias en la capacidad de generación. Consideremos un mercado de generación de electricidad competitivo, pero coordinado por un operador central CND. Podemos pensar en un mercado con $N+1$ participantes, $1, \dots, N$ consumidores y que el operador $N+1$ representa K ofertas. Las demandas y las ofertas son aleatorias y pueden estar correlacionadas, las contingencias en la generación de energía se representan por w_1, \dots, w_k con probabilidades de ocurrencia q_1, \dots, q_k respectivamente, donde $\sum q_k = 1$.

Téngase en cuenta que el evento aleatorio w_k ocurrirá en el momento $t=0$ y la asignación en $t=1$. La oferta disponible será S_k y la utilidad para cualquier individuo j de consumir z_k unidades de energía está dada por $U_j^k(z_j^k)$. Debido a la ausencia de distorsiones e imperfecciones, en virtud del segundo teorema fundamental del bienestar el equilibrio competitivo puede sustentarse a través de las asignaciones Pareto óptimas con pagos de transferencias (redistributivas de riqueza), la existencia del CND hace que la solución centralizada reproduzca el equilibrio de la economía [Véase Ishikida y Varaiya (1995)].

El problema de optimización para el CND en todo momento del tiempo está dado por:

$$\max.S = \sum_k q_k \cdot \sum_j U_j^k(Z_j^k)$$

$$s.a. \sum_{j=1}^N Z_j^k \leq S_k, \forall k$$

donde $Z_j^k \geq 0, 1 \leq j \leq N$ y $1 \leq k \leq K$. (1)

a. Asignación de los precios spot. En este esquema, el CND anuncia un precio para cada contingencia k , a partir del ordenamiento de las ofertas de precios y disponibilidad de todos los generadores. Esto implica que habrá un vector de precios factibles de tamaño K y una asignación del tamaño $K \cdot N$. Ahora bien, el precio específico para la contingencia k es el precio spot proporcional al multiplicador de Lagrange λ_k^* dado en la resolución de (1), este es el precio asociado a la oferta S_k .

En otros términos, en $t=0$ ocurrirá la contingencia w_k que implica que el CND anuncie el precio λ_k^* en $t=1$, por lo que el consumidor j demandará Z_j^k unidades de energía resultado de la optimización de su utilidad neta $U_j^k(z_j^k) - \lambda_k^* \cdot z_j^k$.

b. Asignación de los contratos de prioridad. En el resultado anterior la energía que se suministra en cada contingencia equivale a un bien diferente, cuando hay contratos de prioridad la condición del bien cambia, pues este será distinguido por el nivel de confiabilidad en el suministro. Supóngase que existen k ofertas de confiabilidad en cada momento del tiempo, indexadas del tal manera que $0 < S_1 < S_2 < \dots < S_k$. Donde S_1 unidades de energía están disponibles con la mayor confiabilidad $r_1 = 1$, $S_2 - S_1$ con la segunda confiabilidad más alta $r_2 = 1 - q_1$, y así sucesivamente.

En $t=0$ se podrán diseñar K contratos de diferentes niveles de confiabilidad r_1, r_2, \dots, r_k y se ofrecen a los precios p_1, p_2, \dots, p_k respectivamente; téngase en cuenta que en caso de falla del servicio el consumidor no será compensado, pues el precio pagado sólo indica una mayor prioridad y no un suministro seguro del servicio.

Suponga que Y_i^j equivale a las unidades que el consumidor j compra de un contrato de tipo i , por ejemplo un megawatt hora (MWh), Y^j será la suma de los contratos demandados y equivaldrá a la energía disponible en $t=1$, con una confiabilidad dada por:

$$\text{prob} \left\{ Y^j \geq \sum_{i=1}^k Y_i^j \right\} = r_k, \dots, \forall k$$

Esta probabilidad indica que cuando ocurren las contingencias se abastecerán los contratos comenzando con los de más alta confiabilidad hasta agotar el recurso. La utilidad de 1 MWh de energía es independiente de la confiabilidad, pero a causa de los diferentes precios el consumidor j comprará Y_i^j unidades del contrato i al resolver el problema:

$$\max. P = \sum_{i=1}^K q_i \cdot U_j \left(\sum_{l=1}^k Y_{lj} \right) - \sum_{i=1}^K p_i \cdot Y_{ij}$$

$$\text{donde } r_i = \sum_{k=i}^K q_k, \dots, \forall k$$

Derivando respecto a y_{ij} se tiene que:

$$\sum_{k=i}^K q_k \cdot U_j' \left(\sum_{l=1}^k Y_{lj} \right) - p_i = 0, \dots Y_{ij} > 0$$

$$\sum_{k=i}^K q_k \cdot U_j' \left(\sum_{l=1}^k Y_{lj} \right) - p_i < 0, \dots Y_{ij} = 0$$

Sea $Z^{*j} = (Z_1^{*j}, Z_2^{*j}, \dots, Z_k^{*j})$ la asignación óptima bajo los contratos de prioridad y λ_k^* el multiplicador de Lagrange asociado al problema de los precios spot, entonces las siguientes relaciones entre los problemas S y P:

$$* U_j' \left(\sum_{l=1}^k Y_{lj} \right) = \lambda_k^*$$

$$** Y_i^j = Z^{*j}_{i+1} - Z^{*j}_i, \dots 0 \leq i \leq k - 1$$

son satisfechas sí y solo sí los precios de los contratos de prioridad son colocados de tal forma que:

$$p_i = \sum_{k=i}^K q_k \cdot \lambda_k^*, \dots 1 \leq i \leq k, (2.a)$$

Esto indica que los contratos de prioridad inducen a una asignación óptima sí y sólo sí:

$$1.. r_i = \sum_{k=1}^K q_k, \dots \forall k$$

$$2.. p_i = \sum_{k=1}^K q_k \cdot \lambda_k, \dots 0 \leq i \leq k - 1, \dots (2b)$$

Es decir, los contratos deben ser diseñados de tal forma que la confiabilidad ofrecida sea la efectiva y los precios de estos equivalgan al valor esperado de los precios spot.

c. Comentarios de interés

1) Los contratos de prioridad deben especificar tanto la distribución de posibles contingencias futuras como los precios relacionados a cada nivel de confiabilidad, lo que lleva a mayores requerimientos de información.

2) Si los contratos están bien especificados, el ingreso obtenido por estos equivale al ingreso esperado bajo el mercado spot por lo que se logra la misma asignación de recursos. Sin embargo, los riesgos financieros para oferentes y demandantes van a ser diferentes; en particular, los contratos de prioridad están distribuyendo riesgos de los consumidores a los productores.

3) Sin embargo, cuando la demanda es aleatoria el esquema PS carece de un modelo consistente. Además, los niveles de confiabilidad del sistema también cambian sistemáticamente en el tiempo, por lo que al igual que los precios spot estos contratos deberían cambiar permanentemente, lo que lleva a costos de información adicionales.¹²

4) Dado que el mecanismo de precios spot requiere de intercambios en cada momento del tiempo, se afirma que es conveniente la aplicación de los contratos de prioridad a largo plazo para reducir los costos de transacción, lo que lleva a un *trade off* entre estos costos y la eficiencia de asignación.

5) Ahora bien, para la aplicación de estos esquemas se deben considerar tanto la categoría de usuarios que participan en el mercado

12 Véase al respecto a Beenstock (1997) para la aplicación más reciente de los contratos de prioridad al Estado de Israel.

de generación como los desarrollos tecnológicos que implican poder limitar el recurso a cada consumidor. También reglas de asignación rápidas y con bajos costos de transacción ante la ocurrencia de las contingencias.¹³

Si son tenidos en consideración los problemas del esquema PS y si no hay dificultades técnicas para permitir que los precios puedan fluctuar libremente, los precios spot deben ser derivados como la alternativa de implementación más eficiente. Sin embargo, esto sólo se cumple si no se tienen en cuenta la relación existente entre la eficiencia en la asignación de los recursos, la inflexibilidad de la demanda y los costos de ajuste ante cualquier contingencia posible. Esto se relaciona con el carácter general que tiene el flujo de electricidad para el desarrollo normal de las actividades productivas y en general el desenvolvimiento de la vida diaria.

Vickrey (1992) afirma que ante la ocurrencia de contingencias súbitas en los sistemas de generación de electricidad, puede ser conveniente el mantenimiento de unidades de generación de emergencia, para evitar que los ajustes de precios sean generalizados, y, además, que quizás las respuestas ante los cambios súbitos en los precios sean inadecuadas lo que obligaría a encontrar alguna forma de motivar a los consumidores a hacer los ajustes apropiadamente. *Ceteris paribus* el problema de la capacidad óptima, posiblemente el mecanismo de precios deba ser acompañado de algún sistema de información que permita a los consumidores valorar las consecuencias de las contingencias, hacer ajustes apropiadamente y así prever adecuadamente las consecuencias de sus elecciones.

13 Cuando se habla del consumidor no nos referimos al consumidor final de la electricidad sino a los comercializadores, distribuidores o grandes consumidores que acceden a un sistema interconectado de generación, y que pueden ser total o parcialmente desconectados dependiendo de su prioridad por el servicio. Igualmente, se supone que la tecnología para aplicar los esquemas de precios se está desarrollando rápidamente.

4. Precios spot y la eficiencia de asignación

a. El problema de la inflexibilidad de la demanda

Para resolver el problema de la inflexibilidad de la demanda y el uso de los precios spot, proponemos ahora un mecanismo de asignación, siguiendo la aproximación de Ishikida y Varaiya *op. cit.*, que tenga en cuenta que los consumidores sufren un costo debido a las fallas del sistema, pero que este costo puede ser parcialmente mitigado al motivar a los usuarios a hacer los ajustes en sus actividades apropiadamente ante la posibilidad de un cambio súbito en las condiciones de la oferta.

Supóngase que en $t = 0$ cada usuario tiene planeado el consumo de una cantidad $X \geq 0$ de electricidad, esto puede ser un compromiso derivado de la planeación de las actividades productivas en la que se ha comprometido, por ejemplo, el uso de una cantidad determinada de insumos de trabajo y capital. En $t = 1$, ante la posible ocurrencia de alguna contingencia del tipo k , el usuario debería tomar una acción correctiva en función de la contingencia $Z(k) > 0$ ó < 0 . Esto hace que el consumo efectivo termine siendo $X - Z(k) \geq 0$ (la acción correctiva no puede superar el X efectivo, es decir, alguna proporción del consumo planeado de energía debe hacerse efectiva).

La función de utilidad puede ser representada como $f_k^j(X^j, Z_k^j)$. Siguiendo a (1) se tiene el siguiente problema de maximización del bienestar por parte del CND:

$$\max_{x,z} G = \sum_{k=1}^K q_k \cdot \sum_{j=1}^N f_k^j(x^j, z_k^j)$$

$$\text{s.a.} \sum_{j=1}^N (x^j - z_k^j) \leq S_k, \dots \forall k$$

donde $X^j \geq 0$, $X^j - Z_k^j \geq 0$, $0 \leq 1 \leq j \leq N$ y $1 \leq k \leq K$ (3)

Sea $q_k \cdot \lambda_k$ el multiplicador de Lagrange asociado con la oferta S_k bajo la contingencia w_k , entonces de (3) se debe cumplir que:

$$-\partial_k^j(x^j, z_k^j) / \partial z_k^j = \lambda_k, \dots, x^j - z_k^j > 0$$

y

$$\partial_k^j(x^j, z_k^j) / \partial x_j = \lambda_k$$

$$\sum_{k=1}^K q_k \cdot \partial_k^j(x_j, z_k^j) / \partial x_j = - \sum_{k=1}^K q_k \cdot \partial_k^j(x^j, z_k^j) / \partial z_k^j, \dots, x^j > 0$$

Las condiciones de optimalidad indican que los consumidores deben valorar el precio del recurso escaso con la desutilidad de las acciones correctivas, asimismo la utilidad marginal esperada de consumir la energía debe llegar a ser igual a este costo. Observe que estos resultados revelan la necesidad de conocer la distribución de probabilidad de las fallas, porque se requiere evaluar la utilidad marginal esperada y el precio marginal de producción de la energía bajo cada contingencia posible, lo que no es proporcionado por el esquema de precios spot.

b. Esquema de pronóstico de precios

En conformidad con los requerimientos referidos antes, el objetivo de este esquema será proporcionarle a los usuarios del sistema una canasta de confiabilidades y precios marginales de la energía probables en cada momento del tiempo, para que estos puedan determinar las opciones de consumo y sustitución del recurso más adecuadamente que en el esquema de precios spot. Por lo tanto, lo que se busca es adicionarle a la determinación de los precios spot una distribución de precios factible en el sistema.

Por facilidad, podemos considerar una función de utilidad separable, expresada como $f_k^j(x^j, z_k^j) = U^j(x^j - z_k^j) - L^j(z_k^j)$. U^j representa el beneficio neto del consumo de energía y L^j la función de pérdidas por no abastecerse de las x^j unidades de energía planeadas, siendo U^j cóncava y L^j convexa.

Supongamos ahora que en $t = 0$ un pronóstico de precios, λ_k^* y q_k , para toda contingencia k posible, es anunciado por el CND. Donde λ_k^* y q_k , son los multiplicadores de Lagrange asociados con las restricciones de la oferta del problema G. El consumidor j determinará su planeación de consumo y las acciones correctivas al optimizar:

$$V = \sum_{k=1}^K q_k \cdot [U^j(x^j - z_k^j) - I^j(z_k^j) - \lambda_k^* \cdot (x^j - z_k^j)]$$

$$\text{s.a. } x^j \geq 0, x^j - z_k^j \geq 0, \forall k \dots (4)$$

En $t = 1$, después de observar cual evento ocurre, el CND anuncia el precio spot efectivo λ_k^* y los consumidores podrán ajustar sus demandas, igual que en el ejercicio S, produciéndose así una mejora en la asignación de eficiencia, es decir, en términos de valores esperados, y con niveles de información requeridos mínimos.¹⁴

Obsérvese que en la implementación de los contratos de prioridad también es necesario conocer la distribución de confiabilidades y precios marginales para el diseño de estos contratos, pero también se requiere que las condiciones de mercado no cambien, pues en este ambiente este esquema carecerá de una aplicación consistente. Con el pronóstico de precios lo que se hace es reconocer la ineficiencia de asignación de los precios spot, y se busca complementar este resultado con información adicional sobre las confiabilidades y precios marginales en cada contingencia posible, para que los agentes puedan prever las opciones de demanda y oferta del recurso energético más adecuadamente.

Téngase en cuenta que esta mejora en los sistemas de precios de la energía no considera el problema de la determinación de la capacidad

14 Téngase cuidado al interpretar la intertemporalidad del ejercicio, en el límite la distancia entre $t=0$ y $t=1$ es cero, es decir, se presenta una simultaneidad entre la disponibilidad de información y la determinación del equilibrio en el mercado spot, por lo que en cada momento del tiempo el CND estará informando tanto el precio spot de equilibrio como la distribución de precios contingentes.

óptima de generación de respaldo (confiabilidad). También puede ser posible que a partir de la resolución de este problema se puedan asignar los recursos cuando en efecto ocurren las fallas de capacidad.

B. Determinación de la confiabilidad óptima en los mercados de generación de electricidad

Hemos tratado el problema de la asignación de la energía en un mercado sujeto a contingencias, operado por el mecanismo de los precios y coordinado por un CND. Pero nada se ha dicho sobre como puede ser involucrado el problema de la determinación de la confiabilidad y los incentivos que deben ser producidos para mantener una capacidad física de generación de respaldo óptima. Para ello proponemos un mercado de seguros de confiabilidad, en lugar de la planificación centralizada de la capacidad de generación. Esto permitirá revelar información importante sobre la distribución de la demanda,¹⁵ producir resultados de eficiencia y, además, la posibilidad de aplicarse en los mercados de generación competitivos [Véase Manove (1983)].

Sabemos, pues, que en este mercado se produce un bien sujeto a contingencias, el generador está invirtiendo en un servicio que tiene, por ejemplo, una probabilidad de ocurrencia de falla q_k . Consideramos también que si algún consumidor sufre pérdidas si ocurre una falla en el suministro, éstas se pueden reducir si el consumidor invierte en medidas preventivas de algún tamaño z^j .¹⁶

Sea entonces $\lambda(q_k)$ el costo de producción de la energía, con una tecnología de confiabilidad o probabilidad de falla q_k . Supóngase por facilidad que q_k es una variable continua, donde $0 < q_k \leq 1$. Esto indica

15 La revelación de información sobre la distribución de la demanda es importante para que el CND pueda determinar la distribución de los precios contingentes del sistema.

16 Obsérvese que una previsión exacta de las medidas mitigatorias por parte de los consumidores, implica que éstos tienen alguna información sobre la confiabilidad del sistema adicional a la reportada por los precios spot.

que λ se incrementa cuando k se reduce y tiende a ser muy alto en $q_k = 0$. En otros términos, $\lambda'(q_k) = 0$, con $\lambda' < 0 \forall q_k < q_k$ y $\lambda' \rightarrow -\infty$ si $q_k \rightarrow 0$, la función de costos tiene una naturaleza convexa $\lambda'' > 0$.

Adicionalmente $G(z)$ indica el costo en que incurre un consumidor para limitar la pérdida en caso de falla a z , con $0 < z < x$. x es el nivel máximo de falla. También se tiene que $G'(z) = 0$ con $G' < 0 \forall z < x$ y $G' \rightarrow -\infty$ si $z \rightarrow 0$, también G es convexa $G'' > 0$.

Supóngase inicialmente que tanto los productores como los consumidores son neutrales al riesgo, la asignación socialmente óptima de la energía debe ocurrir cuando los costos de producción del sistema, que equivalen a la suma de los costos de producción del servicio, los costos de mitigación y los costos esperados de falla de los consumidores sean minimizados: $C(q, z) = \lambda(q_k) + G(z) + q_k \cdot z$ (5).

La solución óptima indica que $\lambda(q_k) = -z_k$ y $G'(z) = -q_k$, o sea que el costo marginal de generar una unidad de energía adicional es equivalente al costo de falla evitado y los costos incrementales de las medidas mitigatorias reducen la probabilidad de falla a q_k . Este es el resultado estándar de los sistemas eléctricos planificados. Para aplicar estos resultados se requiere conocer λ , G y z_k y hacer cumplir q_k , lo que es muy difícil en la práctica. Esta es la premisa inicial que incentiva a buscar métodos que requieran menores niveles de información y control, y sean menos costosos para el logro de la eficiencia.

1. Aproximación al mercado de seguros

Lo que buscamos ahora es la forma más eficiente de replicar (5). Si los objetivos son incentivar a los generadores a mantener una confiabilidad óptima en el suministro de electricidad, e inducir a que los consumidores revelen la valoración de sus preferencias, y así conocer los costos de falla asociados a cada contingencia, podemos imaginar, a modo de referencia, que se diseña un esquema de tarifas en el que los consumidores adquieren electricidad con una confiabilidad esperada v y que el generador esté

inducido de alguna manera a reducir efectivamente la probabilidad de falla a v . Supóngase que los consumidores pagarán una tarifa $r(v)$ y los productores se penalizan en una cuantía $f(v)$ si ocurre la falla, de tal manera que si el consumidor está pagando una tarifa alta la imposición a los generadores en el evento de la falla sea igualmente alta y así los incentivos a mantener la confiabilidad del servicio. Por ejemplo, si se establece una tarifa igual al costo marginal de la energía $r(v) = \lambda(v)$, y una imposición a los generadores equivalente al costo marginal de reducir la probabilidad de falla a v , de tal manera que $f(v) = -\lambda'(v)$, se tiene el siguiente problema de minimización de costos para el productor:

$$\min_q C_k = \lambda(q) + q \cdot f(v) - r(v), \dots (6)$$

Es fácil derivar que la confiabilidad q_k^* elegida va a ser igual a v , por lo que el productor es incentivado a elegir el nivel de confiabilidad deseado.

El consumidor tendrá que minimizar una función de costos dada por:

$$\min_{z,v} \dot{C} = G(z) + \lambda(V) + v \cdot z, \dots (7)$$

Esto implica que $G'(z) = -v$ y $\lambda'(v) = -z$, dado que $q_k^* = v$ se tendrá entonces que $G'(z) = -q_k^*$ y $\lambda'(q_k^*) = -z$, o sea, una equivalencia con (6). Además, $-\lambda'(v) = f(v) = z$.

Estos resultados permiten concluir que la penalización induce a la confiabilidad deseada v y no se necesita conocer las preferencias de los consumidores, puesto que el programa surge de la tecnología de producción de los generadores. Además, la penalización va a ser igual al costo marginal de incrementar la capacidad de generación para alcanzar la confiabilidad v , es decir, es equivalente al costo de falla evitado; sin embargo, estas primas no son devueltas al consumidor como compensaciones en caso de fallas en el suministro de la energía.

Con esta referencia es posible entender como la existencia de un mercado de seguros puede replicar la solución óptima, esto implica tener en cuenta la aversión al riesgo en los consumidores, que los usuarios paguen una prima adicional a la tarifa de energía por la confiabilidad y que las penalizaciones se transformen en compensaciones si ocurren las fallas.

Defínase una prima por confiabilidad del tipo $v.f(v)$, que equivale al costo esperado de reducir la probabilidad de falla a v . $f(v)$ será la compensación si ocurre la falla, la tarifa para una confiabilidad v estará dada por $\lambda^{\wedge} = \lambda(v) + v.f(v)$. Se sabe desde antes que la penalización equivale al costo falla, o sea que $f(v) = z$.

El problema para el productor está dado por:

$$\min_q C_k = \lambda(q) + q.f(v) - \hat{\lambda}, \dots (8)$$

reemplazando por el valor de λ^{\wedge} y diferenciando con respecto a la confiabilidad q se obtiene nuevamente $-\lambda'(q) = f(v)$, por lo que igual se induce a que $q_k^* = v$.

Problema para el consumidor: sea L una función convexa que representa la desutilidad debido a la asunción de costos de prevención, el pago por el servicio de electricidad, la prima del seguro y las pérdidas si ocurre la falla.

El valor esperado de la desutilidad resultante de cualquier elección particular de v y z equivale a:

$$E(v, z) = v.L \left[G(z) + z - f(v) + \hat{\lambda}(v) \right] + (1 - v).L \left[G(z) + \hat{\lambda} \right], \dots (9)$$

Se sabe que (v_1, z_1) es una solución del problema $\lambda'(v) = -z$ y $G'(z) = -v$, además se satisface $f(v) = z$, lo que demostramos a continuación es que

esta solución va a ser también el argmin de $E(v,z)$. Por la propiedad de convexidad de $L[.]$ se tiene que:

$$E(v,z) \geq L\left\{v \cdot \left[G(z) + z - f(v) + \hat{\lambda}(v)\right] + (1-v) \cdot \left[G(z) + \hat{\lambda}\right]\right\}, \dots (10)$$

$$E(v,z) \geq L\left\{G(z) + \hat{\lambda}(v) + v \cdot [z - f(v)]\right\}, \dots (11)$$

$$E(v,z) \geq L\{G(z) + \lambda(v) + v \cdot z\}, \dots (12)$$

Por la monotonidad de L , se obtiene $G'(z) = v$ y $\hat{\lambda}'(v) = -z$, además nuevamente $f(v)$, así que (v_1, z_1) resuelve $L[.]$. Esto implica que:

$$E(v,z) \geq L\{G(z_1) + \lambda(v_1) + v_1 \cdot z_1\}, \dots (13)$$

El resultado indica que se replica la determinación de la confiabilidad socialmente óptima en un mecanismo de provisión de seguros con consumidores aversos al riesgo y proveedores de capacidad de generación de electricidad neutrales al riesgo.

2. Provisión de seguros de confiabilidad en un mercado liberado

Para generalizar el resultado al caso de la competencia supongamos que existen K firmas con costos de producción de energía $\lambda(q)$, ofreciendo a los consumidores (o al CND) una confiabilidad del tipo v a un precio $s(v)$. Dada su estructura de costos, cada una determinará su nivel de producción y_k y una confiabilidad q al optimizar los beneficios dados por:

$$\max_{y_k, q} \pi(y_k, q / v) = s(v) - \lambda(q) \cdot y_k - q \cdot f(v) \cdot y_k, \dots (14)$$

El último término indica el Cargo por Capacidad o la compensación al consumidor si ocurre la falla.

Las condiciones de primer orden y de cero beneficios en competencia perfecta indican que:

$$s(v) = \lambda(q) + q \cdot f(v) \text{ y } f(v) = -\lambda'(q), \text{ por lo que nuevamente } q_k = v, \quad (17)$$

Lo anterior revela que la competencia incentiva a que cada productor sea inducido a alcanzar la confiabilidad ofrecida, por lo que se espera que el mercado asigne niveles bajos de tarifas y mayores niveles de confiabilidad.

3. Importancia de los seguros de confiabilidad

a. El mecanismo de los seguros de confiabilidad provee los requerimientos de información necesarios para los usuarios del sistema, puesto que sólo se requiere que los proveedores del servicio conozcan el monto de seguros comprado por cada consumidor y el consumidor sepa la probabilidad de falla asociada a cada compra. No se necesita monitorear el desempeño de los generadores, porque los estímulos creados remueven el incentivo a mantener una confiabilidad subóptima.

b. Se induce a una confiabilidad óptima y unos costos de falla mínimos. Puesto que la probabilidad de falla es una variable endógena a los generadores, hay incentivos a mantener una confiabilidad alta en el sistema por parte de estos. En el caso de ocurrencia de falla se asignará prioritariamente el recurso escaso a las demandas altas para disminuir el valor de las compensaciones, minimizando así los costos de falla. Los consumidores paralelamente están usando diversas fuentes de abastecimiento como son las medidas mitigatorias propias y el pago de la capacidad de generación de respaldo. Además, se está transfiriendo el riesgo de consumidores aversos a los productores sin problemas de riesgo moral (Moral Hazard in Reverse).

c. El mecanismo puede ser usado y sostenido en mercados de generación de electricidad liberados, si la competencia es eficiente en la asignación de la energía la provisión de la confiabilidad surge como una

extensión adicional a la determinación de las tarifas de energía. Esto quiere decir que la confiabilidad, y con ello la capacidad física de respaldo, es posible determinarse competitivamente mediante el intercambio de contratos de seguros de diferentes confiabilidades ofrecidos por los generadores.

d. El siguiente ejemplo destaca cómo operaría el mercado de seguros de confiabilidad en la práctica. Además del pago del precio spot por la energía, los usuarios diariamente están pagando la capacidad por medio de un mercado de seguros. Supongamos que hay tres tipos de consumidores C1, C2 y C3, estos pueden ser comercializadores o distribuidores quienes valoran la electricidad en 190\$/MWh, 220\$/MWh y 290\$/MWh respectivamente. Si el precio spot establecido en la bolsa de energía es de 40\$/MWh, los costos netos de falla para cada consumidor serán 150\$/MWh, 180\$/MWh y 250\$/MWh respectivamente.

Los generadores ofrecen al CND tres opciones de seguros de confiabilidad A., B. y C. caracterizados por una prima por seguro de 1.5\$/MWh y una compensación de 150\$/MWh si ocurre una falla para la opción A.. Bajo la opción B. el premio por seguro es de 2\$/MWh y una compensación de 180\$/MWh y en la opción C. el premio por seguro y la compensación son 3.5\$/MWh y 250\$/MWh respectivamente. En caso de falla, si es necesario interrumpir el servicio, este se hará en un orden creciente en función de las compensaciones dadas en los contratos de seguros, con el objetivo de minimizar los costos de falla. Esto implica que la probabilidad de falla en la opción A. debe ser mayor que en la de la opción B., y en esta última mayor que en la opción C.. Supongamos, pues, que estas probabilidades son 5%, 2% y 1% respectivamente.

Los beneficios para cada usuario bajo la elección de cada alternativa son la suma de la utilidad marginal neta del consumo de energía, la compensación en caso de falla menos el pago del seguro de confiabilidad; veamos:

Consumidor 1

Opción A. $(1-0.05)*(190-40) + 0.05*150 - 1.5 = 148.5$

Opción B. $(1-0.02)*(190-40) + 0.02*180 - 2.0 = 148.1$

Opción C. $(1-0.01)*(190-40) + 0.01*250 - 3.5 = 147.5$

Consumidor 2

Opción A. $(1-0.05)*(220-40) + 0.05*150 - 1.5 = 177.0$

Opción B. $(1-0.02)*(220-40) + 0.02*180 - 2.0 = 177.5$

Opción C. $(1-0.01)*(220-40) + 0.01*250 - 3.5 = 177.2$

Consumidor 3

Opción A. $(1-0.05)*(290-40) + 0.05*150 - 1.5 = 243.5$

Opción B. $(1-0.02)*(290-40) + 0.02*180 - 2.0 = 246.1$

Opción C. $(1-0.01)*(290-40) + 0.01*250 - 3.5 = 246.5$

Obsérvese que los consumidores eligen las opciones de confiabilidad en relación directa a su valoración de la energía, de tal manera que los beneficios agregados se optimicen y se produzcan costos de falla mínimos en el evento de las contingencias.

Por último, sabemos que el precio básico de generación, que equivale a la suma del precio marginal de la energía y el cargo por la confiabilidad del servicio, seguirá siendo igualmente volátil, por lo que en extremo un conjunto de pronósticos de los precios spot de la energía es importante para que los consumidores hagan sus decisiones apropiadamente. Si tenemos, por ejemplo, que el precio spot actual de 40\$/MWh está asociado a una probabilidad de falla del 5%, y además el CND prevé los precios contingentes de 45\$/MWh y 50\$/MWh con probabilidades de ocurrencia del 2% y el 1% respectivamente, entonces los consumidores tendrían una oferta de pronósticos de precios de la forma:

**Pronósticos de Precios
Prima por Confiabilidad**

	1.5	2.0	3.5
Precio Spot			
40 y $q_1 = 0.05$	41.5	42	43.5
45 y $q_2 = 0.02$	46.5	47	48.5
50 y $q_3 = 0.01$	51.5	52	53.5

La primera fila indica la oferta actual de precios spot y las primas por seguros, o sea la suma del precio marginal de la energía y el cargo por confiabilidad, las dos últimas filas corresponden a estados de naturaleza posibles debido a las fluctuaciones de los precios spot. Si se tiene en cuenta la opción de confiabilidad que ha elegido cada consumidor, cada columna será el conjunto de pronósticos de precios relevante para cada uno de ellos en su orden respectivo.

C. Pronóstico de precios, seguros de confiabilidad y los mercados de generación de electricidad competitivos

Idealmente sería posible mantener la confiabilidad y la seguridad de los sistemas eléctricos en un ambiente donde operaran muchos participantes (empresas generadoras, productores de electricidad independientes, cogeneradores y consumidores) y se utilicen los mecanismos propuestos. Cada agente estaría haciendo su propia decisión concerniente a la forma más benéfica de generar o consumir electricidad, también la cantidad de aseguramiento o contribución para el mantenimiento de la capacidad de generación de respaldo. Si la electricidad es un bien no almacenable y la actividad es competitiva la aproximación más económica para satisfacer las demandas es a través del uso de diferentes fuentes de abastecimiento o mecanis-

mos de mercado que aumentan la confiabilidad de los sistemas eléctricos.¹⁷

Lo que estamos buscando es que cada usuario tenga la información sobre diferentes precios spot, opciones de seguros y una predicción de los niveles de confiabilidad que pudiesen ocurrir en cada momento del tiempo. Los precios equivaldrán al efecto incremental sobre los costos de contingencia esperados y las predicciones cambiarán como una función de las ofertas contingentes. Este paradigma operacional está caracterizado porque las decisiones económicas son descentralizadas, también se requiere que las obligaciones contractuales de las ofertas contingentes cambien continuamente y haya un cuerpo responsable (CND) para colocar los precios, proveer la información necesaria y coordinar las interacciones entre los participantes del mercado.

Para comprender la relevancia de las propuestas se deben clarificar algunos elementos que relacionan el mercado pertinente, los requerimientos de información, los seguros de confiabilidad y la importancia de las obligaciones contractuales suplementarias.

1. El mercado de generación de electricidad

Al hablar del mercado de generación de electricidad nos referimos a quienes acceden al sistema de generación, o sea, los que pueden intercambiar grandes flujos de electricidad en un sistema interconectado de líneas de transmisión. Estos son los generadores, comercializadores, distribuidores y grandes usuarios finales. También es necesario destacar que la mayoría de la demanda de electricidad es industrial y comercial. Los cambios tecnológicos y económicos han resultado en un

17 De hecho, se ha demostrado que se podría alcanzar la solución óptima socialmente en la que el sistema es optimizado y los beneficios agregados maximizados, a través de la descentralización de las decisiones de seguridad y confiabilidad, internalización de costos entre todos los agentes participantes, incentivos mediante el mecanismo de precios y apropiados intercambios de información sobre la confiabilidad del sistema [Kaye J., *et. al.* (1995)].

número creciente de generadores los cuales son poseídos y operados por agentes diferentes a las empresas de servicios públicos.

Además, los desarrollos en las tecnologías comunicacionales harán posible que los usuarios respondan rápidamente a las condiciones del sistema. Este tipo de usuarios y los llamados Non Utility Generators NUG deberían ser considerados como parte del problema de la confiabilidad y la seguridad del sistema.

2. Requerimientos de información

Se necesita un mecanismo capaz de revelar los precios y las contingencias probables en cada momento, y transmitir la información a todos los participantes en el mercado. Pero la mayoría de los esquemas de precios ignoran la cuestión de cómo ellos deben ser implementados, lo que involucra muchos aspectos, y aquí queremos resaltar que para el conocimiento exacto de los precios del sistema es necesario tanto la distribución de las ofertas, que normalmente es reportada a los centros de despacho por las centrales generadoras, como también la distribución de la demanda. Lo importante es que todo tipo de compromiso contractual entre los usuarios del sistema permitirá la identificación de las valoraciones marginales de los consumidores más adecuadas que las determinadas institucionalmente, pues estas últimas son inexactas y manipulables. Por otra parte, creemos que la cantidad de información necesaria puede ser soportada por los centros coordinadores de los sistemas existentes, aunque los programas para una implementación detallada necesitan ser explorados, lo que está más allá del alcance de este trabajo.

3. Los seguros de confiabilidad

El problema de los incentivos que puede propiciar el sistema de precios para mantener una confiabilidad (capacidad) óptima ha sido resuelto a partir de la definición de un mercado de seguros de confiabilidad. Esta aproximación debe ser considerada como un sistema

de precios diferenciados, dependiendo de la confiabilidad deseada por cada usuario, y es importante para proporcionar mayor flexibilidad en la utilización de los recursos, al proveer indicaciones más correctas sobre el valor de estos, señales más claras para la inversión a largo plazo y una mejor asignación en el corto plazo.

La tecnología para interrumpir consumidores individuales se está desarrollando rápidamente, dentro de pocos años debe ser posible, a bajo costo, suspender la oferta tanto a los consumidores domésticos como a los grandes consumidores industriales. Además, sería factible administrar fallas parciales cuando la capacidad de atender la demanda de valle se reduce pero no es completamente eliminada. Estos y otros desarrollos relacionados probablemente incrementen el interés y la aplicabilidad de los seguros de confiabilidad en la industria eléctrica.¹⁸

Esta propuesta se diferencia radicalmente de los esquemas tradicionales de planificación, en estos son necesarios la información sobre la estructura de costos de las empresas y la valoración de los consumidores del servicio para determinar el grado de seguridad del sistema, y así las inversiones en capacidad que la respalden.

La referencia más próxima a los seguros de confiabilidad está en la determinación del precio básico de generación de la energía en el sistema inglés. En donde adicionalmente al precio marginal de la energía se cobra un cargo por capacidad equivalente al costo esperado de falla evitado, o sea el valor de una prima por seguro de confiabilidad. Sin embargo, el valor de esta prima no es diferenciado, ya que el costo de falla (valoración de la energía) es un monto único determinado institucionalmente y, por lo tanto, inexacto y sujeto a manipulación. Además, la probabilidad de falla (confiabilidad) está determinada por las adiciones de capacidad que incentiva el pago de este cargo por capacidad, pero no implica que esta sea la confiabilidad que efectivamente cada agente generador está aportando al sistema.

18 El tipo de restricciones técnicas e institucionales para la aplicación de los seguros de confiabilidad se analiza detalladamente más adelante.

La no descentralización de la confiabilidad obedece a una combinación de desconfianza en el mercado, la complejidad técnica y económica del sector y que los sistemas también se encuentran en transición hacia regímenes más competitivos.

Una propuesta de aplicación reciente se encuentra en Chao y Peck (1997), quienes afirman que debido a las restricciones técnicas de los sistemas eléctricos el principal desafío para la implementación de los seguros de confiabilidad es encontrar una estructura institucional coherente, que soporte las transacciones de mercados descentralizados y, al mismo tiempo, motive un despacho central eficiente. Esto implica que si bien los seguros de confiabilidad son comercializados entre los usuarios del sistema deben ser coordinados por el CND, al igual que las transacciones de energía, de tal manera que se esté asegurando la integralidad en el mercado de contratos eléctricos y se provea el programa de incentivos que fomente la eficiencia y la confiabilidad en cada momento.

4. El uso de contratos suplementarios

Es sabido que el mecanismo spot expone al consumidor a fluctuaciones en la demanda siempre que el precio sea menor a un valor marginal de reserva, pero esto también puede ser manejado con contratos suplementarios paralelamente. Ellos no afectarán la operación eficiente del mercado spot puesto que están basados en cantidades o precios fijos. Nosotros no tratamos con contratos a largo plazo, pero esperamos que estos estén entre las herramientas de manejo del riesgo, si los participantes potenciales valoran la reducción en los riesgos más que los costos de transacción de operar el mercado spot.¹⁹

19 Bohn R. *et. al.* (1990) sostienen que muchos contratos convencionales a largo plazo pueden ser convertidos a contratos tipo forward sin entorpecer los incentivos de usar los precios spot para las decisiones de corto plazo. Algunos contratos basados en los precios o en precios-cantidades también serían necesarios para manejar la seguridad de los sistemas de generación en escalas de tiempo mínimas.

II. Aplicabilidad de las propuestas para mejorar la confiabilidad en los mercados de generación de electricidad

La provisión de seguros de confiabilidad es equivalente a la descentralización y competencia en las decisiones de la confiabilidad óptima, y permitirá contar con reglas eficientes de asignación frente a fallas en la capacidad y se fomenta la oferta de fuentes más seguras de generación de energía al darse los incentivos para que se mantenga una confiabilidad óptima en todo momento. Ahora bien, se debe considerar el tipo de restricciones tecnológicas, operativas e institucionales que restringen la aplicabilidad de esta aproximación. La producción de electricidad es prácticamente no almacenable y la demanda no es aplazable o interrumpible al nivel del usuario final, una vez producida esta debe ser consumida y tiene que ser generada en el momento en que se demanda, por lo que la oferta y la demanda deben ser sincronizadas en todo momento. El producto de generación puede ser regulado por programas de control moderno tales como los controladores de generación automáticos, pero la demanda permaneció virtualmente incontrolable hasta hace poco al no poder ser interrumpida o postergada al nivel del usuario final, lo que impone severas restricciones a las transacciones económicas entre los usuarios. El aspecto positivo es que los avances en las telecomunicaciones y la microelectrónica han hecho que los sistemas de control/comunicación en los medidores e interruptores sean crecientemente asequibles y versátiles, prueba de ello es que ya se usan no sólo en los grandes consumidores industriales y comerciales.

Adicionalmente hay barreras asociadas al proceso de transmisión, puesto que los flujos de electricidad deben cumplir con leyes físicas que divergen de las trayectorias requeridas para el cumplimiento de los contratos (leyes de Kirchoff), hay posibilidades de congestión en las redes de transmisión, restricciones de información e información asimétrica entre los usuarios dispersos geográficamente.

Esto es lo que sustenta que, para el logro de los objetivos de eficiencia económica y seguridad en el sistema, las actividades de generación y

transmisión sean coordinadas centralmente por el CND (Centro de Despacho). El cumplimiento de los contratos de confiabilidad también debe ser consistente con estas restricciones. Para acoplar la estructura organizacional propuesta con las características funcionales del sistema, las transacciones financieras y el control físico necesitan ser separados tal como ocurre en el proceso comercial de la bolsa de energía. Mientras las transacciones financieras pueden ser eficientemente organizadas a través de mercados descentralizados el control físico se conduce más adecuadamente por el CND.

Esto implica que el mecanismo de mercado descentralizado proporcione reglas de intercambio uniformes y contratos de confiabilidad estandarizados en el contexto de un mercado spot, que se transen opciones y futuros y se provea información de precios de la energía, primas por seguros y otros servicios a los usuarios. En este tipo de mercado los generadores y los consumidores se pueden comprometer en todo tipo de contratos bilaterales o multilaterales de electricidad. Toda la información debe ser de disponibilidad pública y las transacciones proceden en un ciclo diario, tal como ocurre con la bolsa de energía en la actualidad.

El procedimiento operativo del mercado mayorista de electricidad está compuesto por las operaciones de predespacho, despacho y redespacho en el ciclo diario. El predespacho se hace con un día de antelación, donde se programa el despacho del día siguiente con una resolución horaria, el acortamiento del tiempo entre estas operaciones dependerá básicamente de restricciones técnicas y administrativas para poderse preparar y ejecutar el despacho efectivo de la electricidad.

Los seguros de confiabilidad estarán inscritos en estas operaciones. En el período de predespacho los contratos se pueden transar en un mercado abierto administrado por la Bolsa de Energía, se provee a todos los usuarios del sistema un menú de seguros de confiabilidad ofrecido por los generadores contra las probables contingencias, cada usuario podrá elegir del menú una opción asociada con las pérdidas financieras

incurridas si el contrato es interrumpido. Al final de las actividades de mercado de cada día estos contratos serán presentados al CND, sirviendo como el programa de referencia para el período de despacho al día siguiente.

El CND coordinará centralmente la operación física de los generadores de electricidad en el período de despacho, con los objetivos de asegurar la confiabilidad y seguridad del sistema y cumplir con los contratos establecidos en el predespacho. El despacho puede desviarse de los contratos intercambiados en el predespacho tanto porque las reglas de intercambio están basadas en una representación aproximada del sistema físico, como por la ocurrencia de contingencias imprevistas. Esto implica que el redespacho es deseable para alcanzar la eficiencia ex-post, puesto que es altamente probable que el mercado para contratos contingentes en el predespacho sea incompleto.

En estos procedimientos técnicos se deben cumplir los objetivos de reconciliar las diferencias entre los contratos de predespacho y despacho del sistema, y proveer un incentivo financiero adecuado que fomente la eficiencia del despacho. Sujetos a estos requerimientos, el CND debe tener la facultad para despachar el sistema físico y tratar con las probables contingencias que puedan impactar al sistema. Para alcanzar estos objetivos el CND será el coordinador de las ganancias o pérdidas resultantes del redespacho, esto implica que el CND coordina la provisión de contratos de confiabilidad, ofrecidos por los generadores, que compensen las desviaciones entre los contratos del predespacho y el despacho efectivo, las compensaciones serán liquidadas a través de los reembolsos previstos en los contratos de seguros. Los seguros de confiabilidad aseguran tanto la integridad financiera de los contratos y proveen a los operadores del sistema los incentivos para un redespacho eficiente.

Con información asimétrica entre el CND y los usuarios del sistema, el programa de seguros puede ser implementado de tal forma que haya compatibilidad de incentivos en el sentido de que se induce a los

usuarios a una autoselección del cubrimiento asociada a los costos privados de la interrupción del servicio. Se espera que los propietarios de contratos con altos costos de interrupción elijan un cubrimiento más grande, por lo que durante el período de despacho el CND primero interrumpirá los contratos con el cubrimiento más bajo, si esto llega a ser necesario. Este establecimiento motivará al CND a una conducta adecuada en el programa de despacho y aun explotar las ineficiencias que podrían existir en el mercado de contratos eléctricos, como resultado las pérdidas de bienestar en el redespacho resultan minimizadas.²⁰

No es nada sencillo si lo que se plantea es que el diseño del esquema de primas/compensaciones también esté a cargo del CND, pero lo que sostenemos es que los seguros de confiabilidad se transen en el mercado de la misma manera que la energía se intercambia en la bolsa, la implementación no debe ser problemática al ser análoga a la de los contratos a largo plazo, los cuales han sido implementados en los mercados de generación con relativo éxito.

Conclusiones

El problema de la confiabilidad representa un gran desafío que debe ser resuelto satisfactoriamente para poder prever que la competencia produzca resultados de eficiencia en los mercados de generación de electricidad. Para solucionar este problema hemos propuesto el uso de mecanismos de mercado: primero, la provisión de información adicional sobre pronósticos de precios y contingencias que pueden ocurrir en el sistema en todo momento, para poder mejorar la asignación de la energía mediante el uso de los precios spot; segundo, hemos propuesto la implantación de un mercado de seguros de confiabilidad, lo cual permite determinar competitivamente la capacidad de generación y hace posible la asignación de los recursos minimizando los costos sociales, cuando de hecho ocurran contingencias en la capacidad de generación.

20 Chao H-P and Peck S. , *op cit.*

Ahora bien, la determinación de la forma de organización del mercado de contratos de seguros más adecuada a las características de los mercados generación es una cuestión práctica. Idealmente pensamos, por ejemplo, que los seguros de confiabilidad podrían ser ofertados competitivamente en un mercado auxiliar a la bolsa de energía, por medio de una asociación de seguros mutual entre los agentes generadores.

Debido a las restricciones técnicas del mercado de generación de electricidad, estas propuestas deben ser incorporadas dentro de una estructura institucional que soporte las transacciones de mercado descentralizadas y al mismo tiempo motiven un despacho central eficiente. Esto significa, al igual que en el mercado spot de la energía, que las transacciones financieras y el control físico del sistema deben ser separados, es decir, que todo tipo de transacciones financieras se debe hacer a partir de mercados descentralizados, pero la coordinación física del sistema y la provisión de información debe ser efectuada por el coordinador central. De este modo, se puede asegurar la integridad del mercado de los contratos de seguros y la provisión de incentivos para que los sistemas eléctricos puedan funcionar eficientemente y confiablemente en todo momento.

Estas propuestas pueden ser una solución práctica a las frecuentes crisis de confiabilidad de los sistemas y están en consonancia con los objetivos de la descentralización total del mercado de generación de electricidad.

Finalmente, hemos asumido implícitamente que las contingencias son el resultado de problemas en la generación. En la práctica, también hay fallos debido al proceso de transmisión de la electricidad, por lo que los contratos de seguros deben distinguir las clases de fallos que puedan presentarse en el sistema.

Referencias

ANDERSSON, R. and TAYLOR, L. (1986), "The Social Cost of Unsupplied Electricity. A critical review", *Energy Economics*, 139-146.

ARMSTRONG, M., COWAN, S. and VICKERS, J. (1994), *Regulatory Reform-Economic Analysis and the British Experience*, Cambridge: MIT Press.

BEENSTOCK, Michael (1991), "Generators and the Cost of Electricity Outages", *Energy Economics*, 283-289.

BOHN, R., Caramanis, M.C. and SCHWEPPE F. (1984), "Optimal Pricing in Electrical Networks over Space and Time", *The Rand Journal of Economics*, 15, 360-376.

BOHN, R. and Tabors Caramanis & Associated (1990), "Spot Prices and Spot Market for Evaluation and Control of Power Systems", *Euro-American Conference on Organizing and Regulating Electric Systems in the Nineties*, may.

BOHN, R., GOLUB B., TABORS, R. and SCHWEPPE, F. (1984), "Deregulating the Generation of Electricity through the Creation of Spot Markets for Bulk Power", *Energy Journal*, 5, (2). 71-91.

BROWN, Gardner and JOHNSON, M.B. (1969), "Public Utility Pricing and Output Under Risk", *American Economic Review*, 59, 119-137.

CARAMANIS, M., BOHN, R. and SCHWEPPE, F. (1987), "System Security Control and Optimal Pricing of Electricity", *Electric Power & Energy Systems*, 9, (4), october, 217-224.

CHAO, H.P., OREN, S.S, SMITH, S. and WILSON, R. (1986), "Multilevel Demand Subscription Pricing for Electric Power", *Energy Economics*, 199-217.

CHAO, H.P. and WILSON, R. (1987), "Priority Service: pricing, investment and market organization", *American Economic Review*, 77, 899-916.

CHAO, H.P. and PECK, S. (1997), "An Institutional Design for an Electricity Contract Market with Central Dispatch", *Energy Journal*, 18, (1), 85-110.

CREW, M.A. and KLEINDORFER, P.R. (1978), "Reliability and Public utility Pricing", *American Economic Review*, 68, 31-40.

FRASER, Rob. (1993), "Reliability, Risk Aversion and the Positive Theory of Public Enterprise", *Energy Economics*, 190-196.

ISHIKIDA, T. and VARAIYA, P. (1995), "Pricing of Electric Power Under Uncertainty: Information and Efficiency", *IEEE Transactions on Power Systems*, may, 10, 2, 884-890.

KAYE, J.; WU, F. and VARAIYA, P. (1995), "Pricing for Security System", *IEEE Transaction on Power Systems*, 10, (2), may. 575-582.

MANOVE, M. (1983), "Provider Insurance", *Bell Journal of Economics*, Autumn, 14, 490-496.

MUNASINQHE, Mohan, (1983), "Optimal Electricity Supply. Reliability, pricing and system planning", *Energy Economics*, 140-152.

SERRA, Pablo (1997), "Energy Pricing Under Uncertain Supply", *Energy Economics*, 209-223.

SERRA, P. and FIERRO, G. (1997), "Outage Costs in the Chilean Industry", *Energy Economics*, 417-434.

VICKREY, William (1992), "Efficient Pricing of Electric Power Service. Some innovative solutions", *Resource and Energy*, 14, 157-174.

VISSCHER, Michael (1973), "Welfare-Maximizing Price and Output with Stochastic Demand: Comment", *American Economic Review*, 63, 224-229.

WILSON, Robert (1989), "Efficient and Competitive Rationing", *Econometrica*, 57, 1-40.

WOO, C-K and LO, K.W. (1993), "Factor Supply Interruption, Welfare Loss and Shortage Management", *Resource and Energy Economics*, 15, 339-352

WOO, Chi- Keung (1993), "Efficient Electricity Pricing with Self -Rationing: Reply", *Journal of Regulatory Economics*, 5, 101-102.