

CATALOGADO

Distr.
RESTRINGIDA

LC/MEX/R.397
23 de marzo de 1993

BIBLIOTECA NACIONES UNIDAS MEXICO

ORIGINAL: ESPAÑOL

CEPAL

Comisión Económica para América Latina y el Caribe

**RESUMEN SOBRE LA REESTRUCTURACION DEL SUBSECTOR
ELECTRICO EN INGLATERRA Y GALES**

Este documento fue elaborado por el señor Ricardo Ríos Zalapa, consultor de la Unidad de Energía de la CEPAL. Las opiniones en él expresadas son de la exclusiva responsabilidad del autor y pueden no coincidir con las de la Organización. No ha sido sometido a revisión editorial.

INDICE

	<u>Página</u>
1. Introducción	1
2. La estructura de la industria post-privatización	2
3. La operación de la industria	5
4. Comentarios y alternativas	11
<u>Anexo:</u> Mecanismo de precios nodales en tiempo real (spot pricing)	21
Bibliografía	25

1. Introducción

El "mercado" de la electricidad en el Reino Unido es el primero de su clase en el mundo y, aunque la privatización de la industria ha sido descrita como el premio mayor de la lotería de desnacionalización (obedeciendo razones políticas más que las económicas descritas por el gobierno en su propuesta de ley - White Paper), se han reportado mejoras en la productividad y eficiencia operacional. Sin embargo, esto es sólo el principio y en los años por venir se espera capturar todos los beneficios de un mercado competitivo.

Esta nota describe en forma sucinta la estructura de la industria eléctrica en Inglaterra y Gales tras la privatización. Asimismo, se presentan los aspectos económicos del mercado de la electricidad que determinan la operación del sistema interconectado. Finalmente, se consideran alternativas que han sido analizadas, y se comentan algunos aspectos de la estructura actual.

2. La estructura de la industria post-privatización

Hasta marzo de 1990, en Inglaterra y Gales, la red de transmisión (400 kV y 275 kV) y la gran mayoría de las plantas generadoras eran propiedad de la CEGB (Central Electricity Generating Board). La distribución (≤ 132 kV) y suministro a los usuarios finales era responsabilidad de doce comisiones regionales ABs (Area Boards). La CEGB era pues el núcleo de la industria eléctrica nacionalizada. La CEGB planificaba la expansión de la capacidad y construía, operaba y mantenía las centrales generadoras. Asimismo, era responsable del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión y llevaba a cabo el despacho central de generación (incluyendo las interconexiones con Escocia y Francia). Los costos marginales y los objetivos financieros de la CEGB determinaban el precio de venta de la energía en bloque a las ABs (Bulk Supply Tariff - BST).

En 1983 el gobierno hizo un intento fallido por introducir competencia permitiendo generación independiente; las razones del fracaso fueron los escasamente atractivos términos financieros de acceso al sistema, y que el precio de compra de la generación independiente era demasiado bajo.

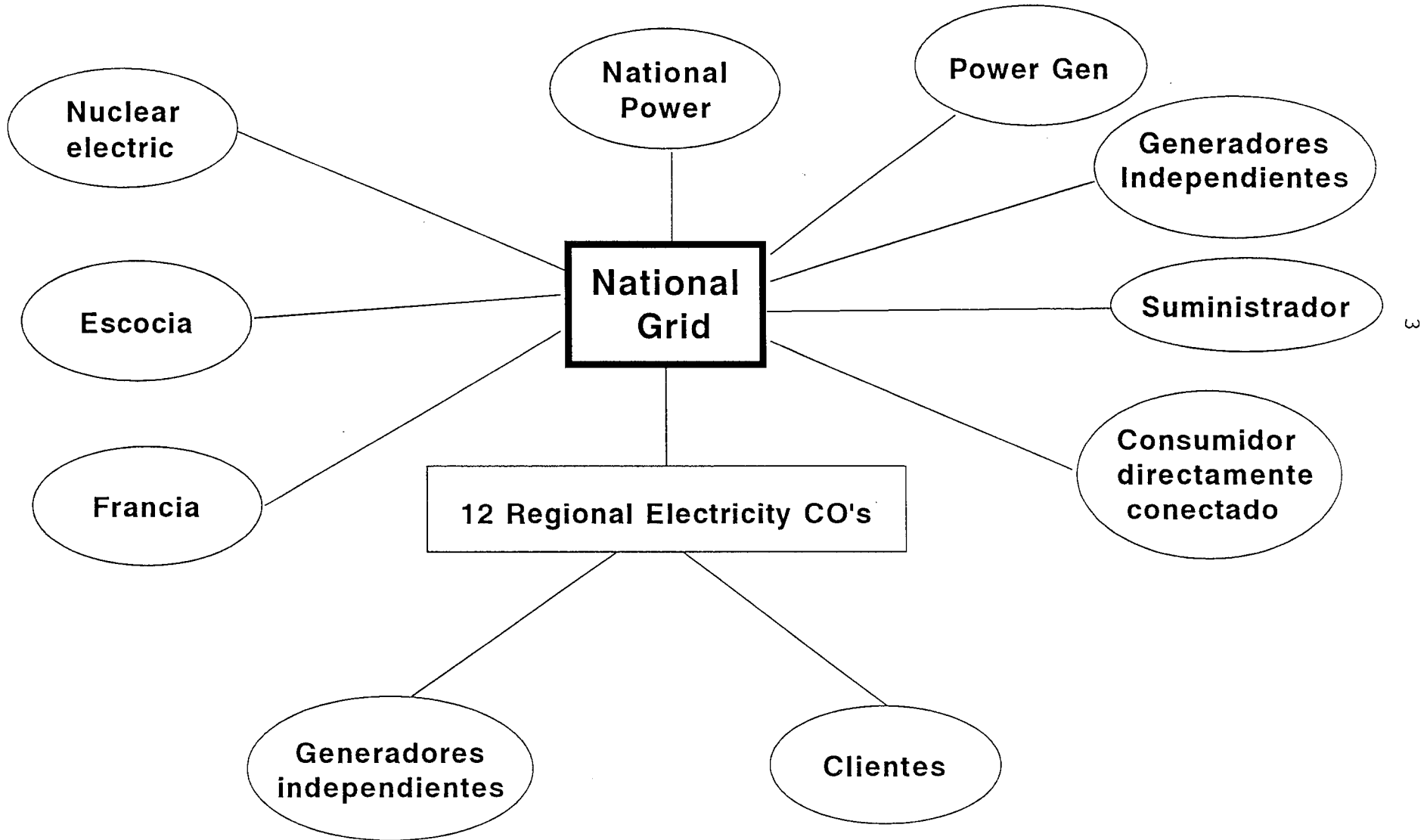
En febrero de 1988 el gobierno publicó su propuesta para la privatización de la industria eléctrica, con objeto de introducir competencia en la generación y suministro de electricidad, iniciando así un período de cambios fundamentales en los marcos comerciales, legales y estructurales de la industria.

El monopolio de generación tuvo fin en 1989 con el Decreto de Electricidad (Electricity Act). La CEGB fue dividida en tres compañías generadoras: National Power (NP), PowerGen (PG) y Nuclear Electric (NE) --que permanece en el sector público--, y una compañía de transmisión: National Grid Company (NGC). Asimismo, se permitió la participación de "jugadores" independientes en la generación y suministro de energía, otorgándoles derechos de acceso al sistema, iguales a los de los jugadores existentes. Se privatizaron las 12 comisiones regionales convirtiéndolas en Regional Electricity Companies (RECs), y se les permitió generar un porcentaje de sus propios requerimientos. La nueva estructura de la industria se muestra en el gráfico 1.

La compañía de transmisión NGC, que también retuvo las estaciones de bombeo en Gales, es propiedad conjunta de las 12 RECs, a través de una estructura (holding company) que la independiza de sus accionistas para garantizar que planee y opere el sistema de transmisión basándose en los intereses de todos los participantes del sector eléctrico.

Gráfico 1

LA ESTRUCTURA DE LA INDUSTRIA ELECTRICA POSTPRIVATIZACION EN INGLATERRA Y GALES



Nuclear Electric heredó la capacidad nuclear (8 GW) de la CEGB y permaneció en el sector público. Toda la industria está regulada por una comisión independiente. La nueva estructura organizacional tiene como objetivo introducir competencia en la generación de energía y en el suministro a los usuarios. Se introdujo regulación directa en los sectores en que permanecieron monopolios naturales (es decir, transmisión y distribución). Las franquicias transitorias que inicialmente cubren el mercado de usuarios < 1 MW ocasionan que también el suministro sea una actividad prácticamente regulada (hasta que las franquicias desaparezcan en 1998). La generación no está directamente regulada porque --en opinión del gobierno-- no es necesario. Conviene acotar que, dado que la generación representa la gran mayoría de los costos del mercado, se consideró importante desarrollar primero la competencia en este sector. Así, las funciones del "Regulador" (Director General of Electricity Supply DGES), y de la oficina de la cual él es jefe (Office of Electricity Regulation - OFFER), son: proteger a los usuarios (precio y calidad de servicio), promover la competencia en generación y suministro, y regular los monopolios de transmisión y distribución.

Los aspectos más relevantes de la nueva estructura son: a) la división de la CEGB en tres compañías de generación y una de transmisión; b) el derecho de acceso de generadores independientes al mercado de electricidad, y c) la introducción de competencia en el suministro (limitada en el corto plazo por las franquicias). De éstos, el cambio más radical es que los usuarios pueden escoger su suministrador (por ahora sólo usuarios con una demanda máxima superior a 1 MW); después de 1998, cualquier usuario podrá comprar de su REC local, de otra REC, de un generador, de un "corredor" (broker) independiente o directamente del Pool. De esta manera, con la participación de los "suministradores" en el nuevo mercado de electricidad, el usuario puede prácticamente independizarse económicamente de la compañía propietaria de la red a la cual está conectado, y se crea así un mercado entre suministradores y compradores.

En conclusión, en términos de estructura y regulación, la generación, transmisión, distribución y suministro son actividades separadas y, aunque pertenezcan a una misma empresa (distribución y suministro en el caso de las RECs), cada una tiene sus propios objetivos y están financieramente separadas.

El hecho de que Nuclear Electric permanezca en el sector público, obedece a una decisión política de generar (por razones estratégicas) una proporción de las necesidades de la nación, de plantas que utilicen combustibles no fósiles, principalmente plantas nucleares. Asimismo, la

incertidumbre financiera de tales generadores (desmantelamiento, desastres, desechos) habría dificultado la venta de la compañía que tuviera el "privilegio" de heredar dicha capacidad nuclear.

Nuclear Electric recibe un subsidio (que oficialmente terminará en 1998), obtenido a través de un impuesto (non-fossil fuel levy) sobre el precio final de venta de electricidad.

Generadores capaces de exportar arriba de 100 MW, y suministradores de más de 500 kW, están obligados a tener licencias. Se otorgaron licencias a las compañías sucesoras de la CEGB y de las ABs; licencias subsecuentes son otorgadas por el Regulador.

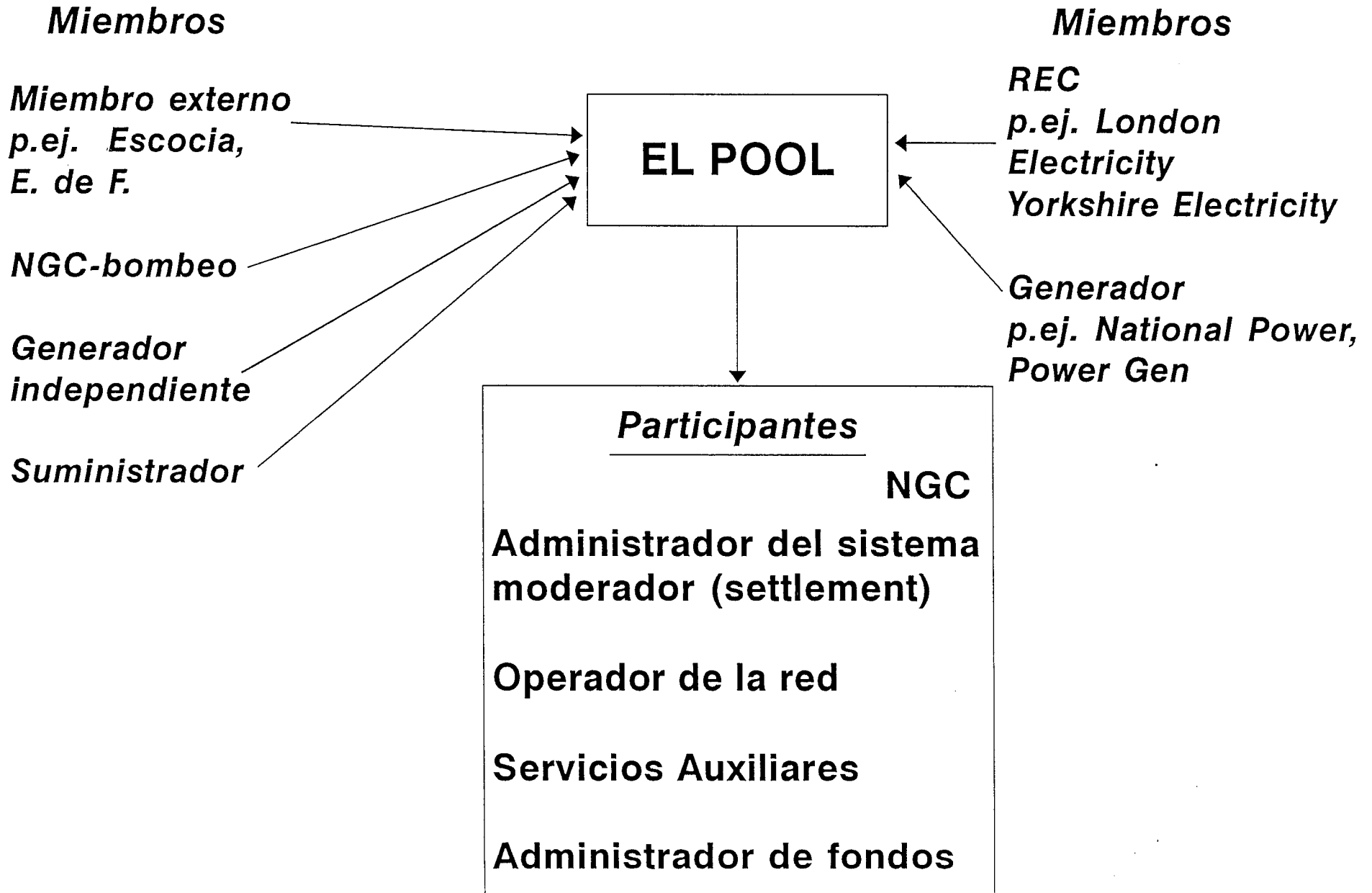
3. La operación de la industria

Puesto que en un sistema de potencia interconectado es imposible identificar el consumo de energía de un usuario en particular con la producción de un generador específico, y dado que la energía eléctrica no puede ser almacenada en grandes cantidades (se requiere un balance continuo entre generación y demanda + pérdidas), una clase de cooperativa/consorcio (el Pool) es esencial en el mercado de electricidad. Hasta el verano de 1989, las consideraciones para los arreglos de compraventa de electricidad habían estado centradas en propuestas de un sistema de dos cooperativas, una de generadores y otra de distribuidores. Después de abandonar esta idea y concentrar la atención al desarrollo de un sistema de un solo Pool, los principios básicos para la determinación de los precios de compraventa de electricidad fueron formulados por octubre de 1989, dejando únicamente cinco meses para desarrollar los cambios administrativos y organizacionales necesarios para tener un sistema operativo en funcionamiento: definir las "reglas" de la operación y escribir el "software" para implementar tales reglas.

El Pool permite el comercio de electricidad. Todas las transacciones son hechas de acuerdo a las reglas del Pool, las cuales gobiernan la operación del mercado y el cálculo de los pagos y cobros a cada participante.

El gráfico 2 muestra la estructura del Pool. En 1991, el Pool contaba con 27 miembros, con National Power y PowerGen dominando en generación, y las 12 RECs dominando en suministro. Aunque no como miembros del Pool, otros participantes esenciales en su operación son también mostrados, es decir, aquellos que administran el Pool en nombre de sus miembros. El comité ejecutivo del Pool (Pool Executive Committee - PEC) tiene 10 miembros, cinco en representación de los generadores y cinco de los suministradores, con el Regulador como observador.

Gráfico 2
MIEMBROS DEL POOL



El Regulador puede pedir al PEC que considere cualquier propuesta que él desee hacer. Asimismo, la aprobación del Regulador es necesaria para hacer cualquier alteración a las reglas del Pool.

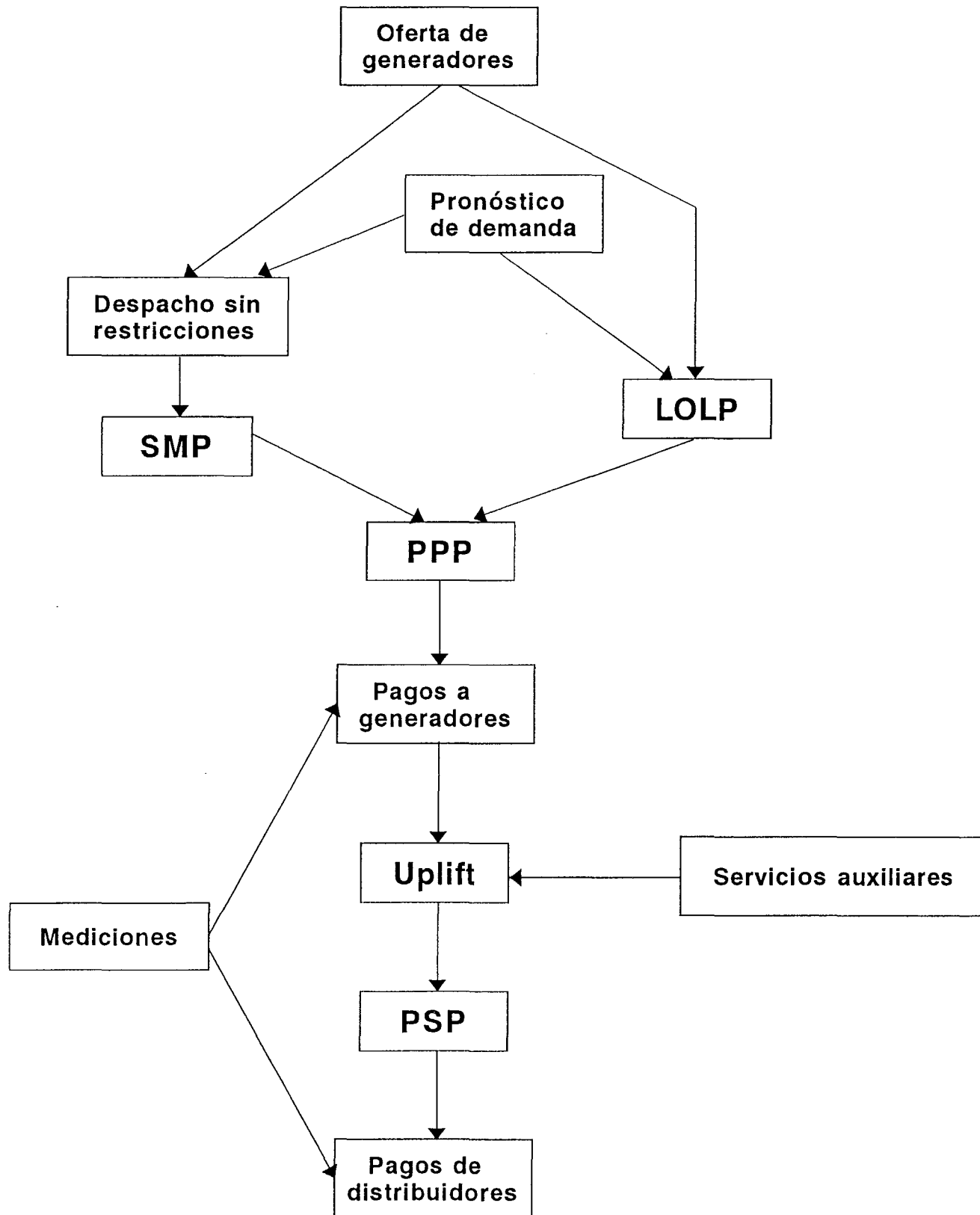
Los preparativos para el comercio de electricidad en un día determinado comienzan a las 10:00 horas del día anterior, cuando los generadores hacen sus ofertas (precio, disponibilidad, características operacionales, inflexibilidad). Las ofertas de los generadores y un pronóstico de la demanda (y reserva) son entonces usados para calcular el precio de compra del Pool (Pool Purchase Price, PPP), el cual es comunicado a los generadores y distribuidores, alrededor de las 16:00 horas del día anterior a las transacciones.

El administrador del sistema de Settlement recolecta toda la información de lo que ocurre el día del comercio y, entre 10 y 12 días después, se produce una "corrida" provisional para determinar todas las transacciones llevadas a cabo durante el mencionado día. La corrida final se realiza generalmente 24 días después del día de la compraventa. Reportes de la corrida provisional son enviados a los generadores y suministradores, que pueden entonces cuestionar la veracidad de la información. Una vez que las discrepancias han sido resueltas, la corrida final determina los pagos de la compraventa, que normalmente se hacen 28 días después del día del comercio. Las reglas del Pool establecen que para cada día de transacciones, la cantidad total que se paga a los generadores, incluyendo los costos debidos a restricciones de transmisión, más la cantidad total por servicios auxiliares (reserva, potencia reactiva, control de frecuencia, capacidad para arrancar sin suministro externo: "arranque negro"), debe igualar la cantidad total pagada por los suministradores; esto es, los pagos a través del Pool deben balancearse diariamente; para lograrlo, el precio de venta del Pool (Pool Selling Price, PSP) se obtiene modificando el PPP con un incremento (Uplift). El proceso de Settlement se muestra esquemáticamente el gráfico 3.

Resumiendo: el administrador del sistema de Settlement inicia el proceso un día antes de las transacciones de compraventa de electricidad, considerando las ofertas de los generadores y ordenando suficiente generación para satisfacer la demanda pronosticada, suponiendo que no existen restricciones de transmisión. De este despacho "imaginario", el generador más caro en cada lapso (1/2 hora) establece el precio marginal del sistema SMP del período, el cual a su vez determina el precio de toda la generación despachada durante dicha 1/2 hora. Por otro lado, con la demanda pronosticada y la capacidad total de generación declarada, y considerando su naturaleza probabilística (por ejemplo, la tasa de salida forzada FOR - Forced Outage Rate de las unidades generadoras), la

Gráfico 3

ESQUEMA GENERAL DEL PROCESO DE SETTLEMENT



probabilidad de que la demanda exceda la capacidad de generación del sistema es calculada; i.e. la probabilidad de pérdida de carga (LOLP) para cada período (1/2 hora). Combinando esta probabilidad de pérdida de carga LOLP con el valor que un consumidor no satisfecho da a dicha carga VLL, se obtiene el componente de capacidad (LOLP (VOLL-SMP)) del precio de compra del Pool (PPP).

Una vez que los PPP's han sido evaluados para las 48 1/2 horas del día siguiente, NGC los hace del conocimiento de los generadores y las RECs, y son, asimismo, publicados en algunos diarios (por ejemplo, el Financial Times).

En la operación real del sistema interconectado, NGC lleva a cabo un despacho "convencional" con las restricciones del sistema de transmisión, satisfaciendo la demanda real y contratando los servicios auxiliares necesarios para mantener la integridad del sistema (potencia reactiva, control de frecuencia, capacidad de arranque negro). Los costos causados por las diferencias entre la operación real y el despacho "imaginario" (evaluación de los PPP's y por tanto base comercial de la industria) son recuperados a través del Uplift, para balancear diariamente los pagos entre generadores (incluyendo servicios auxiliares) y consumidores (RECs).

Los precios de compraventa se determinan para cada media hora del día del comercio. Es importante mencionar que en cualquier momento antes del evento, los generadores pueden redeclarar disponibilidad, inflexibilidad y características dinámicas de operación. Estas redeclaraciones pueden obedecer más bien a decisiones comerciales que ingenieriles.

El corazón económico de la operación de la industria es la determinación de los precios del Pool (PPP y PSP). El PPP constituye un ejercicio de contabilidad que trata de replicar el precio teórico que las fuerzas económicas producirían en un mercado libre, sin considerar que las restricciones físicas y estructurales de un sistema de potencia hacen al mercado de electricidad diferente a otros. Por ejemplo, la electricidad no puede ser almacenada ni "dirigida" en el sistema de transmisión; por otro lado, el costo de proveer electricidad a un consumidor depende del tiempo y de la localización de dicho consumidor; asimismo, el "valor" de la energía depende del usuario; por ejemplo, una cantidad pequeña utilizada por una computadora puede dar un valor muy alto al producto final y, por otro lado, la elaboración de productos de bajo costo puede requerir grandes cantidades de electricidad.

En un mercado libre (definido por economistas), los productores ajustan sus niveles de producción y los consumidores sus niveles de consumo, hasta alcanzar un equilibrio donde el costo

marginal de producción es igual al precio de venta. En el mercado de electricidad existen dos situaciones: cuando la demanda puede ser satisfecha, el precio es el costo marginal de generación (System Marginal Price, SMP). Por otro lado, cuando no es posible satisfacer la demanda, el precio es el valor que un cliente no satisfecho da a una unidad de energía eléctrica (Value of Lost Load, -VOLL). Si la probabilidad de no satisfacer la demanda es LOLP (Loss of Load Probability), el precio de la electricidad es:

$$PPP = SMP (1-LOLP) + VOLL.LOLP$$

Reescribiendo esta ecuación como:

$$PPP = SMP + LOLP (VOLL-SMP)$$

La segunda parte del precio puede entonces interpretarse como un incentivo para que los generadores ofrezcan más disponibilidad de generación, especialmente cuando la demanda es alta ($LOLP > 0$). Asimismo, se espera que sirva como un indicador cuando una expansión en la capacidad de generación sea necesaria.

El precio marginal del sistema SMP se evalúa para cada media hora del día. Dada la información de oferta de los generadores (precio, disponibilidad, inflexibilidad y características dinámicas de operación) y el pronóstico de la demanda (más reserva), el programa GOAL (Generation Ordering And Loading) lleva a cabo un despacho sin restricciones de transmisión. El SMP para un período (media hora) específico es determinado por el generador más caro que no está restringido (generación máxima/mínima, inflexibilidad, velocidad de cambio), es decir, el generador marginal.

El precio de venta a los suministradores (RECs) se calcula de una manera tal que los pagos a los generadores (incluyendo pagos debidos a restricciones de transmisión y los servicios auxiliares) son iguales a lo que se cobra a los suministradores. Este balance del Pool se lleva a cabo diariamente. Así pues, al PPP se le adiciona un término (Uplift) para obtener el PSP (Pool Selling Price):

$$PSP = PPP + Uplift$$

Explicado de una manera simplista, el despacho sin restricciones es básicamente un despacho en orden de mérito, es decir, si las unidades generadoras son clasificadas en orden ascendente de precio; en un período determinado (1/2 hora) se despachan suficientes generadores para cubrir la demanda pronosticada (más reserva), empezando por la unidad más barata. En general, a medida

que la demanda se incrementa se hace necesario hacer uso de (despachar) generadores cada vez más caros.

De esta manera, el precio del Pool está directamente relacionado con el nivel de la demanda. Asimismo, dado que los consumidores cautivos de las RECs tienen tarifas uniformes y, por otro lado, parte de los pagos que las RECs hacen a NGC (use of system) se basan en sus demandas a la hora "pico" del sistema, algunas RECs han adoptado prácticas para reducir el voltaje (y con esto la demanda) durante dicho "pico". Esto es así otro aspecto que el Regulador tiene que supervisar para evitar que las RECs degraden la calidad del servicio (voltaje) en un intento por reducir sus costos (energía cara durante el pico de la demanda y los costos por uso del sistema de transmisión).

Puesto que NGC puede despachar únicamente los generadores "ofrecidos" (los generadores no tienen ninguna obligación de declarar sus plantas disponibles aun cuando operacionalmente lo estén), no es posible garantizar que se tendrá suficiente capacidad de generación para satisfacer la demanda; esto se deja a las fuerzas del mercado y se aplica tanto a la operación como a la expansión.

El Pool constituye la estructura básica para las transacciones de compraventa de electricidad aun en la presencia de contratos (que son únicamente seguros financieros para protegerse de las variaciones de los precios del Pool); si un generador "firma" un contrato directamente con un consumidor por una cantidad determinada de energía (en un tiempo dado) a un precio fijo, pero en la operación real el generador produce menos de la cantidad necesaria para satisfacer el contrato (ya que el generador no puede simplemente producir, sino que "obedece" órdenes del centro nacional de control), dicho generador "subcontratará" el déficit del Pool (al precio del Pool).

Las "órdenes" que reciben los generadores están basadas en los requerimientos para operar en tiempo real el sistema interconectado, es decir, un despacho con restricciones de transmisión y los servicios auxiliares contratados por NGC. Así pues, la operación se basa en un despacho convencional (asignación de unidades y despacho económico) excepto que son precios (ofrecidos por los generadores de las 10 a.m. del día anterior) y no costos los que definen las decisiones de asignación y despacho de unidades.

4. Comentarios y alternativas

En el mecanismo existente del mercado de electricidad, los precios de compraventa son uniformes; es decir, no se considera la distribución geográfica de los participantes. Los efectos de la red son

considerados en forma secundaria; los costos por pérdidas, restricciones de transmisión y servicios auxiliares son prorrateados entre los consumidores (RECs), sin considerar su localización.

El argumento para tener un precio único de venta (PSP) a los consumidores, es que los beneficios/costos de la operación del sistema son compartidos uniformemente. De igual manera, generadores que son restringidos en su producción por causa de restricciones de transmisión, son compensados; se les paga "por estar en el lugar erróneo en el tiempo apropiado"; el argumento es que de otra manera (sin compensación) las compañías no hubieran comprado tales generadores.

Previendo que cualquier intento por transformar en forma inmediata la industria eléctrica terminaría en caos, el gobierno introdujo una serie de medidas transitorias para facilitar el cambio y dar tiempo a los participantes de adaptarse a las nuevas circunstancias.

National Power y PowerGen tienen contratos con la compañía británica de carbón British Coal Company (BCC), cuyos precios tienden a ser elevados. La estrategia adoptada por National Power y PowerGen es la de ofrecer sus generadores a precios (bajos) tales que se les despache lo suficiente como para consumir el carbón que tienen contratado con BCC. La estrategia que siguen los generadores para asegurarse de ser despachados en el despacho sin restricciones de transmisión es ofrecer sus unidades a precios muy bajos (es muy común que las plantas nucleares tengan precios de oferta igual a cero); esperando, por supuesto, que el precio del generador marginal en cada período (1/2 hora), el SMP, sea elevado, ya que éste es la base para la mayoría de los pagos que reciben los generadores. Esto ha ocasionado que durante algunos períodos (raramente) el SMP sea cero; durante tales períodos la electricidad comprada (y vendida) del Pool es prácticamente gratis (excepto por el Uplift para cubrir los servicios auxiliares y los costos por restricciones de transmisión). Para compensar esta situación, NP y PG tienen contratos con las RECs que representan aproximadamente un 85% de la producción de NP y PG. Aunque el precio es confidencial, se ha dicho que es superior a 3 p/kWh (el Departamento de Energía (DE) había pronosticado un precio inferior a 2.2 p/kWh).

Por otro lado, las RECs gozan de una franquicia exclusiva que cubre aproximadamente el 70% del mercado (usuarios con demanda máxima inferior a 1 MW). Dicho mercado "cautivo" se reducirá en 1994 (cubriendo únicamente usuarios con una demanda máxima de menos de 100 kW) y desaparecerá en 1998. Asimismo, se han establecido límites en el consumo en el área de una REC particular, que puede ser abastecido por empresas diferentes a la REC correspondiente.

Con estas franquicias y contratos no se puede decir hasta ahora que los precios hayan sido gobernados por las fuerzas del mercado, sino "arbitrariamente" fijados por el Regulador. Por otro lado, la dominación de NP y PG en el mercado han impedido que la competencia en la generación realmente se desarrolle; se ha dicho que la única manera en que esto se lograría sería dividiendo estas compañías en empresas de generación más pequeñas.

Aunque el control de precios de generación no ha sido descartado (lo que haría las responsabilidades del Regulador aún más complicadas), el Regulador considera que el enfoque correcto es hacer que la competencia trabaje, por ejemplo, identificando y eliminando cualquier práctica que manipule y distorsione los precios del Pool y previniendo que NP y PG abusen de su posición aún monopólica en la industria.

También se ha dicho que (a diferencia del esquema actual) para tener una solución económica correcta, es necesario considerar que el costo de proveer electricidad a los consumidores del sur es más alto que el costo de proveerla a los del norte. Asimismo, la electricidad generada en el sur es más valiosa que la producida en el norte. De esta manera (aunque puede no ser prácticamente posible), se ha considerado un esquema basado en precios (a diferencia de costos) marginales nodales en tiempo real (spot pricing) (véase el anexo).

El cuadro adjunto muestra en forma resumida las señales económicas "teóricamente" correctas (basadas en precios marginales nodales - MC (Marginal Cost)), junto con el mecanismo de precios existente, para áreas con exceso y déficit de generación. En dicho cuadro se ha considerado $LOLP = 0.0$, que ha sido el caso, salvo raras excepciones.

Los consumidores/suministradores en áreas de importación deberían pues pagar una parte más alta de los costos por restricciones de transmisión. La generación no económica despachada en su localidad puede ser interpretada como una medida necesaria para el suministro de su demanda. Similarmente, los consumidores en áreas de exportación deberían recibir un incentivo; por ejemplo, si los precios de electricidad fueran suficientemente bajos, nuevas industrias tendrían un incentivo para establecerse en áreas con exceso de generación barata.

Generadores en zonas de exportación deberían ser sancionados (recibir menos) por estar en áreas con exceso de generación barata. Aunque la compensación se paga explícitamente sólo a los generadores limitados por restricciones de transmisión, todos los generadores en las áreas de exportación reciben implícitamente una compensación

$$(SMP-MC) * P_g$$

Cuadro 1

ANOMALIAS DEL MECANISMO DE PRECIOS EXISTENTE

		Precio de oferta (c)	Pago/cobro mecanismo existente	MC	Señal económica correcta
Areas de exportación exceso de generación barata, demanda baja	Generación	\leq SMP	$SMP * Pg$	BAJO < SMP	Sanción (generación no requerida)
	Generación reducida por restricciones de transmisión	\leq SMP	$c * Pg + \text{compensación}$		
	Demanda	---	$PSP * Pd$		
Areas de importación, generación cara, exceso de demanda	Generación	\leq SMP	$SMP * Pg$	ALTO > SMP	Incentivo
	Generación cara despachada por restricciones de transmisión	\geq SMP	$c * Pg$		
	Demanda	---	$PSP * Pd$		

Aunque esta política podría justificarse (sujeto a discusión) para los generadores existentes, es obvio que no es una señal económica apropiada para decidir la localización de nuevas plantas; compensándolas por estar en el lugar errado.

En contraste con lo anterior, en las zonas de importación solamente los generadores no económicos despachados por restricciones de transmisión reciben una señal apropiada. Todos los generadores en áreas de importación deberían ser compensados por estar localizados en lugares donde son más necesarios.

El conocimiento de las debilidades (y planes de mantenimiento) del sistema de transmisión hace que las compañías generadoras puedan "jugar" con los precios de oferta; por ejemplo, un generador en una zona de importación que "sabe" que tiene que ser despachado por restricciones de transmisión, puede ofrecer un precio alto (tanto como se atreva). Igualmente, un generador que "sabe" que no podrá ser despachado por limitaciones de la red, puede hacer su oferta con un precio muy bajo (igual a cero), asegurando que será económico en el despacho sin restricciones y recibirá una compensación alta sin necesidad de generar.

La libertad que tienen los generadores de hacer redeclaraciones también ha sido explotada; durante algún tiempo National Power tenía la política de declarar baja disponibilidad en sus plantas y redeclarar una disponibilidad más alta (después de que el precio del Pool era determinado), aumentando el precio del Pool y generando incertidumbre en el mercado; esta práctica obedecía claramente objetivos comerciales. Asimismo, National Power y PowerGen han aumentado los precios de oferta de las plantas no económicas que tienen que ser despachadas por problemas de transmisión. Por otro lado, dado que los consumidores de más de 1 MW pueden escoger quien les suministre (una tercera parte de los cuales ya han cambiado de suministrador), teniendo la posibilidad de obtener precios más bajos que los consumidores del mercado cautivo, algunos consumidores han tratado de agruparse para calificar como mayores de 1 MW, práctica que ha requerido la intervención del Regulador. Hasta ahora, tal parece que los participantes del nuevo mercado de energía eléctrica han estado "jugando" de acuerdo con las reglas y no con las necesidades del mercado (con las compañías protegiendo más sus intereses que los de los usuarios), y señales de que la competencia se desarrollará no son muy claras, previendo que las funciones del Regulador serán cada vez más complicadas.

Como se mencionó anteriormente, algunos mecanismos basados en precios marginales nodales han sido sugeridos como alternativas al esquema existente. La propuesta más drástica consiste en

considerar a NGC como una agencia que compra y vende electricidad a precios marginales nodales. Mientras que esta metodología parece enviar señales económicas apropiadas a los generadores y consumidores, las ganancias de NGC dependerían de las diferencias entre los precios marginales nodales; es decir, entre mayores sean tales diferencias mayores son las ganancias de NGC. De esta manera, NGC tendría incentivos para debilitar el sistema de transmisión ("jugando" con los planes de mantenimiento) e incrementar las diferencias entre MCs. Por otro lado, el hecho de que una de las razones más importantes para la existencia del sistema de transmisión es la diferencia geográfica en los precios de producción de electricidad, parece indicar que los precios marginales nodales deberían aparecer en los mecanismos de costos de transmisión.

Para tener acceso a generación barata (cerca de las minas de carbón y donde la mano de obra y los bienes raíces son baratos) se crea la necesidad de la red para transportar electricidad de áreas donde es barata a áreas donde es cara.

Para esto sería necesario encontrar una forma de recompensar a NGC por las inversiones que realice en beneficio de todos los usuarios del sistema, identificando los beneficios de que NGC es responsable, a diferencia de aquellos causados por los usuarios, por ejemplo, localización y disponibilidad de generadores.

En la propuesta que NGC envió al Regulador (el profesor S. Littlechild es jefe de OFFER) sobre la revisión de los mecanismos utilizados para cobrar por el uso del sistema de transmisión (UOS-Use of System), se propone enviar señales económicas más fuertes a los participantes, dando incentivos a consumidores en el norte (donde hay un exceso de generación barata) y a los generadores en el sur (donde existe un exceso de demanda y un déficit de generación); asimismo, se propone penalizar a los generadores en el norte y a los consumidores en el sur.

El papel de NGC en la industria eléctrica (energy broker), facilitando transacciones entre generadores y consumidores (RECs) más que como una agencia que compre y revende electricidad, hace que NGC tenga una actitud más bien indiferente al comportamiento de los precios en el mercado de la electricidad.

Dada la oferta de los generadores y la demanda de los consumidores (RECs), NGC despacha generación para satisfacer la demanda de una manera económica, respetando restricciones de seguridad. La operación del sistema de potencia (generación/transmisión/distribución/suministro) es pues determinada por el comportamiento económico de los generadores y consumidores; y aunque

NGC es el jugador clave en dicha operación, tiene muy poca influencia sobre las fuerzas económicas que la determinan.

La función de NGC es muy delicada y crucial en el funcionamiento de la industria eléctrica ya que es el único "jugador" que tiene un panorama completo (información) de la operación del sistema interconectado, despachando la generación necesaria para satisfacer la demanda y contratando los servicios auxiliares necesarios para mantener la integridad de sistema.

Aunque la función de NGC en el nuevo mercado parece razonable ya que NGC no tiene motivos para "jugar con las reglas" (poniendo en peligro la integridad del sistema), no da incentivos a NGC para adoptar prácticas operacionales (y de planeación) que podrían afectar la economía del mercado.

En este sentido, las oportunidades financieras que NGC tendría si se le otorgara el manejo (comercial) de las restricciones de transmisión estaban siendo analizadas internamente.

En el esquema actual, el Pool recupera los costos por limitaciones de transmisión, a través del "Uplift" en el precio de venta PSP; de esta manera, el costo de las restricciones es prorrateado de acuerdo con la energía consumida (MWh), sin tomar en consideración la responsabilidad que cada usuario tiene sobre los costos incurridos para observar tales restricciones. Asimismo, los generadores tienen un derecho implícito de transmitir, ya que son compensados cuando se les niega el acceso al sistema de transmisión; la anomalía es que tal derecho les es otorgado ¡GRATIS!; el Pool debería compensar a los generadores únicamente si se ha "prometido" (por medio de un contrato) el acceso al sistema de transmisión.

Se ha considerado que NGC podría recuperar los costos de las restricciones por medio de un UOS extendido que reconociera derechos de transmisión o a través del Pool que daría a NGC un pago fijo (anual).

Si los pagos por manejar las restricciones son fijos por períodos suficientemente prolongados (varios años), NGC tendría incentivos para tomar decisiones operacionales y de inversión que redujeran las restricciones. Sin embargo, tanto mejor fueran las tácticas adoptadas por NGC para reducir las restricciones, tanto más rápido el negocio tendería a desaparecer. Por otro lado, NGC podría adoptar prácticas temporales para reducir las restricciones únicamente durante el período en el que el pago es fijo, forzando (con los planes de mantenimiento) al sistema a que muestre nuevas restricciones (costosas) y a que la severidad de las restricciones existentes aumente cuando el final

de dicho período se aproxime; NGC podría empezar a "jugar" tratando de "engañar" al Pool y al Regulador.

De cualquier manera, si los generadores tuvieran que pagar derechos de transmisión (a través del UOS aumentado o del Pool), los generadores económicos no despachados por restricciones de transmisión seguramente verían esto como "pasar dinero de una bolsa (pagar el derecho) a otra (recibir la compensación)"; es decir, como una manera disfrazada en que el Pool trata de evitar compensarlos (compensación a la cual, obviamente, consideran tienen derecho). Asimismo, las RECs del sur tendrían que pagar más para tener derecho de acceso, considerando la operación de generadores no económicos que tienen que ser despachados para satisfacer su demanda, sin exceder límites de transmisión (pago al que obviamente se opondrían).

Se prevé, así, que se necesitarán esfuerzos muy grandes para corregir anomalías del esquema original, que ahora son aparentes y que fueron en parte causadas por las presiones (de tiempo) tan severas que el gobierno impuso sobre la industria en el proceso de la privatización; asimismo, se prevé que la intervención del Regulador será necesaria ya que en cualquier ajuste se tendrán intereses conflictivos.

Es importante mencionar que la privatización ha impactado la operación del sistema; mientras que en los tiempos de la CEGB podría (a discreción del operador) excederse momentáneamente la capacidad de corto circuito de algunos dispositivos durante secuencias de switcheo; en la actualidad existen implicaciones legales que impiden tales prácticas, ya que diferentes equipos pertenecen a diferentes compañías. Asimismo, los patrones de generación/transmisión/consumo son menos predecibles, ocasionando nuevos problemas, de estabilidad, voltaje, etc.

La incertidumbre sobre los precios del Pool hizo que tanto generadores como consumidores buscaran protección por medio de contratos (seguros). Aunque existen muchas modalidades, el tipo más común de contrato entre un consumidor (REC) y un generador establece un precio de electricidad (strike price). Si el precio del Pool es superior al precio fijado en el contrato, el generador paga una compensación al consumidor y viceversa; es decir, si el precio del Pool es inferior al precio establecido en el seguro, es el consumidor quien compensa al generador.

Durante el primer año de operación de la industria eléctrica privatizada, aproximadamente el 95% de las transacciones estuvieron cubiertas por contratos. Por otro lado, dados contratos entre las RECs y National Power y PowerGen, éstos pueden hacer ofertas a precios bajos sin arriesgar sus ganancias (el precio promedio del Pool durante el primer año fue de 1.7 p/kWh).

Es importante recalcar que los contratos (que son estrictamente confidenciales) actúan únicamente como seguros financieros; se manejan por "debajo" del Pool. En principio, pues, un generador (o una REC) podría asegurarse contra precios bajos del Pool (o altos en el caso de una REC) con cualquier compañía de seguros (fuera del Pool). El que las variaciones de los precios del Pool contra las cuales los generadores y las RECs buscan protección sean en sentidos opuestos ha hecho que los seguros (contratos) bilaterales sean los más comunes. De esta manera, si un generador y una REC firman un contrato por una cantidad determinada de electricidad durante un período específico y a un precio fijo, y durante la operación el precio del Pool es más alto que el precio del contrato, el generador pagará una compensación a la REC; sin embargo, el generador se verá beneficiado por el precio alto del Pool.

El poder de monopolio que National Power y PowerGen poseen hacen poco atractiva la entrada de nuevos participantes. El abuso que estas compañías hacen de tal poder "jugando" con precios, disponibilidades, inflexibilidades, etc., ha sido observado muy de cerca por el Regulador, quien trata de identificar y eliminar cualquier práctica que distorsione o manipule el precio del Pool.

Es aún muy pronto para tener conclusiones objetivas sobre la eficacia de la nueva estructura a largo plazo; sin embargo, esto representa un experimento con beneficios potenciales y lecciones por aprender.

Los optimistas consideran que una vez que los arreglos transitorios desaparezcan, los beneficios de un mercado libre serán aparentes.

Algunas preguntas que tendrán respuesta sólo con el paso de los años son:

- ¿Se desarrollará la competencia? Hasta ahora no hay señales claras, y si esto no sucede, la responsabilidad del Regulador de evitar la explotación de los consumidores será más compleja.
- ¿Bajarán los precios? Hasta ahora no; de hecho, un grupo de los consumidores más grandes han acudido al Comisionado Europeo de Energía (European Energy Commissioner) para que intervenga en la manera en que los precios son determinados. Se ha dicho que tal vez la forma más fácil de resolver este conflicto sería la de dispensar a los grandes consumidores del impuesto nuclear. Por otro lado, si se obtuvieran beneficios de mejor productividad y eficiencia, el que éstos sean pasados a los consumidores dependerá del Regulador. Cabe mencionar que aun si las fuerzas del mercado produjeran un precio más bajo, no se podrá garantizar que se está haciendo un uso eficiente de los combustibles disponibles.

- ¿Funcionará LOLP (VOLL-SMP) como mensaje para construir plantas nuevas? La oficina de regulación OFFER ha recomendado a los miembros del Pool que consideren los méritos de mecanismos alternativos.
- ¿Se podrá ofrecer seguridad? Los optimistas consideran que si otros "mercados libres" ofrecen un nivel adecuado de seguridad de suministro, no hay razón aparente para que lo mismo no suceda en la industria eléctrica. Hasta ahora la seguridad se ha mantenido, pues se tiene una sobrecapacidad de generación (que aumentará aún más en los años por venir); sin embargo, la seguridad no puede garantizarse ya que las actividades de expansión, mantenimiento y operación (oferta) no están coordinadas. La sobrecapacidad aumentará debido a la instalación de nuevos generadores, principalmente unidades de ciclo combinado, que ofrecen tiempos de construcción cortos y costos de operación y construcción relativamente bajos, aunándose a esto la eliminación de las restricciones gubernamentales sobre el uso de gas para la generación de energía eléctrica.
- ¿Las estrategias de oferta reflejarán los costos marginales? Los que desarrollaron el mecanismo existente, obviamente creen que el sistema está diseñado para incentivar a los generadores a adoptar dichas estrategias. Hasta ahora, esto no ha sucedido y habrá que esperar a que el mercado "madure".

Una de las condiciones clave para que la competencia en generación y suministro se desarrolle es la libertad de acceso a las redes de transmisión y distribución. Sin embargo, se prevé que los términos de los contratos para hacer uso del sistema de distribución de una REC (por ejemplo, si un cliente firma un contrato directamente con un generador) serán complicados, necesitando la intervención del Regulador.

La actitud del Regulador en el cumplimiento de sus cada vez más complejas funciones, será determinante en la maduración de la industria.

El acuerdo que contiene las reglas de Pool (Pooling and Settlement Agreement - PSA) será modificado en marzo de 1993 y se espera que el Regulador sea más estricto con los generadores. Como se mencionó anteriormente, el Regulador puede hacer propuestas al Comité Ejecutivo del Pool; asimismo su aprobación es necesaria para hacer modificaciones a las reglas del Pool.

Anexo

MECANISMO DE PRECIOS NODALES EN TIEMPO REAL (SPOT PRICING)

La idea fundamental de las tarifas basadas en costos marginales nodales es enviar señales económicas (precios) que indiquen los costos incurridos en suministrar electricidad a diferentes usuarios en diferentes tiempos, es decir, la energía eléctrica es tratada como un producto que se compra y vende considerando su valor y costo (que dependen del tiempo y localización geográfica).

Así pues, la energía eléctrica se compra y se vende a un precio unitario (\$/KWh) igual al costo marginal nodal calculado en tiempo real (en práctica, cada hora o cada media hora), Short Run Marginal Cost (SRMC), modificado para lograr los objetivos financieros de la compañía que compra a los generadores y vende a los consumidores.

El SRMC nodal es el costo incremental en que se incurre para proveer una unidad extra de energía a dicho nodo.

Para ilustrar la evaluación de los SRMCs nodales, considere el despacho económico simplificado descrito por el siguiente problema de programación lineal:

$$\text{Minimizar} \quad \sum C_i P_{gi}$$

sujeto a:

$$\sum P_{gi} - \sum P_{di} - \text{Pérdidas} = 0 \quad \text{ecuación de balance}$$

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad \text{límites de generación}$$

$$F_i^{\min} \leq F_i \leq F_i^{\max} \quad \text{límites de transmisión}$$

Donde P_{gi} y P_{di} son la generación y demanda, respectivamente, en el nodo i y F_i es el flujo en la línea i .

Los costos marginales nodales al resolver este problema son (σ_i) :

Generación:

Si $P_{gi}^{\min} < P_{gi} < P_{gi}^{\max}$ Entonces

$$(a) \quad \sigma_i = C_i$$

En caso contrario:

$$(b) \quad \sigma_i = C_i - \mu_{gi}^{\lim}$$

(a) El generador es marginal. Un incremento ΔP_{di} será suministrado localmente a un costo c_i .

(b) El generador está en uno de sus límites ($P_{gi} = P_{gi}^{\min}$ o $P_{gi} = P_{gi}^{\max}$) y μ_{gi}^{\lim} es el multiplicador de Lagrange asociado. Los multiplicadores de Lagrange indican los incrementos en la función objetivo (costo total de generación) causados por incrementos en los límites de las restricciones.

Así pues, c_i es el costo de satisfacer el incremento de demanda ΔP_{di} localmente; sin embargo, esto causaría que P_{gi} se moviera de su límite y $-\mu_{gi}^{\lim}$ es el costo de regresar P_{gi} a tal límite.

Demanda:

$$\sigma_i = \left(1 + \frac{\delta \text{Pérdidas}}{\delta P_{di}}\right) * \mu_{balance} + \sum_j \mu_{fj} * \frac{\delta F_j}{\delta P_{di}}$$

$\mu_{balance}$ es el multiplicador de Lagrange de la ecuación de balance y, por tanto, el costo marginal del slack ya que ésta es la única restricción afectada por un incremento en la demanda del slack, por ejemplo, si el slack es un generador marginal (k), entonces:

$$\mu_{balance} = C_k$$

y Reescribiendo la ecuación de balance como:

$$\sum P_{gi} = \sum P_{di} + \text{Pérdidas}$$

es obvio que el disturbio causado por el incremento de la demanda en la ecuación de balance es:

$$\left(1 + \frac{\delta \text{Pérdidas}}{\delta P_{di}}\right)$$

Entonces, la primera parte del precio marginal

$$\left(1 + \frac{\delta \text{Pérdidas}}{\delta P_{di}}\right) * \mu_{balance}$$

es la "generación" que necesita ser producida en el slack para satisfacer el incremento al costo marginal del slack. Sin embargo, esto no es todo, ya que los flujos que están en sus límites (restricciones activas) sufren un disturbio causado por el incremento de la demanda:

$$\frac{\delta F_j}{\delta P_{di}}$$

Si μ_{fj} es el multiplicador de Lagrange asociado con el límite (activo) del flujo F_j , entonces el costo de regresar los flujos a sus límites activos es:

$$\sum_j \mu_{fj} * \frac{\delta F_j}{\delta P_{di}}$$

Observando la fórmula del costo marginal nodal en nodos de demanda:

$$\sigma_i = \left(1 + \frac{\delta \text{Pérdidas}}{\delta P_{di}}\right) * \mu_{balance} + \sum_j \mu_{fj} * \frac{\delta F_j}{\delta P_{di}}$$

parece "lógico" separarlo en los siguientes componentes:

energía	$\mu_{balance}$	
pérdidas	$\frac{\delta P_{\text{pérdidas}}}{\delta P_{di}} * \mu_{balance}$	y
congestión	$\sum_j \mu_{fj} * \frac{\delta F_j}{\delta P_{di}}$	

La única situación en la que esta descomposición parece razonable es cuando el generador marginal de un despacho sin restricciones es seleccionado como el slack y, además, permanece dentro de sus límites (marginal) en el caso con restricciones (que no es siempre el caso). Aun en tales condiciones, es fácil imaginar áreas donde los costos marginales nodales del despacho con restricciones son más bajos que los del caso sin restricciones, por ejemplo, generadores en su límite máximo (P_{gi}^{max}) en el despacho no restringido (y, por tanto, más económicos que el marginal) se hacen marginales para satisfacer restricciones de transmisión. ¡En esta situación, el componente de "congestión" sería negativo! y, aunque esto es explicable, la descomposición es menos obvia.

Si se escoge como slack el generador marginal más económico del despacho con restricciones de transmisión, se evitan componentes de congestión negativos. Esto, sin embargo, se desvía del "sentido común" de considerar el costo marginal del despacho sin restricciones como el componente de energía, es decir, el componente de energía sería el costo incremental del generador marginal más barato del despacho con restricciones; sin embargo, tal generador se hizo marginal, precisamente por la presencia de las restricciones de transmisión.

Así pues, el hecho de que tal descomposición dependa de la selección del slack parece indicar que los costos marginales nodales no pueden separarse, es decir, son costos de "energía", tomando en cuenta los ajustes necesarios para que el "redespacho" sea óptimo y factible, y para suministrar las pérdidas incrementales.

BIBLIOGRAFIA

NGC Settlements Limited, "An Introduction to the Initial Pool Rules", prepared for the Executive Committee, Londres, Reino Unido, marzo de 1991.

Sally Hunt, NERA Director, "Competition in the Electricity Market: the England and Wales Privatisation", 1991.

David Jefferis, The National Grid Company plc chairman, "Experience with restructuring and privatising electricity in England and Wales", CIGRE Keynote Address, Paris, Francia, agosto de 1992.

Roger Dettmer, "The UK electricity pool, a leap in the dark", IEE Review, septiembre de 1991.

Malcolm Edwards, "Power to the big industries", Energy World, octubre de 1992.