

Informe: DIMACS Workshop on Next Generation of Unit Commitment Models

Septiembre 1999

Álvaro Baíllo Moreno

Índice

1 INTRODUCCIÓN.....	3
2 EL PROBLEMA CLÁSICO DEL UNIT COMMITMENT.....	4
2.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	4
2.2 MÉTODOS DE RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA.....	4
2.2.1 Métodos a medida	4
2.2.2 Métodos sistemáticos	4
2.2.3 Optimizadores comerciales.....	5
2.3 EL POSTPROCESADO DE LA SOLUCIÓN	5
3 EL USO TRADICIONAL DE UN MODELO DE UC	6
4 EL USO DE UN MODELO DE UC CENTRALIZADO EN UN SECTOR LIBERALIZADO.....	6
5 EL PROBLEMA DEL CORTO PLAZO PARA LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN.....	7
5.1 NUEVOS RETOS DE LA EXPLOTACIÓN EN EL CORTO PLAZO	7
5.2 EL GENERADOR COMO HERRAMIENTA PARA EL ARBITRAJE	8
5.3 AMPLIACIÓN DE LA CARTERA: CONTRATOS.....	10
5.4 LA GESTIÓN DEL RIESGO Y LA ESPECULACIÓN.....	10
5.5 EL DESARROLLO DE NUEVAS HERRAMIENTAS DE APOYO A LA DECISIÓN.....	11
5.6 MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO Y FACTIBILIDAD DE LA EXPLOTACIÓN	13
6 CONCLUSIONES.....	14
7 REFERENCIAS	14
APÉNDICE: MERCADOS DE ELECTRICIDAD EN EL NORESTE DE ESTADOS UNIDOS	16
1 EL CASO DE PJM.....	16
2 EL CASO DE NUEVA YORK.....	17
3 EL CASO DE NUEVA INGLATERRA.....	20
4 REFERENCIAS	22

1 Introducción

En un gran número de países la industria eléctrica está siendo sometida a un profundo y complejo proceso de liberalización. Esta tendencia se debe al convencimiento de que la introducción de mecanismos de competencia en determinadas actividades del negocio eléctrico debe contribuir a reducir el coste que el servicio les supone a los consumidores sin que ello suponga una disminución de la calidad, seguridad y fiabilidad del suministro.

El mecanismo concreto por el que se selecciona los generadores que deben producir la energía demandada por los consumidores en el nuevo entorno liberalizado varía de un sistema a otro. En la mayor parte de los casos existe una subasta diaria de energía eléctrica dividida en periodos horarios o semihorarios. Sin embargo, el algoritmo en que se basa la subasta es diferente en cada caso. En líneas generales dichos algoritmos pueden clasificarse atendiendo a su complejidad (Vázquez *et al.*, 1999).

Tanto en aquellos casos en que la subasta se rige mediante reglas simples y transparentes como en aquellos otros en que consiste en un complejo algoritmo de optimización, el problema de determinar la operación óptima de un conjunto de generadores sigue plenamente vigente.

Un problema que tradicionalmente han tenido que resolver tanto las empresas de generación como aquellas entidades encargadas de operar de forma centralizada sistemas en que intervienen varias empresas es el de decidir la explotación del equipo generador en un horizonte que varía de un día a una semana, incluyendo los momentos en que los grupos deben arrancar y parar. En las últimas tres décadas se ha invertido importantes esfuerzos en el desarrollo de algoritmos y herramientas capaces de resolver este problema, conocido como *unit commitment* (UC).

Este documento es un informe en el que se recogen las ideas presentadas y discutidas en un curso organizado por el DIMACS (Center for Discrete Mathematics & Theoretical Computer Science) de la Rutgers University (New Jersey) en los días 27 y 28 de septiembre de 1999. En dicho curso se analizó los nuevos usos que estas herramientas de corto plazo están recibiendo en algunos mercados de energía eléctrica en función de la regulación que determina su funcionamiento. Asimismo se reflexionó acerca de la futura evolución de estos modelos en su proceso de adaptación a las nuevas necesidades de los agentes.

La estructura de este documento es la siguiente. En el apartado 2 se formula el problema clásico del UC y se presenta los algoritmos de solución más utilizados. El apartado 3 explica el uso clásico que se ha dado a los modelos de UC. En el apartado 4 se analiza la adaptación de los modelos de UC para ser usados por una entidad centralizada en un mercado competitivo. Esta adaptación se ilustra en el apéndice con tres ejemplos reales de EEUU. En el apartado 5 se exponen los nuevos retos a que se enfrentan las empresas de generación en el nuevo entorno competitivo en lo que se refiere a la explotación y se discute el modo en que un nuevo modelo de UC adaptado a la nueva

situación puede ayudar a las empresas a planificar la operación de sus grupos en el corto plazo. Las conclusiones que se extraen de todo este análisis quedan recogidas en el apartado 6.

2 El problema clásico del Unit Commitment

2.1 Formulación del problema

El problema clásico de UC consiste en la programación de la producción de los grupos generadores en el corto plazo, de modo que se satisfaga la demanda de energía y las restricciones de operación con el coste más bajo posible. Se trata, por tanto, de:

- Decidir los arranques y paradas de los generadores y sus niveles de producción en cada nivel de carga.
- Minimizar los costes de producción y de arranques y paradas.
- Considerar todo el equipo generador y un horizonte temporal significativo. Dado que la demanda de energía eléctrica tiene un ciclo semanal, parece ser éste el horizonte más adecuado para plantear el problema del UC, aunque en ocasiones se reduce a un día.
- Satisfacer las restricciones de producción, rampas, reserva, tiempos mínimos de funcionamiento/parada y límites de combustible y energía disponible.

2.2 Métodos de resolución del problema

Se ha propuesto un gran número de alternativas para abordar el problema de UC. Sheblé y Fahd (1994) presentaron una revisión completa de estos métodos. Los métodos más utilizados han sido descritos de forma detallada por Wood y Wollenberg (1996).

2.2.1 Métodos a medida

Resolver el problema del UC presenta importantes requisitos computacionales. Por este motivo, históricamente se ha diseñado a medida métodos heurísticos para decidir la programación de los generadores, tales como la lista de prioridad.

2.2.2 Métodos sistemáticos

En las últimas tres décadas se ha desarrollado ciertas técnicas sistemáticas para abordar el problema debido a que pequeñas mejoras en la solución pueden reportar grandes ahorros. Estos métodos incluyen la programación dinámica, la programación lineal y la descomposición de Benders, entre otros. Recientemente se ha utilizado métodos metaheurísticos tales como algoritmos genéticos, redes neuronales y sistemas expertos.

La forma de abordar el problema más ampliamente utilizada es la relajación Lagrangiana. En la técnica de la relajación Lagrangiana los inconvenientes

asociados al tamaño del problema que surgen con la programación dinámica desaparecen. El método consiste en descomponer el problema en un conjunto de subproblemas de programación dinámica, uno para cada grupo generador. Cada uno de estos programas dinámicos requiere determinar las producciones óptimas de un generador en los niveles de carga del horizonte temporal considerado. Estos problemas están ligados entre sí por medio de restricciones globales que tienen en cuenta de forma simultánea a todos los generadores, como la restricción de cobertura de la demanda en cada nivel de carga. En cada iteración del método primero se resuelve los problemas individuales, fijando las variables duales asociadas a las restricciones globales. A continuación se resuelve el problema dual asociado a las restricciones globales, fijando las producciones de los grupos. En el caso de la restricción de balance de energía se trata de determinar la variable dual, esto es, el coste marginal horario de la energía. Obtenido el nuevo valor de las variables duales se vuelve a resolver los problemas individuales. La condición de parada es que la diferencia entre la solución del problema primal y la solución del problema dual (duality gap) sea menor que un cierto valor.

Un inconveniente de la relajación Lagrangiana es que la convergencia del método es inestable en las proximidades del óptimo. En las iteraciones finales algunas unidades son arrancadas y paradas y el algoritmo no termina de una forma clara. Esto es debido a que la función objetivo es poco sensible en las proximidades del óptimo y hay un conjunto de soluciones que, siendo diferentes, son numéricamente equivalentes. Un segundo problema es que, debido a que ciertas restricciones están siendo consideradas a través del problema dual, al detenerse el algoritmo la solución obtenida puede no ser factible.

2.2.3 Optimizadores comerciales

Actualmente el nivel de desarrollo de los algoritmos comerciales que resuelven problemas de programación lineal entera mixta (MIP) sugiere abandonar los esfuerzos por diseñar métodos específicos de resolución de problemas concretos como el UC. De este modo el analista puede concentrarse en mejorar el modelado del problema que quiere resolver y en extraer conclusiones de las soluciones obtenidas.

2.3 El postprocesado de la solución

Los modelos de UC dan como resultado las decisiones de arranques y paradas y la producción aproximada de cada generador en cada nivel de carga. Generalmente, las restricciones de capacidad de las líneas y niveles de tensión no son tenidas en cuenta. Además, debido a que el UC abarca habitualmente un horizonte semanal, el modelado del equipo generador (en particular el sistema hidráulico) puede no ser excesivamente detallado. Por otro lado, en el muy corto plazo se pueden producir indisponibilidades imprevistas de ciertos grupos, que no habrían sido tenidas en cuenta en la solución del UC semanal. Por estos motivos los niveles exactos de producción se suelen decidir en un

plazo más corto (diario/horario). Por ejemplo, los algoritmos de flujo óptimo de cargas (OPF) o de despacho económico optimizan la producción de los grupos respetando las restricciones de capacidad de las líneas y de niveles de tensión y basándose en las decisiones de arranques y paradas obtenidas con el UC (Baldick, 1995).

3 El uso tradicional de un modelo de UC

Tradicionalmente las decisiones de corto plazo acerca de la operación del equipo generador en una determinada región han sido tomadas por entidades cuyo objetivo era la minimización del coste de explotación.

En España, durante la vigencia del Marco Legal Estable esta planificación se realizaba de forma centralizada debido a que el objetivo de cubrir la demanda al mínimo coste era nacional. En Red Eléctrica de España se obtenía una planificación semanal basada en unos costes estándar que el gobierno reconocía a las empresas.

En EEUU cada región era servida por una empresa verticalmente integrada a la que el gobierno, a través de la FERC, garantizaba la recuperación de sus costes en la medida en que éstos estuvieran suficientemente justificados. El objetivo de cada empresa era disminuir el coste real del servicio para aumentar así su margen de beneficio. Esto motivaba el interés de las empresas por determinar la manera óptima de operar su equipo generador. Ciertas empresas cuyas redes de transporte se encontraban interconectadas optaron por organizar la explotación conjunta de forma centralizada (*pool*) de forma que las decisiones de explotación eran tomadas por una entidad única, con el consiguiente aumento de flexibilidad y fiabilidad (Joskow y Schmalensee, 1983).

4 El uso de un modelo de UC centralizado en un sector liberalizado

El modelo de UC tradicional tiene ciertas limitaciones que hacen que su uso por parte de una entidad centralizada en un sector liberalizado pueda ser cuestionado. El inconveniente fundamental reside en que se trata de un método no transparente para tomar decisiones debido a que son necesarias sofisticadas técnicas de optimización. Además, como ya se ha indicado, la función objetivo es poco sensible en la zona próxima al óptimo de forma que soluciones diferentes son numéricamente equivalentes. Dependiendo del momento en que el proceso se detenga la solución puede favorecer a una empresa o a otra. Este caso aparece con cierta facilidad cuando las empresas poseen grupos muy similares. Si alguna se siente injustamente tratada la explotación terminará dirimiéndose en el terreno de lo legal. Por este motivo en determinados casos se ha preferido organizar el mercado de electricidad en forma de varias subastas en las que las empresas de generación presentan ofertas simples (cantidad-precio) para vender los diferentes servicios eléctricos.

Sin embargo, existen ciertas regiones de EEUU en las que se ha optado por emplear una herramienta de UC para seleccionar las unidades de generación de

forma que en una sola ejecución se determina el programa diario que garantiza el suministro fiable de la energía a mínimo coste. Este formato ha tenido una cierta aceptación en la zona nororiental de EEUU. En esta zona funcionan actualmente tres mercados con características muy similares y que han seguido evoluciones muy parecidas: PJM (Pennsylvania-New Jersey-Maryland), Nueva York y Nueva Inglaterra.

En los tres casos a finales de los años sesenta o principios de los setenta se formaron pools que integraban zonas servidas por empresas diferentes llegando a abarcar estados diferentes. Esta tendencia se debió a un importante apagón ocurrido en la zona en 1965.

Como respuesta a la Federal Energy Policy Act (1992) y a las órdenes 888 y 889 de la FERC (1996), que establecían la obligación de organizar un mercado mayorista competitivo de electricidad, cada uno de estos tres pools decidió formar un operador del sistema (ISO). Estos ISOs tienen como función coordinar el libre acceso de los diferentes agentes a la red de transporte, de modo que sea posible la transición a un mercado mayorista de electricidad a la vez que se mantiene las adecuadas condiciones de calidad y fiabilidad del servicio.

En los tres casos el día previo al de operación los agentes deben presentar ofertas de venta y compra de energía o bien informar acerca de transacciones bilaterales. Con esa información, que se contrasta con una previsión de demanda propia, y una vez evaluado el estado actual de la red se utiliza una herramienta de UC para determinar la explotación diaria óptima del sistema. Estos modelos de UC tienen en cuenta de forma simultánea la cobertura de la demanda, los requisitos de reservas de operación y las restricciones de red. Un modelo de estas características ha sido descrito por Cohen *et al.* (1999). En el apéndice se describe el funcionamiento de estos tres sistemas con más detalle.

5 El problema del corto plazo para las empresas de generación

5.1 Nuevos retos de la explotación en el corto plazo

En un esquema regulatorio basado en la recuperación de costes las empresas no tienen grandes incentivos para mejorar el modelado del problema de corto plazo u obtener soluciones más ajustadas. En cambio, con la liberalización del sector eléctrico las empresas sufren una incertidumbre mucho mayor acerca de sus beneficios. Por un lado, generalmente los precios a los que se remunera los diferentes servicios proporcionados por los generadores varían de hora en hora, lo que obliga a las empresas a decidir los mejores momentos para suministrar dichos servicios. Por otro lado, deben controlar al máximo sus costes, lo que incrementa su avidez de métodos que les permitan operar sus equipos generadores de una forma más eficiente. Más aún, en ciertos casos el mecanismo de selección de las unidades de generación se basa en ofertas simples. Esto significa que las empresas sólo pueden garantizar la cobertura de sus costes variables. Son las propias empresas las que se tienen que preocupar por internalizar en sus ofertas los costes de arranque, de parada y fijos de sus

grupos. Además es su responsabilidad garantizar la factibilidad de la producción que les es asignada.

La complejidad de los mecanismos según los cuales las empresas deben desarrollar sus actividades es mucho mayor. El generador puede elegir entre una variedad de servicios que es capaz de proporcionar y que tradicionalmente suministraba de forma agregada. Más aún, el generador tiene la opción de no dar ningún servicio o de ofertar más servicios de los que es capaz de entregar, si bien está obligado a garantizar el suministro de aquellos servicios que se le asigne. En el caso de la energía el generador puede tener un amplio rango de formas para vender su producción, desde el mercado horario o en tiempo real a los contratos bilaterales a largo plazo. También tiene un abanico de posibilidades para gestionar su riesgo, como los contratos físicos de largo plazo, contratos por diferencias, contratos asociados a la meteorología y otros productos financieros más complejos.

En definitiva, en el nuevo entorno las empresas deben tomar las mismas decisiones que tomaban en el pasado pero en un clima de incertidumbre, lo que obliga a valorar con mucho más detenimiento las diferentes alternativas. Además, en algunos casos las empresas deben ejercer funciones de planificación y de operación que tradicionalmente desempeñaba una entidad centralizada. Esto supone adaptar los mecanismos empleados en el pasado por dicha entidad a los objetivos de la empresa. Por último, las empresas se enfrentan a tareas completamente nuevas sobre las que no se tiene ninguna experiencia previa en el sector de la electricidad y se ven obligadas a estudiar el funcionamiento de otros sectores regidos tradicionalmente por mecanismos de competencia.

5.2 El generador como herramienta para el arbitraje

Un grupo generador es el activo que tiende un puente entre los mercados de combustibles y los mercados de electricidad (Figura 1).

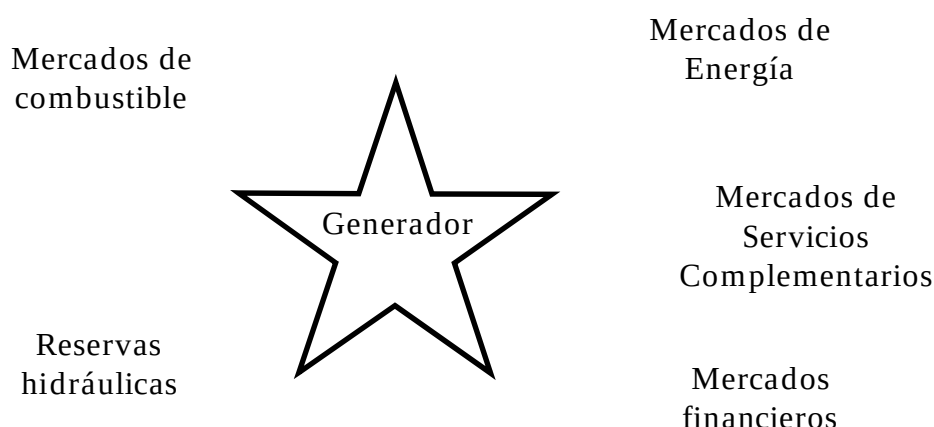


Figura 1

Los generadores se comportan, por tanto, como una opción. El propietario puede decidir convertir sus almacenes de combustible en un producto eléctrico

o bien esperar a un momento en que la coyuntura del mercado le sea más favorable, es decir, tiene la posibilidad de realizar arbitraje entre diferentes opciones a la hora de suministrar los productos eléctricos.

Diferentes productos

La empresa puede disponer de grupos que funcionan en base (hidráulica fluyente, nucleares), grupos intermedios (carbón) y grupos de punta (hidráulica, fuel y gas). Algunos de estos grupos pueden regular y realizar el seguimiento de carga. Otros pueden proporcionar reservas de operación. Considerando los grupos de forma conjunta la empresa puede ofertar simultáneamente potencia en base, en punta, capacidad para regular y reservas de operación. La decisión acerca de la cantidad de cada servicio que se quiere suministrar se puede hacer de modo un agregado, tratando de maximizar los ingresos y haciendo menos hincapié en la explotación que hay por detrás.

Diferentes localizaciones

En aquellos sistemas en los que algunas líneas sufren congestiones o hay problemas con la tensión de ciertos nudos la empresa puede optar por generar en un determinado lugar o en otro. Esto significa que tiene una cierta capacidad para hacer arbitraje espacial, de forma que puede sacar provecho de las restricciones impuestas por la red de transporte. El arbitraje espacial requiere tener en cuenta el conjunto del equipo generador, para poder elegir los nudos en que le interesa aumentar su producción y los nudos en los que le conviene disminuirla.

Diferentes momentos

A pesar de que la energía eléctrica no puede ser almacenada de forma económica, existe una cierta posibilidad de decidir en qué momento es preferible producir. Como ya se ha indicado antes, las empresas normalmente preferirán producir en aquellas horas en las que el precio es más alto. El equipo térmico presenta ciertas restricciones (rampas, tiempos de arranque, tiempos mínimos de funcionamiento/parada) que hacen que no sea tan flexible como para realizar un arbitraje temporal. El equipo hidráulico ofrece posibilidades mucho mayores debido a que no tiene esa inercia térmica. De este modo, una empresa con una cartera que incluya reservas hidráulicas tiene más libertad para decidir el momento en que le interesa hacer uso de esas reservas.

Debido a la gran volatilidad que se observa en los precios de los diferentes mercados la “opcionalidad” de los activos de generación es superior a la que existe en mercados de otros productos.

Manejar el equipo generador en forma de cartera hace que la operación sea más flexible y que la empresa pueda exprimir al máximo las oportunidades que se le presentan. La flexibilidad de la cartera depende de varios factores:

- Número de grupos disponibles y capacidad de producción de los mismos.

- Tipo de generadores.
- Localización geográfica de los generadores.

5.3 Ampliación de la cartera: contratos

El concepto de cartera desde el punto de vista de la empresa de generación se complica debido a que la empresa, además de vender y comprar productos eléctricos en el mercado *spot*, debe negociar en otro tipo de mercados.

Al igual que en el pasado, la empresa de generación debe adquirir el combustible necesario para alimentar sus centrales térmicas. Esto supone acudir a los mercados de combustibles y elegir entre diferentes tipos de contratos.

En muchos casos además del mercado *spot* existen otras alternativas para negociar intercambios de energía eléctrica tales como contratos bilaterales físicos. Además es previsible el desarrollo de un mercado de contratos no asociados a intercambios físicos. El modelo más simple es el contrato por diferencias. A medida que la competencia y la liquidez en el mercado eléctrico aumentan, los agentes van desarrollando contratos financieros más complicados.

La empresa debe ser capaz de valorar cada contrato de forma individual. Para valorar un contrato de combustible es necesario caracterizar la posible evolución del precio del combustible (curva *forward*). De ese modo es posible calcular el beneficio que le supone a la empresa adquirir ese contrato en ese momento frente a esperar y comprar el combustible en el mercado *spot* de combustibles. En este caso interviene además el valor que para la empresa tiene disponer del combustible con una cierta antelación (*convenience yield*). Para valorar un contrato financiero asociado a un determinado índice del mercado eléctrico es fundamental ser capaz de generar curvas *forward* de los precios del mercado eléctrico. En la actualidad se está invirtiendo grandes esfuerzos para desarrollar modelos que definan dichas curvas *forward*.

La empresa debe también analizar el impacto de un contrato sobre su cartera. Para ello debe simular su comportamiento en el mercado en el supuesto de haber aceptado un cierto contrato. El problema se complica si la empresa debe tener en cuenta otras variables estocásticas como la demanda de energía o las aportaciones hidráulicas.

A la hora de acudir a los mercados financieros asociados al mercado eléctrico, la empresa de generación debe comprobar que la otra parte dispone del crédito suficiente como para hacer frente a las máximas pérdidas que pueda sufrir.

5.4 La gestión del riesgo y la especulación

La aparición de contratos no necesariamente ligados a intercambios físicos de energía eléctrica hace que nuevos agentes que no posean activos de generación puedan entrar en escena. Estos agentes intervendrán en los mercados con intención claramente especulativa pues no tienen posibilidad de obtener beneficios de otra manera. La aparición de estos agentes está condicionada por

el nivel de competencia existente en los mercados o, dicho de otra manera, por la ausencia de poder de mercado. Es evidente que nadie estará dispuesto a firmar con una empresa un contrato que tenga como índice el precio *spot* de la energía eléctrica si esta empresa tiene capacidad para fijar el nivel del precio *spot*.

Existen varias causas por las que las empresas de generación estarían dispuestas a firmar contratos con agentes que no negocian físicamente con la electricidad. En primer lugar la falta de experiencia de las empresas a la hora de hacer arbitraje entre los diferentes mercados puede llevarlas a acordar recibir una cantidad fija por los servicios prestados. La otra parte se especializaría entonces en buscar la mejor manera de colocar esos servicios de forma que obtuviera el margen más amplio posible. Obsérvese que la empresa de generación en este caso renuncia a obtener el máximo beneficio en aras de reducir su riesgo. El intermediario asume ese riesgo y trata de obtener él ese beneficio extraordinario. Pero no debe olvidarse que la empresa de generación sigue obteniendo un beneficio (de lo contrario no accedería a firmar el acuerdo) y que el intermediario puede sufrir pérdidas. Esto viene a confirmar la idea de que poseer activos de generación es ya una forma de gestionar el riesgo en el mercado eléctrico y lo es debido a su carácter de opción que, si bien no garantiza el máximo beneficio, sí permite controlar las pérdidas.

Las empresas de generación pueden sufrir también la tentación de participar en estos mercados asociados al eléctrico con el objetivo de especular. Esta motivación puede proceder del convencimiento de que se dispone de una información más completa que el resto de los agentes y que se comprende mejor el funcionamiento del mercado. En cualquier caso parece razonable limitar este tipo de actividades, al menos al principio, a una proporción limitada respecto al volumen total del negocio de la empresa.

5.5 El desarrollo de nuevas herramientas de apoyo a la decisión

En los apartados anteriores se ha tratado de enfatizar el hecho de que el abanico de posibilidades de la empresa de generación para hacer negocio se amplía enormemente en el nuevo entorno. Esto hace que las oportunidades de controlar su propio beneficio sean mayores, pero también más complejas.

El concepto de cartera viene a significar que hay un gran número de factores que la empresa debe tener en cuenta de forma simultánea. Algunos de ellos, como la explotación semanal del equipo generador, son problemas tradicionales y para los que existen herramientas suficientemente probadas. La dificultad surge al tratar de utilizar estas herramientas para optimizar en el corto plazo la gestión de la cartera al completo.

Es necesario avanzar en la forma en que se representa las diferentes opciones que la empresa tiene a la hora de gestionar sus activos de generación. Estas herramientas deben ser alimentadas con potentes métodos de predicción de la evolución del mercado a corto plazo. Además las soluciones obtenidas deben

no sólo ser sensibles al beneficio que supuestamente reportan, sino que también deben reflejar los riesgos que llevan asociados.

En definitiva, se abre un nuevo campo de desarrollo en el que gran parte de la dificultad reside en la capacidad del analista para especificar los objetivos que se persigue y para representarlos de forma que las soluciones obtenidas sean relevantes. Dentro de estos instrumentos de cálculo el uso de un modelo de UC permite a la empresa hacer una programación semanal de su equipo generador. Sin embargo, es necesario adaptar las características de esta herramienta al nuevo marco regulatorio para conseguir que efectivamente oriente a la empresa de forma adecuada en el desempeño sus nuevas actividades de corto plazo.

No existen en la literatura, de momento, modelos capaces de enfrentarse al problema completo del corto plazo. Dada la tendencia actual de la regulación relacionada del sector eléctrico la evolución de un modelo tradicional de explotación de corto plazo hacia un modelo de gestión integral de corto plazo puede constar de las siguientes etapas:

1. Modelado de los costes de producción de la empresa teniendo en cuenta la gestión de las reservas hidráulicas y los contratos de combustible que afecten en el corto plazo.
2. Modelado de los ingresos de la empresa como función de su propia producción en el mercado diario de energía.
3. Modelado y valoración de las restricciones esperadas en el sistema de transporte.
4. Modelado de los objetivos y estrategias de medio plazo de la empresa.
5. Modelado de los ingresos de la empresa por la venta de otros productos eléctricos, como servicios complementarios.
6. Modelado del beneficio de la empresa por la compra y venta de energía en el mercado horario de energía.
7. Modelado de contratos bilaterales físicos y de contratos por diferencias para el periodo considerado.
8. Modelado de contratos relacionados con el sistema de transporte.
9. Modelado de otro tipo de contratos como opciones de venta y compra, futuros y, en su caso, forwards.

Sin embargo, la empresa de generación ve evolucionar con rapidez la estructura del mercado, los mecanismos que articulan su funcionamiento y los agentes que intervienen. Surge así el problema de la obsolescencia de los modelos a medida que las actividades desarrolladas por las empresas se vuelven más complejas. Una virtud de los modelos debe ser pues, su flexibilidad y su fácil mantenimiento y adaptación a las necesidades de los usuarios.

No debe olvidarse que una de las utilidades de los modelos es la de proporcionar una visión más completa acerca del problema para el que están diseñados. Por este motivo es recomendable una evolución gradual en el

modelado que permita interpretar a cada paso los resultados que se va obteniendo. No es buena práctica tratar de introducir en el modelo toda la complejidad del problema que se tiene entre manos si no se tiene una familiaridad suficiente con éste.

5.6 Maximización del beneficio y factibilidad de la explotación

Se ha subrayado el interés que el desarrollo de nuevos modelos de apoyo a la decisión despierta en el nuevo marco regulatorio. Asimismo, se ha sugerido unas pautas para la progresiva adaptación de los modelos tradicionales de explotación en el corto plazo al entorno competitivo. En este apartado se va a explicar con más detalle las primeras etapas de este proceso de adaptación.

Un modelo tradicional de UC permite a la empresa determinar la forma factible de suministrar al mínimo coste una cierta combinación de servicios. La empresa puede haber decidido esta combinación de servicios con algún método que tenga en cuenta los escenarios de precios que se espera para el periodo considerado de forma que pueda estimar el volumen de ingresos esperado. Es decir, el proceso de toma de decisiones se divide en etapas. Primero se trata de decidir la estrategia general de producción que maximiza los ingresos obtenidos en el mercado. A continuación se determina la operación detallada del equipo generador que permite seguir la estrategia elegida al mínimo coste y para ello se puede utilizar, entre otras, una herramienta de UC. De esta manera la empresa adapta de forma sencilla sus procedimientos de minimización de costes al problema de lograr el máximo beneficio.

El modelo de UC puede evolucionar y tratar de abarcar el proceso completo de toma de decisiones de operación. De este modo el objetivo del problema de UC pasa a ser la maximización del beneficio de la empresa en el horizonte temporal considerado. Dado que el beneficio es la diferencia entre los ingresos y los costes, es necesario incorporar ecuaciones que modelen los ingresos que la empresa obtiene del mercado.

Una primera aproximación es considerar que los precios son fijos y no se ven afectados por las decisiones de producción de la empresa. De este modo los ingresos horarios de la empresa vienen dados como una función lineal de la cantidad producida en esa hora. En este caso el modelo tenderá de forma natural a incrementar la producción de la empresa en las horas de precios más altos y a disminuirla en las horas de precios más bajos. Este modelo se puede formular como un problema de optimización probabilista si se considera que el precio es una variable estocástica.

Una representación más elaborada consiste en reflejar el hecho de que el ingreso horario no es una función lineal de la producción, sino que se trata de una función no lineal y normalmente no convexa. Esto es debido a que los competidores presentan curvas de oferta de modo que la cantidad que producen varía con el precio que resulta en el mercado. Un modelo como el descrito ha sido desarrollado por García *et al.* (1999). Se espera futuros desarrollos de acuerdo con las etapas señaladas en el apartado anterior.

6 Conclusiones

Los recientes cambios introducidos en la regulación del sector energético no han hecho sino incrementar el interés de los agentes participantes en el negocio eléctrico por herramientas capaces de mejorar su proceso de toma de decisiones.

La explotación del equipo generador en el corto plazo es un problema que había sido estudiado y resuelto satisfactoriamente cuando el objetivo era cubrir la demanda de energía al mínimo coste. Prueba de ello es el nivel de desarrollo alcanzado en el diseño de herramientas de UC. El reto actual es adaptar estos modelos ya maduros al entorno competitivo. En este documento se ha establecido una distinción entre dos tipos de adaptación de los modelos tradicionales a la nueva situación.

Por un lado se ha presentado el caso en que el mercado gira alrededor de una entidad centralizada (operador del sistema) que además gestiona el sistema de transporte. Este tipo de organización se ha adoptado en tres sistemas de la zona nororiental de EEUU. En cada uno de ellos el operador del sistema utiliza un modelo de UC centralizado que minimiza el coste de explotación a partir de la información de las ofertas y de las transacciones bilaterales. Estos modelos consideran de forma simultánea el suministro de energía, la provisión de reserva y las restricciones de transporte. Se trata de modelos que han evolucionado fundamentalmente en la representación del sistema eléctrico.

Por otro lado se ha tratado de ilustrar la progresiva complejidad que va adquiriendo la actividad de corto plazo de la empresa de generación. La creación de diferentes mercados en los que es posible vender y comprar varios productos eléctricos, la volatilidad de los precios en estos mercados, su relación con los mercados de combustibles, la estocasticidad del producible hidráulico y la aparición de mecanismos con los que hacer frente al riesgo asociado a esta incertidumbre hacen que la búsqueda de la gestión óptima en el corto plazo sea muy dificultosa. Se abre así un nuevo campo de desarrollo de modelos que deben servir de apoyo a las empresas para abordar estos nuevos retos.

7 Referencias

- R. Baldick. *The Generalized Unit Commitment Problem*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 1, February 1995, pp. 465-475.
- A. I. Cohen, V. B. Brandwajn, S.K. Chang. *Security Constrained Unit Commitment for Open Markets*. Proceedings of the 21st International Conference on Power Industry Computer Applications, 1999.
- Energy Policy Act of 1992 (EPAct) (US Public Law 102-486).
- Federal Energy Regulatory Commission (FERC). 1996. Order No. 888 (Docket Nos. RM95-8-000, *Promoting Wholesale Competition Through Open Access Nondiscriminatory Transmission Services by Public Utilities*, and RM94-7-001, *Recovery of Stranded Costs by Public Utilities and Transmitting Utilities*). April 24.

- J. García, J. Román, J. Barquín, A. González, *Strategic Bidding in Deregulated Power Systems*. 13th PSCC Conference, Norway. Vol. 1 pp. 258-264. 1999.
- P. L. Joskow, R. Schmalensee. *Markets for Power, An Analysis of Electric Utility Deregulation*. The MIT Press, 1983.
- G. B. Sheblé, G. N. Fahd. *Unit Commitment Literature Synopsis*. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 1, February 1994, pp. 128-135.
- C. Vázquez, M. Rivier, J. I. Pérez-Arriaga. *Revisión de modelos de casación de ofertas para mercados eléctricos*. 6^{as} Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Lisboa. Vol 3 pp. 47 – 54. Julio 1999.
- A. J. Wood, B. F. Wollenberg. *Power Generation Operation and Control*. John Wiley and Sons, 1996.

Apéndice: Mercados de electricidad en el noreste de Estados Unidos

1 El caso de PJM

El área de servicio de PJM incluye Pennsylvania, New Jersey, Maryland, Delaware, Virginia y el Distrito de Columbia (Figura 2). LA FERC y las comisiones regulatorias de los distritos abarcados por PJM tienen jurisdicción sobre PJM. Los objetivos de PJM son garantizar la fiabilidad del sistema y facilitar la transición a un mercado mayorista de electricidad en régimen de competencia (PJM, 1999).

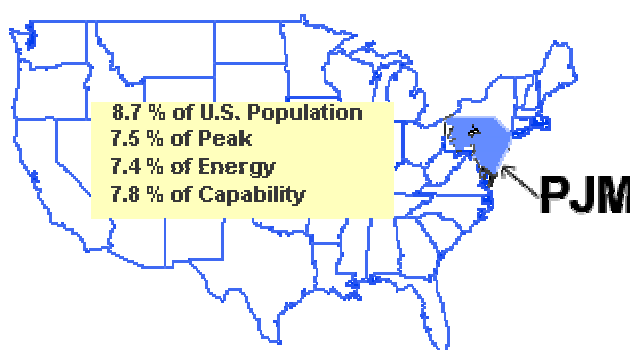


Figura 2

El centro de control de PJM es el área de control de Norteamérica que coordina el mayor número de grupos generadores y suministra la punta de potencia más alta. Las tecnologías de producción en la zona PJM son variadas e incluyen centrales de carbón, fuel, gas, nucleares e hidráulicas.

PJM coordina de forma centralizada la planificación y operación del equipo generador, las transacciones bilaterales y el mercado spot de energía, de forma que se cubra la demanda prevista. PJM también monitoriza, evalúa y coordina la red de transporte, consistente en más de 8000 líneas.

Con la implantación de la PJM Open Access Transmission Tariff en Abril 1997, en esta zona empezó a funcionar el primer mercado regional basado en ofertas de EEUU. Los participantes pueden comprar y vender energía y programar transacciones bilaterales. El sistema OASIS (Open Access Same-time Information System) de PJM permite reservar capacidad de transporte a través de Internet. PJM proporciona servicios de contabilidad y facturación para todas estas transacciones.

Hasta que la FERC autorice el uso de precios de mercado, todas las ofertas de compra y venta de energía y de otros servicios no excederán los costes variables de suministrar dichos servicios. Los participantes también pueden realizar transacciones bilaterales para la compra o venta de energía, si bien están sujetos a la obligación de poner a disposición del sistema su capacidad en caso de emergencia.

La OI efectúa un UC diario con más de quinientos grupos y con un horizonte semanal. Este modelo tiene en cuenta restricciones de transporte y requerimientos de reserva. Además considera todas las transacciones debidas a contratos bilaterales físicos (Operating Agreement, 1999).

Todos los agentes responsables de algún intercambio de energía en el sistema PJM deben informar a la OI antes de las 12 del mediodía del día anterior al de la transacción. Los agentes que no firmado contratos bilaterales son despachados de forma centralizada. Los agentes compradores sólo deben indicar el nudo de la red y la cantidad que se va a consumir. Los agentes generadores pueden enviar ofertas de energía, capacidad de regulación y reservas de operación. Aquellos que no hayan informado acerca de su indisponibilidad están obligados a presentar ofertas de capacidad. Las ofertas de energía consisten en un conjunto de cantidades y precios para todo el día, demás de los costes de arranque y de parada. Las ofertas de regulación vienen dadas por una banda y el tipo de regulación ofrecida (el precio es fijo para cada uno de estos tipos). Lo mismo ocurre con las reservas de operación.

Antes de las 16h del día anterior la OI debe informar a través del sistema OASIS acerca de la situación y duración de cualquier congestión en el sistema de transporte. Además debe indicar los valores iniciales de los precios marginales locales (Locational Marginal Prices) de las subáreas más importantes. Por último debe indicar a cada agente si sus ofertas han sido o no aceptadas. La programación anterior será revisada cada ciertos intervalos de tiempo por la OI y el resultado de estas revisiones aparecerá en el OASIS.

A partir de las 22h del día anterior los agentes pueden modificar su despacho siempre que la OI sea informada no más tarde de una hora antes de aquella en que el ajuste tiene lugar.

La OI calcula el precio definitivo de la energía en los nudos de consumo, en los de generación y en los de interconexión con otras áreas de control basándose en los precios marginales locales. Estos precios se calculan cada cinco minutos a partir de un algoritmo de despacho económico y se integran en valores horarios para efectuar las liquidaciones.

2 El caso de Nueva York

En 1998, con motivo de la reestructuración de la industria eléctrica del Estado de Nueva York, se formó el Operador del Sistema Independiente de Nueva York (NYISO). Ésta es una organización sin ánimo de lucro cuya misión es garantizar la operación fiable, segura y eficiente del sistema de transporte y administrar un mercado mayorista de electricidad abierto, competitivo y no discriminatorio. El objetivo de introducir competencia es disminuir el coste de la electricidad para los consumidores. El NYISO comenzó a operar el 1 de septiembre de 1999 (NYISO, 1999).

El NYISO es un apéndice del Power Pool de Nueva York (NYPP). Después del apagón del Noreste de 1965 las ocho empresas más grandes del estado de Nueva York se unieron para crear el NYPP. Para reducir la probabilidad de una

nueva interrupción del servicio de gran magnitud el NYPP combinó el conocimiento y los recursos técnicos de sus ocho miembros. Durante más de 30 años el NYPP ha coordinado el sistema de transporte estatal.

A mediados de los años noventa la FERC y el Departamento de Servicios Públicos del Estado de Nueva York establecieron las pautas según las cuales debían redefinirse las reglas que rigen la generación, el despacho, el transporte y la venta de electricidad.

El importante aumento de la generación independiente y la nueva regulación introducida por la FERC obligaron a plantear el acceso libre y no discriminatorio al sistema de transporte. En 1997 se presentó una propuesta a la FERC según la cual se disolvería el NYPP y sería sustituido por el NYISO. El NYISO debe facilitar la competencia abierta y justa creando un mercado de electricidad en el que la energía se compre y venda según un sistema de ofertas.

El NYISO coordina la operación del sistema y del mercado de acuerdo con el esquema representado en la Figura 3 (NYISO Day-Ahead Scheduling Manual, 1999). En él se ilustra el proceso desde que se presenta las ofertas hasta que se efectúa la liquidación (Bid-to-Bill process). Consta de cinco componentes:

Sistema de ofertas (Bid/Post System)

Selecciona las ofertas de compra y venta y tiene en cuenta las transacciones bilaterales.

Sistema diario (Day-Ahead Subsystem)

El proceso de programación diaria consta de las siguientes funciones:

- Incorporar las indisponibilidades del sistema de transporte para actualizar la capacidad de transporte total. Esta información es anunciada a través del sistema OASIS.
- Obtener una predicción de la demanda zonal preliminar de acuerdo con las previsiones meteorológicas.
- Ejecutar un Unit Commitment con restricciones de seguridad (Security Constrained Unit Commitment, SCUC). Esta herramienta da como resultado un programa diario preliminar que indica la energía, la reserva y la capacidad de regular que cada grupo generador debe proporcionar. El SCUC tiene como objetivo la minimización del coste (basado en ofertas) de:
 - Suministrar la potencia demandada por aquellos agentes cuyas ofertas de compra son aceptadas.
 - Proporcionar los Servicios Complementarios que garanticen los intercambios de energía aceptados.
 - Reservar la capacidad suficiente como para hacer frente a desvíos en la demanda y para proporcionar ciertos Servicios Complementarios.

- Permitir todas las transacciones bilaterales comunicadas por los agentes.

El SCUC se ejecuta en cuatro pasos:

1. SCUC considerando la demanda ofertada: Proporciona un primer conjunto de grupos que deben estar funcionando.
2. SCUC considerando la previsión de demanda del NYISO: Proporciona, en su caso, un conjunto adicional de grupos que deben estar funcionando.
3. SCUCD (Security Constrained Unit Commitment Dispatch) ideal: Considerando los grupos seleccionados en los dos pasos anteriores se ejecuta un despacho económico que no tiene en cuenta mínimos técnicos.
4. SCUCD real: Considerando los grupos seleccionados en los dos pasos anteriores se ejecuta un despacho económico en el que aquellos grupos que fueron despachados en el paso anterior al menos funcionan a mínimo técnico.

Un resultado adicional del SCUC es el valor inicial del precio marginal local (Location Based Marginal Prices, LBMP).

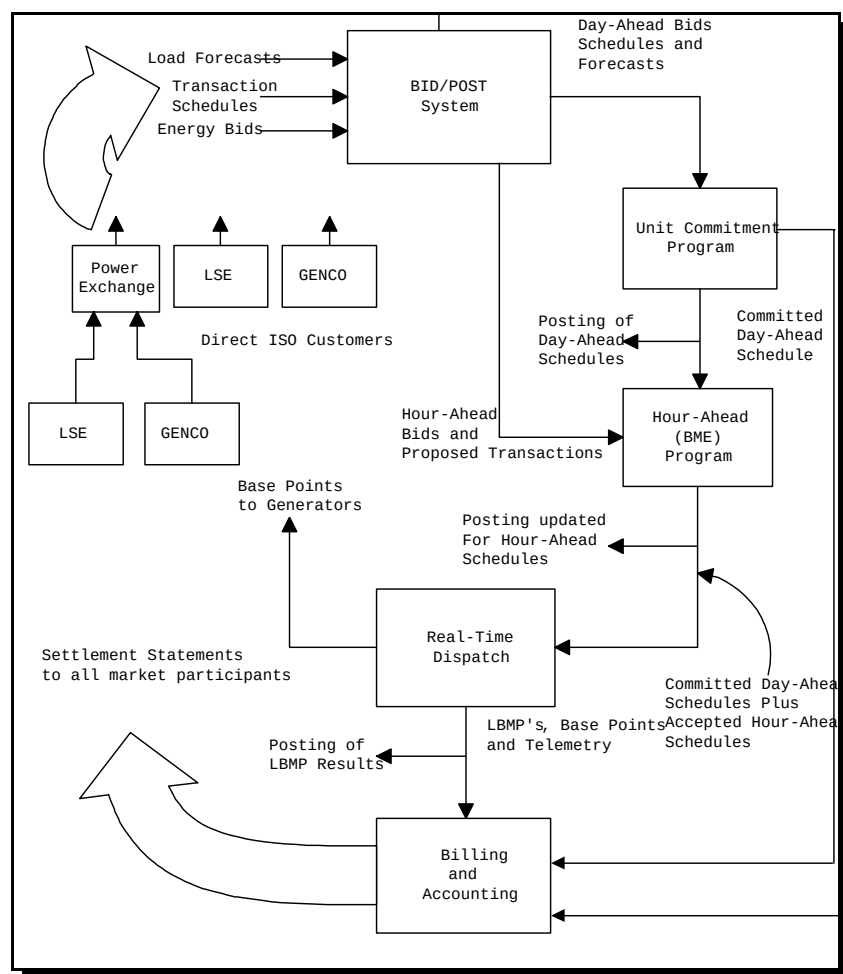


Figura 3

Sistema horario (Hour-Ahead Subsystem)

90 minutos antes de cada hora se realiza un procedimiento de evaluación (Balancing Market Evaluation, BME) para garantizar que la programación preliminar obtenida en el sistema diario cumple todos los requisitos de fiabilidad. El BME puede aceptar nuevos intercambios de energía que pueden sustituir a otros intercambios del sistema diario considerados como no firmes (aquellos que no están dispuestos a pagar cargos por congestión).

Sistema de tiempo real (Dispatch Subsystem)

En tiempo real un programa de despacho con restricciones de seguridad (Security Constrained Dispatch, SCD) realiza el seguimiento de la demanda basándose en las ofertas a subir y a bajar proporcionadas por los generadores.

Sistema de liquidaciones (Settlement Subsystem)

Durante cada hora de operación los resultados del SCD, del AGC y de los sistemas de medida son capturados y almacenados para ser usados en el sistema de liquidaciones.

3 El caso de Nueva Inglaterra

La región de Nueva Inglaterra está formada por los estados de Maine, New Hampshire, Massachusetts, Rhode Island y Connecticut. En 1971 las empresas eléctricas de esta región se asociaron de forma voluntaria para formar el Power Pool de Nueva Inglaterra (NEPOOL). Esta entidad única asumió la responsabilidad de dirigir la operación del equipo generador y de transporte de la región. Se construyó un Centro de Control de última generación para coordinar la explotación del sistema de la forma más eficiente posible. Esto supuso un gran ahorro tanto para las empresas como para los consumidores y al mismo tiempo incrementó la fiabilidad del sistema.

En julio de 1997, después de que la propuesta de creación de un operador del sistema independiente fue aprobada por la FERC, se formó el Operador del Sistema de Nueva Inglaterra (ISO New England Inc, ISO-NE) como una empresa privada sin ánimo de lucro. La organización asumió la responsabilidad de gestionar el sistema eléctrico de Nueva Inglaterra y de administrar la tarifa de acceso libre a la región (ISO-NE, 1999).

Desde mayo de 1999 ISO-NE además opera el mercado mayorista de electricidad organizado en la región. Hasta ese momento, los intercambios mayoristas de electricidad se limitaban a contratos bilaterales entre un comprador y un vendedor a un precio acordado o a un precio basado en costes reconocidos. En el nuevo sistema se crea un mercado *spot* en el que los generadores presentan ofertas de venta de electricidad y los compradores pueden adquirir una cierta cantidad al precio que deseen. En este mercado, cuyo sistema se basa en Internet, se compra y vende siete productos eléctricos (Figura 4) El más importante es el mercado de energía. Además hay seis mercados relacionados con la operación segura y fiable del sistema.

ISO New England Inc.

Markets Hourly Clearing Prices

When a price is revised, please click on it for an explanation about the change.	Subject to Change	Revised
Prices reported here are calculated on computers separate from computers used for purposes of settlement. Hence the prices here may differ from settlement prices due to rounding error. Occasional typographical errors may also appear. In the event of any discrepancies, prices used for settlement and reported in the Settlements reports should take precedence.		
Yesterday <--	Click to return to main Market Information page	--> Tomorrow

Date	Trading Interval	System Demand	Energy	Ten-Minute Spinning Reserve	Ten-Minute Non-Spinning Reserve	Thirty-Minute Operating Reserve	Automatic Generation Control
			\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/MWh	\$/Reg-h
1999-11-07	24	11256	24.90	1.35	0.02	0.00	2.97
1999-11-07	23	12107	19.53	1.27	0.02	0.00	3.01
1999-11-07	22	13319	23.06	0.00	0.02	0.01	3.01
1999-11-07	21	14221	29.49	2.47	0.98	0.58	3.02
1999-11-07	20	14837	31.44	2.77	2.53	1.26	3.02
1999-11-07	19	15277	35.03	3.75	3.70	1.20	5.55
1999-11-07	18	15261	35.95	3.26	0.86	0.42	6.55
1999-11-07	17	13644	21.93	3.33	3.29	0.04	3.02
1999-11-07	16	12506	16.30	2.15	0.10	0.00	3.02
1999-11-07	15	12304	18.18	3.09	0.10	0.00	3.02
1999-11-07	14	12474	16.14	3.10	0.10	0.00	3.02
1999-11-07	13	12676	19.63	3.10	1.34	0.00	3.02
1999-11-07	12	12713	16.41	3.10	3.10	0.00	3.02
1999-11-07	11	12577	19.00	3.10	3.10	0.00	3.02
1999-11-07	10	12341	19.16	2.89	0.98	0.00	3.01
1999-11-07	09	11704	19.08	2.34	0.05	0.00	2.77
1999-11-07	08	10944	9.75	3.20	0.02	0.00	2.42
1999-11-07	07	10078	12.00	5.05	0.10	0.00	2.91
1999-11-07	06	10047	15.27	2.01	0.10	0.00	2.91
1999-11-07	05	10054	14.40	1.87	0.10	0.00	2.91
1999-11-07	04	10006	11.91	1.99	0.10	0.00	2.91
1999-11-07	03	9929	15.80	2.07	0.10	0.00	2.91
1999-11-07	02	10073	14.63	2.12	0.02	0.00	2.91
1999-11-07	01	10366	19.00	2.17	0.02	0.00	2.42

Figura 4

Las ofertas de generación correspondientes a periodos de una hora son seleccionadas el día anterior (NEPOOL Market Rules & Procedures, 1999). Se define un programa diario de operación que incluye la producción horaria de cada generador, la demanda despachada y los intercambios aceptados con sistemas exteriores. Este programa de operación debe verificar los siguientes principios:

1. Garantizar suficientes recursos para cubrir la demanda prevista y los requisitos de reservas de operación, teniendo en cuenta los intercambios con otros sistemas.
2. Minimizar los costes de explotación, de acuerdo con las ofertas recibidas, manteniendo un nivel adecuado de fiabilidad.
3. Aceptar las transacciones bilaterales siempre que, a juicio del operador del sistema, no provoquen una violación de una restricción en el sistema.

La información que el operador del sistema considera al definir el programa diario de operación es la siguiente:

- Previsión de demanda.
- Previsión de los requisitos de reservas de operación.
- Estado de los recursos disponibles.
- Información acerca de las ofertas de energía y de los contratos bilaterales presentada por los participantes.
- Restricciones de operación de los generadores conocidas.
- Restricciones del sistema de transporte conocidas o previstas.

Los resultados que incluye el programa diario de operación son:

- Arranques y paradas de generadores.
- Producción horaria de cada generador incluyendo la aceptación o rechazo de producciones correspondientes a contratos bilaterales.
- Demanda cubierta correspondiente a las cargas interrumpibles.
- Intercambios horarios con otros sistemas.
- Precios horarios (Energy Clearing Prices, ECP).
- Demanda horarias total prevista.

El programa diario de operación se obtiene con la ayuda una herramienta de unit commitment comercial suministrada por ABB Power T&D Company, Inc. La solución obtenida con este modelo se modifica posteriormente siguiendo un procedimiento manual.

Además del programa diario de operación el operador del sistema gestiona un procedimiento de despacho en tiempo real.

4 Referencias

ISO-NE. www.iso-ne.com. 1999.

NEPOOL Market Rules & Procedures. Appendix 2-A. Section 2 – Scheduling and Dispatch Principles. Unit Commitment Process. Revised June 1999. Available at www.ne-iso.com.

NYISO. www.nyiso.com. 1999.

NYISO Day-Ahead Scheduling Manual. Revised September 1999. Available at www.nyiso.com.

Operating Agreement of PJM Interconnection. Revised June 1999. Available at www.pjm.com.

PJM Interconnection. www.pjm.com. 1999.