



Visión General

SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico con representación de la red de transmisión y utilizado en los estudios operativos de corto, mediano y largo plazos. El modelo calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico llevando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las plantas hidroeléctricas (representación individualizada, balance hídrico, límites de turbinado y almacenamiento, volúmenes de seguridad, vertimiento, filtración, etc.);
- Detalles de las plantas térmicas (“commitment”, restricciones de generación debidas a contratos “take or pay”, curvas de eficiencia cóncavas y convexas, restricciones de consumo de gas, térmicas bi-combustible, etc.);
- Representación de los mercados "spot" y de los contratos de suministro;
- Incertidumbre hidrológica: es posible utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características hidrológicas del sistema (estacionalidad, dependencia temporal y espacial, sequías severas etc.) y el efecto de fenómenos climáticos específicos como por ejemplo el de El Niño;
- Detalles del sistema de transmisión: leyes de Kirchhoff, límites de flujo de potencia en cada circuito, pérdidas, restricciones de seguridad, límites de exportación e importación por área eléctrica, etc.;
- Variación de la demanda por escalones y por barra del sistema, con etapas mensuales o semanales (estudios de mediano o largo plazo) o a nivel horario (estudios de corto plazo);
- Restricciones de suministro (“commodity” y transporte) del gas natural.

Además de la política operativa de mínimo costo, el modelo calcula distintos índices económicos tales como el costo marginal de operación (por submercado y por barra), las tarifas de “peaje” y los costos de congestiónamiento de la red, los valores del agua por planta, el costo marginal de restricciones de suministro de combustible y otros.

Usos Actuales del SDDP

El modelo SDDP se viene utilizando en estudios de evaluación de empresas, interconexiones internacionales y análisis de nuevos proyectos hidroeléctricos y térmicos en el sistema interconectado brasileño para clientes de PSR (inversionistas internacionales y nacionales del sector) y en distintos otros proyectos en el exterior. Asimismo, el modelo SDDP se viene utilizando en estudios operativos de más de 40 países en los cinco continentes:

- Américas: todos los países de América del Sur, América Central, República Dominicana, Estados Unidos y Canadá;
- Europa: Austria, España, Noruega, Bélgica, Turquía y en la región de los Balcanes (Albania, Bosnia y Herzegovina, Bulgaria, Macedonia, Montenegro, Serbia, Kosovo, Rumania y Eslovenia);
- Oceanía: Nueva Zelanda y Filipinas;
- Asia: China (provincia de Shanghai, Sichuan, Guangdong and Shandong), Vietnam, Kirguistán and Tayikistán;
- África: Tanzania, Namibia, Egipto, Sudan, Etiopía y Gana;

Metodología

A primera vista los recursos hidroeléctricos, por no tener costos operativos directos, deberían ser los primeros en el orden de accionamiento de los generadores. Sin embargo, observe que el operador tiene la opción de usar estos recursos hoy o de almacenarlos para uso futuro. Por ejemplo, suponga que un recurso hidroeléctrico permite la producción de 1 MWh. Suponga también que el precio “spot” actual es de US\$ 18/MWh pero que a la semana siguiente el precio sea de US\$ 25/MWh. Como el objetivo del operador es maximizar la eficiencia económica del uso de los recursos, él prefiere almacenar el agua hasta la próxima semana. En otras palabras, aunque las usinas hidroeléctricas no tengan un costo operativo directo, ellas poseen un costo de oportunidad que refleja el beneficio económico futuro de su energía.

En el ejemplo sencillo de arriba, en el que el precio futuro es más alto que el actual, la decisión óptima es obvia. Sin embargo, en las situaciones reales hay una incertidumbre con relación a los precios futuros, que podrán ser más altos o más bajos que el actual. Por lo tanto, la decisión de almacenar o no el agua hoy depende de un análisis de las consecuencias de esta decisión para todos los escenarios futuros de precio.

Lamentablemente el número de combinaciones de escenarios de precios crece exponencialmente a lo largo del tiempo. Por ejemplo, suponga que a cada semana hay dos escenarios de precios. Al final de un año el número de combinaciones sería 252, poco más de un cuatrillón, lo que obviamente hace inviable cualquier método de búsqueda exhaustiva. Además de esto, la propia transferencia de energía de una semana para otra modifica los precios “spot”, porque estamos creando escasez en la semana actual y aumentando la oferta en la semana siguiente. En resumen, el despacho operativo de un sistema hidrotérmico es un problema de optimización estocástica de gran porte, cuya solución es bastante compleja.

La metodología de solución tradicionalmente utilizada para resolver este problema de despacho se conoce como programación dinámica estocástica (PDE). La PDE tradicional requiere la discretización de los niveles de almacenamiento del embalse (100%, 95%, 90%, etc.). Cuando hay dos o más embalses, es necesario enumerar todas las combinaciones de niveles de los mismos (100% y 100%; 100% y 95%, ...; 95% y 100%; 95% y 95%, etc.). Como consecuencia, el esfuerzo computacional de la PDE crece de manera exponencial con el número de plantas hidroeléctricas, lo que restringe la aplicación de la metodología tradicional a sistemas con un número reducido de embalses.

La metodología utilizada en el modelo SDDP es la llamada programación dinámica estocástica dual (PDED), que el equipo de PSR desarrolló en la década del 80. Esta metodología permite representar la

función de costo futuro de la PDE tradicional como una función lineal por partes. Por este motivo no es necesario enumerar las combinaciones de niveles de los embalses, lo que permite obtener la solución óptima estocástica para sistemas con un gran número de plantas hidroeléctricas.

Resultados

Todos los resultados detallados del modelo SDDP se colocan en archivos con el formato *.csv. Estos archivos son administrados por una interfaz gráfica (programa GRAF) que produce archivos Excel con los resultados deseados. Los principales resultados son:

- Estadísticas operativas: generación hidroeléctrica y termoeléctrica, costos operativos de las térmicas, intercambio de energía, consumo de combustible, riesgos de déficit, energía no-suministrada, etc.;
- Costos marginales de corto plazo: estos costos se utilizan para representar precios de compra y de oferta de energía en el despacho;
- Costos marginales de capacidad: estos costos miden el beneficio operativo cuando se refuerza la capacidad instalada de una planta térmica, el límite de turbinado de una planta hidroeléctrica o la capacidad de almacenamiento de un embalse, y son utilizados para determinar las adiciones de máxima eficiencia económica para el sistema.