

ESTABLECIMIENTO DE LA RESERVA OPERATIVA COMO SERVICIO COMPLEMENTARIO

JAIRO FABIÁN JAIMES ROJAS

Magister en Potencia Eléctrica

jairojaimes54@acueductodebucaramanga.com

GERARDO LATORRE BAYONA

Doctor Ingeniero Industrial

Escuela de Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones

Universidad Industrial de Santander

Grupo GISEL (Grupo de investigación en sistemas de energía eléctrica)

glatorre@uis.edu.com

RESUMEN

En este trabajo se propone considerar la reserva operativa como un servicio independiente al de generación. Se presenta la conceptualización del servicio, los potenciales usuarios, las características de los costos de suministrar el servicio, las condiciones técnicas que deben tener las unidades generadoras para prestarlo y evaluarlo, así como los mecanismos existentes de verificación. Se consideran diferentes escenarios que califican la reserva del sistema global e interconectado. Para ello se definen de forma detallada los tipos de reserva de potencia activa en función del tiempo de respuesta y de los algoritmos de control. Se propone estimar la reserva necesaria de un sistema de potencia mediante métodos probabilísticos.

PALABRAS CLAVE: Confiabilidad, generación, mercados de energía, reserva operativa rodante y no rodante, servicios complementarios (SC).

ABSTRACT

Interconnected power systems need reliability services (ancillary services) in order to guarantee the viability of the energy market. Into the ancillary services directed to improve the system's quality and reliability, is found the OPERATING RESERVE.

There is not exists a criteria for the evaluation of this service and its subsequent remuneration, therefore arise the need to identify clearly this service and determine the producing potential agents and consumers. For this reason, this work is beginning for implementation of operating reserve in ancillary services.

This document some of the power markets are presented. Those markets are USA, Argentinean, Spanish, Colombian and British markets.

Therefore, several scenarios to qualify the spinning and no spinning reserve of global and interconnected system are studied. The PJM method is incorporated in a computer program, by mean of it, required unit commitment risk and response risk to determine reliability of power system is obtained.

A reserve scheme is proposed which to take into account the response time of units and to classify in primary, secondary, and tertiary reserve.

KEYWORD: Ancillary services, energy markets, index of reliability, operating reserve, spinning and non-spinning reserve.

INTRODUCCIÓN

La industria eléctrica experimenta una transformación estructural y regulatoria consistente en la incorporación de diversos mecanismos de competencia para aumentar la eficiencia económica del sector. Surge así la necesidad de establecer normas de funcionamiento que garanticen de forma simultánea un tratamiento justo de todos los agentes participantes y unos niveles razonables de confiabilidad, seguridad y calidad del servicio.

Dentro de los servicios complementarios encaminados a mejorar la calidad y confiabilidad del sistema se encuentra el de la *reserva operativa*. Dado que no existe un criterio claro para su evaluación y posterior remuneración, surge la necesidad de conceptualizar técnicamente este servicio.

SERVICIO COMPLEMENTARIO DE RESERVA OPERATIVA

Durante la operación es normal que exista un desbalance entre la demanda y la oferta total de generación, debido principalmente a la variación de la demanda, retraso en la puesta en servicio de alguna unidad de generación prevista (por causas externas o internas), retraso en la toma de carga de consigna de las unidades, etc.

Para afrontar estas variaciones, se debe mantener disponible una capacidad de generación adicional, que permita restablecer la operación normal (Ver Figura 1). Esta capacidad de generación recibe el nombre de *reserva operativa* (RO).

Clasificación de la reserva operativa

La RO se clasifica principalmente según: *El estado de sincronización y el intervalo de disponibilidad* [1], [7].

Según el estado de sincronización.

Esta clasificación hace diferencia entre la *reserva rodante* -RR- y la *no-rodante* -RN-. Se considera rodante aquella capacidad adicional de generación sincronizada al sistema, que no se utiliza para satisfacer la demanda y que puede estar disponible en un período de 30 minutos. La reserva no-rodante es la capacidad no sincronizada al sistema, pero que una vez convocada es capaz de cubrir la demanda en corto tiempo (30 minutos). Las cargas interrumpibles y la asistencia a través de sistemas interconectados pueden ser incluidas en ambas categorías y su utilización depende del estado del sistema (Alerta, Emergencia o recuperación). (Figura 1)

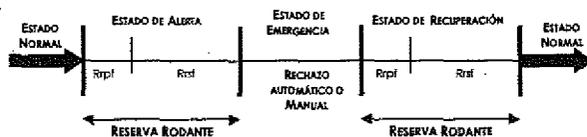


Figura 1. Acción correctiva de la reserva rodante.

Según el intervalo de tiempo de disponibilidad

Esta clasificación divide la RO en: primaria, secundaria y terciaria. La *reserva operativa primaria* (Rrpf) es la reserva de unidades equipadas con regulador y responde a cambios súbitos de frecuencia en un lapso de 0 a 10 segundos. La *secundaria* (Rrsf) es la reserva rodante en unidades bajo control automático de generación -AGC-, que responde ante desbalances generación - demanda y debe estar disponible a los 30 segundos de ocurrido el evento. La *reserva operativa terciaria* es la capacidad encargada de restablecer la reserva secundaria y debe estar totalmente disponible 30 minutos después de que ocurre el evento. A su vez, la reserva terciaria se divide como terciaria rodante y no rodante. La *reserva terciaria rodante* es aquella que empieza a responder después de 30 segundos de ocurrido el evento.

Experiencia Internacional

Se presenta el resumen de alguna de las experiencias¹ de los mercados en donde la RO se considera como servicio complementario (SC). Los distintos sistemas poseen regulaciones que si bien no incorporan en su totalidad los mismos criterios, presentan temas que se tratan de manera similar.

- En general, la RO se define como la capacidad de generación adicional a la capacidad requerida para satisfacer la demanda. La relación entre las reservas manejadas en cada uno de los mercados se presenta en la **Tabla 1**.

¹ Las experiencias estudiadas corresponden a los sistemas de Argentina, Reino Unido, Estados Unidos, España y Colombia.

Tabla 1. Reserva operativa de acuerdo con el tiempo de disponibilidad

	California ISO	NYPP ISO	España	Reino Unido	Argentina	Colombia
REGULACIÓN PRIMARIA	Reserva en Óleo	Reserva Primaria	Reserva Primaria	Reserva de regulación	Reserva regularita	Reserva de regulación Primaria
Tiempo de actuación	Respuesta: 0-10 seg.	Respuesta: 0-10 [s]	Respuesta: 0-15 [s] Sostenible: 15 a 30 [s]	Respuesta: 0-10 [s]	Respuesta: 0-15 [s] Sostenible: 15 a 30 [s]	Respuesta: 0-10 [s] Sostenible: 10 a 30 [s]
REGULACIÓN SECUNDARIA	Reserva de Regulación	Reserva Secundaria	Reserva Secundaria	Reserva Standing	Reserva Secundaria	Reserva de regulación secundaria
Tiempo de actuación	Disponible: 10 [s]-10 min. Sostenible: Hasta 30 min	Disponible: 10 [s]-10 min. Sostenible: Hasta 30 min.	Disponible: 30 [s]-300 [s]	Disponible: 10 [s] Sostenible: Hasta: 30 min	Disponible: 30 [s] Sostenible: Hasta: 30 min.	Disponible: 30 segundos Sostenible: 30 [s]-30 min.
REGULACIÓN TERCARIA	• Reserva Fría (Complementaria) • Reserva de Reemplazo	Reserva de minutos	Reserva de Contingencias	Reserva Contingency + Reserva Standing	Reserva Complementaria	Reserva Terciaria
Tiempo de actuación	Disponible: 10 min. Actúa: 10 min-1 hora	Disponible: 10 min. Actúa: 10 min-30 min.	Disponible: 15 minutos. Hasta 2 horas	Disponible: 10 min. Actúa: 10 min-30 min	Disponible: 30 min.	Disponible: 30 min.

- Para determinar el nivel de reserva, se requiere del cumplimiento de al menos el criterio N-1. En sistemas como el de Reino Unido y EE.UU., se aplica también el criterio N-2, aunque restringido al tipo de falla.
- En la mayoría de los mercados la reserva rodante debe estar totalmente disponible en 10 minutos, mientras que en países como Colombia la reserva de regulación secundaria tiene que estar totalmente disponible en 30 segundos. La razón para que estos tiempos sean diferentes, está en que algunos sistemas de potencia son más grandes y robustos. En consecuencia, la desviación de la frecuencia ante la salida de la unidad de generación más grande del sistema no es tan crítica, por lo que es permisible que el tiempo de recuperación sea del orden de los 10 minutos.
- En países como Colombia, las empresas de generación deben participar en la regulación secundaria con unidades propias o de otras empresas. Como las mismas unidades de reserva actúan ante desviaciones de demanda y también responden ante salidas de generación, no se distingue la utilización de la reserva para efectos de regulación secundaria y terciaria.
- Para implementar la RO como servicio, se debe considerar cuanta capacidad de generación se requiere para prestarlo. En la mayoría de los países estudiados se tienen criterios determinísticos. Por ejemplo, en Colombia sólo se considera la regulación secundaria, la cual corresponde al máximo valor entre la capacidad de la mayor unidad convocada y el 5 % de la demanda.

En California la RR se considera como un porcentaje sobre el pronóstico de demanda distribuida así: reserva igual al 5 % de la demanda ubicada en las plantas hidráulicas y una reserva del 7 % de la demanda ubicada en térmicas.

- La determinación probabilística de dicha capacidad de generación sólo se considera en los casos Californiano y Reino Unido.

EVALUACIÓN DE LA RESERVA OPERATIVA

Una vez definida la RO, es necesario determinar el nivel de reserva necesaria. En un estudio de confiabilidad de generación se supone que hay una capacidad de generación instalada, tal que si una unidad falla sólo es cuestión de tiempo reemplazarla por otra, para satisfacer la demanda. Los elementos básicos usados para evaluar la cantidad adecuada de generación se muestran en la Figura 2.

En este trabajo para la evaluación de la reserva operativa se utilizó el método PJM², que es una técnica probabilística que considera los riesgos de convocatoria y de respuesta del sistema [2].

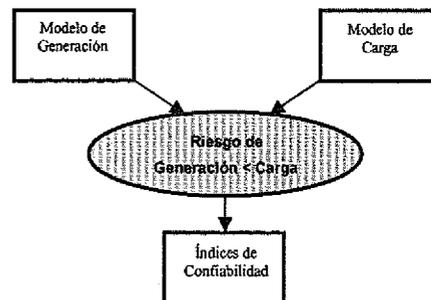


Figura 2. Elementos de evaluación de la confiabilidad en la generación.

El *riesgo de convocatoria* es la probabilidad de convocar una generación menor o igual que la demanda, durante un cierto tiempo, "lead time"; tiempo en cual no se dispone de generación adicional.

El *riesgo de respuesta* es la probabilidad de alcanzar en un tiempo determinado una capacidad de respuesta menor o igual que un valor requerido [2].

² Este método fue utilizado inicialmente para determinar los requerimientos de reserva rodante de la interconexión Pennsylvania - New Jersey - Maryland (USA).

Se estudió la reserva operativa en un sistema de potencia similar al sistema interconectado nacional, cuya topología utilizada se muestra en la **Figura 3**. Para el *escenario inicial* se modeló la carga mediante potencia constante; los datos se resumen en la **Tabla 2**.

Tabla 2. Demanda para el escenario inicial del sistema ejemplo.

Nodo	Área 1 [MW]	Nodo	Área 2 [MW]	Nodo	Área 3 [MW]	Nodo	Área 4 [MW]	Nodo	Área 5 [MW]
Fundación	275,47	Cócciza	98,52	Guervo	198,78	Jaguas	148,11	Betania	290
Sabana	189,22	Comitenero	97,97	Chivor	189,13	La Sierra	147,72		
		Palos	98,25	Noroeste	196,36	Fumio	147,5		
				Tunal	196,62	Ancón Sur	146,67		
DEMANDA	464,69		294,74		790,89		590		290

Adicionalmente, se simularon eventos de aumento y disminución de carga en el sistema. Para el caso de aumento se adicionó un bloque de carga en algunas barras del sistema, mientras que para la disminución se desconectó la carga inicial y se conectó una menor.³ (Ver **Tabla 3**).

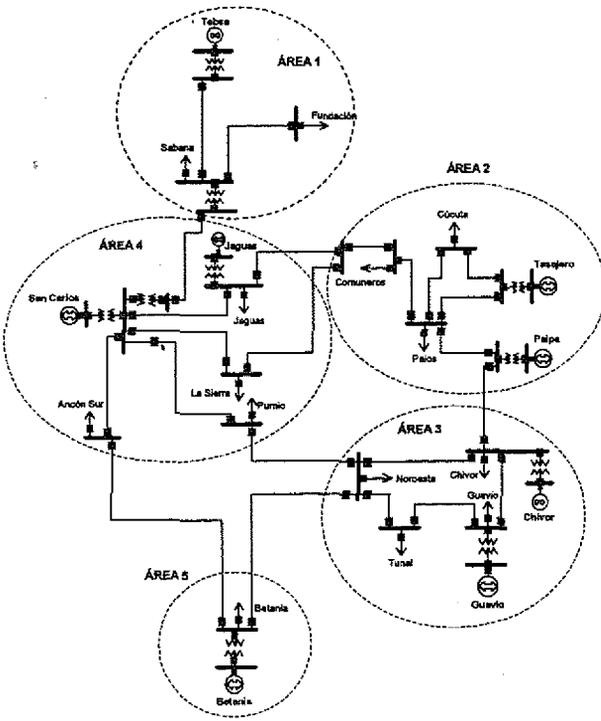


Figura 3. "Sistema Interconectado Nacional". Sistema Ejemplo.

³ Para efectos de comprobación y comparación, los escenarios de aumento y disminución de carga se simularon de tal manera que la convocatoria de cada unidad generadora fuese la misma.

Tabla 3. Datos para el aumento y disminución de carga

Nodo	Carga [MW]	Nodo	Carga Final [MW]	Carga Inicial [MW]	Diferencia [MW]
Palos	29,47	Fundación	229,57	275,47	-45,90
Noroeste	49,09	Palos	69,77	98,25	-29,48
La Sierra	29,60	Noroeste	147,27	196,36	-49,09
Betania	49,24	Betania	286,17	296,00	-9,83
Total	157,40	Total	137,88	147,72	-144,14

Aumento de Carga

Disminución de Carga

Evaluación de la reserva rodante.

Para cada uno de los tres escenarios se realizó la evaluación de la reserva rodante, teniendo en cuenta los siguientes casos:

- Caso 1:* La totalidad de reserva del sistema es rodante.
- Caso 2:* Reserva rodante sólo en unidades hidráulicas.
- Caso 3:* Reserva distribuida en unidades AGC.
- Caso 4:* Reserva distribuida de acuerdo con el tiempo de actuación.

En la **Tabla 4** se observa el índice de riesgo de convocatoria para cada uno de los casos, el cual representa la probabilidad que la demanda sea mayor que la generación convocada durante un período de tiempo de una hora.

Tabla 4. Riesgos de respuesta y convocatoria para los casos 1 y 2.

	Escenario Inicial	Aumento de Demanda	Disminución de Demanda
Demanda [MW]	2430,32	2587,72	2286,18
CASO 1			
Reserva [MW]	614,50	450,30	761,10
Riesgo Convocatoria	8,83 E-05	3,15 E-06	5,97 E-12
Reserva [MW]	402,30	277,20	501,20
Riesgo Respuesta	9,63 E-10	2,55 E-07	3,23 E-12
CASO 2			
Reserva [MW]	416,10	278,90	517,00
Riesgo Convocatoria	5,37 E-04	6,22 E-05	8,21 E-09
Reserva [MW]	323,30	205,10	422,20
Riesgo Respuesta	9,22 E-04	3,14 E-05	7,22 E-06

El riesgo de respuesta, representa la probabilidad que respondan 216 MW (equivalente a la unidad más grande del sistema) o menos, en un tiempo de 1 minuto, considerando que la reserva se encuentra distribuida en varias unidades de la planta. Se concluye que el riesgo de convocatoria varía de acuerdo con la cantidad de reserva que tenga el despacho; así, a mayor reserva menor índice de riesgo [7].

Para el caso 3, se consideró un valor de Rrsf igual a 216 MW, el cual se encuentra distribuido en unidades bajo AGC. Se obtuvo un riesgo de convocatoria para una hora de $4,36 \times 10^{-03}$.

En el caso 4 se autoriza que durante la operación del sistema las unidades rodantes puedan aumentar la generación, para recuperar los niveles de Rrsf que han actuado, lo que indica que existen otras unidades con generación disponible que

pueden actuar como reserva terciaria. Para su evaluación se considera reserva rodante ubicada sólo en unidades hidráulicas (como en el caso 2) clasificada de acuerdo con el tiempo de actuación en reserva secundaria y terciaria. Se calculó el índice de riesgo de convocatoria en el cual se considera que la reserva secundaria puede actuar durante un período de 1 hora y la reserva terciaria puede actuar durante un período de 58 minutos (después de 2 minutos de ser convocada). Evaluado el riesgo en cada uno de los intervalos en los cuales actúa la reserva, el riesgo total del despacho es la suma de los riesgos en cada intervalo. Para el despacho *Escenario Inicial* el resultado fue de $3,9719 \times 10^{-04}$.

Evaluación de la reserva no rodante

Los sistemas cuentan con unidades que una vez convocadas arrancan, toman carga y están disponibles en pocos minutos para atender la demanda o recuperar los niveles de reserva que han actuado. Para calificar la reserva no rodante se consideraron los siguientes casos:

- Pérdida de la unidad más grande.
- Recuperación de los niveles de reserva que han actuado.

Los resultados para estos casos se muestran a continuación.

Tabla 5. Riesgo de convocatoria para la pérdida de la unidad más grande. Reserva no rodante.

Despacho	Reserva [MW]	Riesgo T=1hora
Escenario Inicial	200,1	7,231 E-03
Aumento de Demanda	62,9	8,842 E-02
Disminución de Demanda	310	6,175 E-05

Para los despachos analizados se observa que en algunos casos la reserva con la cual queda operando el sistema es baja y los niveles de riesgo son mayores de 1×10^{-3} , lo cual resulta relativamente alto.

Tabla 6. Riesgo de convocatoria en el caso de recuperación de niveles de reserva.

Despacho	Reserva			Riesgo		
	Rodante (MW)	No rodante (MW)	Total (MW)	T=2 min.	T= 1 h.	Total.
Escenario Inicial	200,1	0	200,1	6,120 E-06	8,210 E-03	8,216 E-03
Aumento de Demanda	62,9	216	278,9	6,325 E-03	9,431 E-07	6,325 E-03
Disminución de Demanda	310	0	310	6,54 E-07	4,356 E-04	4,362 E-04

Para el despacho en el escenario "aumento de demanda", la reserva rodante con la cual queda operando el sistema es

menor a 216 MW. Por tanto, se convoca una unidad de acuerdo con un orden de mérito, con base en el precio de oferta y los resultados obtenidos se observan en la **Tabla 6**.

Una vez evaluadas la reserva rodante y no rodante, queda claro que a mayor reserva los índices de riesgo son bajos. Sin embargo, esto no es óptimo debido a que los usuarios están dispuestos a pagar sólo un porcentaje de esta reserva. Es necesario entonces que el cálculo de la reserva óptima se haga en función del índice de riesgo del sistema, la disponibilidad del parque generador, la tasa de reemplazo de salida, la demanda del sistema y otros datos necesarios. En algunos de los sistemas estudiados se establece el riesgo operativo en 0.001.

En la **Figura 4** se muestra el riesgo operativo obtenido al evaluar la posibilidad de afrontar una falla en el suministro de energía en el corto plazo. Los valores presentados son para los tres escenarios estudiados y considerando una reserva operativa de generación equivalente al 10%⁴ de dicha demanda.

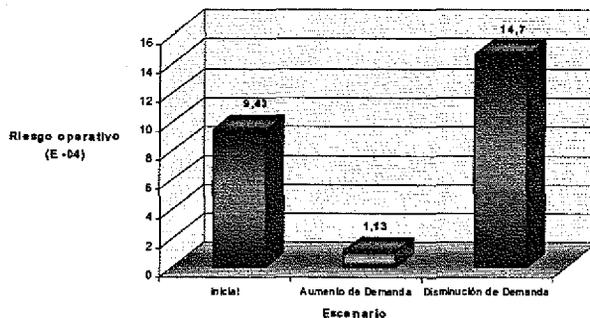


Figura 4. Riesgo operativo del sistema estudiado. ROS del sistema 0,001.

En la **Figura 5** se observa el efecto que tiene sobre los índices de confiabilidad la reserva operativa utilizada. Se aprecia claramente cómo los índices dependen mucho de la reserva cuando ésta es pequeña. Sin embargo, existe un valor a partir del cual (en este caso aproximadamente el 9%) los índices ya dependen muy poco de la reserva empleada y sus valores permanecen casi constantes.

⁴ Se asumió un criterio del 10 % para que la reserva fuera como mínimo superior a los 216 MW que equivalen a la unidad más grande del sistema ejemplo

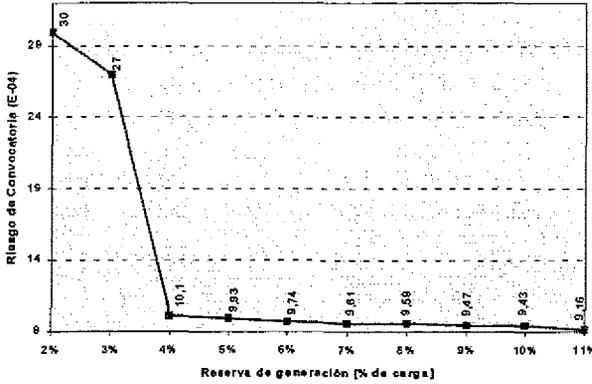


Figura 5. Riesgo de convocatoria ante incrementos de la reserva

Para esta circunstancia, mantener una reserva operativa mayor del 9% de la demanda significaría un gasto innecesario.

MERCADO DE RESERVA DE POTENCIA ACTIVA

Los SC pueden ser comercializados tanto en forma agregada, como ocurre en el Reino Unido (aunque también existe un mercado para los SC), como también en forma desagregada, estableciendo mercados paralelos al mercado primario de energía (Mercado de SC). El tema de investigación en el último tiempo ha sido la determinación de los costos asociados a los SC, como parte fundamental del establecimiento de su esquema de remuneración.

Los costos asociados a los SC alcanzan el orden del 10 % del precio de la energía o del kWh abastecido, desglosándose como se muestra en la Figura 6 [5].

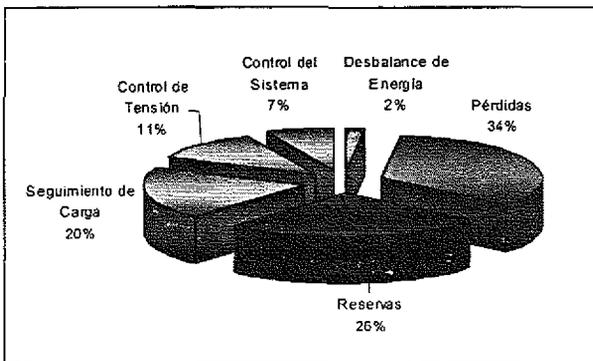


Figura 6. Distribución de los costos asociados a los Servicios Complementarios

Dada su complejidad, la implementación de esquemas eficientes para la remuneración de los SC debe ser considerada como un problema de resolución no trivial.⁵ Sin embargo, y específicamente para la reserva operativa, numerosas son las ventajas que presenta la implementación de un mercado para este servicio: refuerzo y respaldo de la seguridad y de la confiabilidad, introducción de eficiencia y competitividad en la provisión, señales claras para el mercado, entre otras [6].

En el ámbito mundial se empieza a reconocer parte de los costos en los que incurren principalmente los generadores, otorgando mayor transparencia a las regulaciones tarifarias. El objetivo que debe buscar el marco remuneratorio a plantear, es el de promover la prestación eficiente del servicio de reserva en un entorno liberalizado. Para ello, se deben definir detalladamente los distintos tipos de reserva de potencia activa en función del tiempo de respuesta y de los algoritmos de control, tal y como se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7. Tipos de reserva de potencia activa

	Reserva Primaria	Reserva Secundaria	Reserva Terciaria
Señal de Control	Desvío de frecuencia	Integral de los desvíos de la frecuencia programada y de los intercambios programados entre áreas (ACE)	Desvíos sostenidos en frecuencia e intercambios.
Elemento de Control	Regulador de Velocidad	Control Automático de Generación (AGC)	Consignas del operador del sistema.

Demandantes de reservas de generación

Los agentes de un sistema de potencia demandan reservas de generación: consumidores, empresas generadoras, distribuidoras y la red de transmisión. Cada demandante debe recibir las señales económicas adecuadas, por el nivel de consumo del servicio, para evitar subsidios cruzados y poder optimizar los recursos [5].

En sistemas interconectados, la reserva primaria se usa sólo en el caso de disparo de las interconexiones o de un gran generador (debido a las bandas muertas). Por ello, los principales demandantes de esta reserva son los grandes generadores y la red de transmisión. En general, los principales demandantes de reserva para regulación secundaria y terciaria son:

⁵ Un caso ejemplo es California, donde la imperfección de los precios (basada en subasta competitiva) produjo déficit de generación, ya sea por el alto o el bajo precio de los SC involucrados, con el consiguiente impacto en su oferta.

- Demandas que presentan fuertes fluctuaciones y/o gran variabilidad con respecto a sus programas.
- Las unidades de generación hidráulica que cambian abruptamente su generación (hora-hora).
- Generadores que deben recuperar los niveles de reserva.
- Distribuidoras que cometen errores en sus previsiones de demanda.

Costos incurridos en el mercado de reservas

Planteada la competitividad y el reconocimiento de costos ajenos a la entrega de energía, se debe mencionar la forma de traspasarlos hacia el cliente final.

Para la identificación de los costos en que incurre una unidad generadora al prestar el servicio de RO, debe tenerse en cuenta que la energía en su costo marginal no incorpora los costos de saturación de la capacidad, porque normalmente el sistema no está en falla. Sin embargo, puede suceder que parte del costo de la capacidad se recupere con el mercado de la energía, porque en general los costos marginales usados para la energía son mayores que los costos medios, lo que deja un margen de utilidad para la unidad. Como esto sucede sólo con las unidades que son despachadas la mayor parte del tiempo, el problema se reduce a la forma de determinar el corte entre la capacidad cuyo costo se ha recuperado a través del precio de la energía y aquella parte que no lo ha sido [5].

Durante el suministro del servicio de RO, un generador incurre en varios costos adicionales a los del funcionamiento con niveles de carga constante. Éstos incluyen, además de los costos adicionales de inversión y de mantenimiento, conceptos como costos asociados a la pérdida de la eficiencia, convocatoria de las unidades durante períodos de bajo costo marginal para satisfacer el nivel de reserva y el envejecimiento prematuro de elementos de las plantas.

Los entes encargados de las reglamentaciones deben emitir esquemas remuneratorios que reflejen los costos e incluyan una componente de beneficio razonable. Los costos de capital, ocasionados por la adquisición de activos utilizados para el suministro del servicio (que son los mismos requeridos para el suministro del servicio primario); costos de eficiencia, incurridos al variar la operación de la central hacia puntos de menor rendimiento y envejecimiento de los activos debido a la prestación del servicio.

Posible organización del mercado de reserva operativa.

En una posible organización del mercado del servicio de RO, es necesario tener en cuenta diferentes aspectos que se discuten a continuación.

Un consumidor-comprador y responsabilidad del servicio

Dadas las dificultades en el acceso a la información necesaria, las economías de escala y la ventaja de estar en red en la operación de los sistemas, el operador del sistema está en mejor posición para decidir la cantidad requerida y gestionar el servicio en representación de la demanda. El esquema que se considera conveniente es tomar a un administrador central, preferiblemente el operador del sistema, como *único* comprador del servicio en nombre de los usuarios.

Para asegurar la utilización eficiente de los recursos de generación, el administrador debe gestionar el servicio a través de mecanismos donde los agentes compiten por proveer servicios al menor precio. Podría adquirirse a través de contratos de suministro de largo plazo, asignados en concurso periódicos de precios, o procurarse en el corto plazo mediante subastas competitivas similares a un mercado spot de energía. Con relación a las funciones básicas que deberá realizar el administrador se tienen [5]:

- Planificar la operación de corto plazo del sistema, considerando su situación actual y la esperada para el mediano y largo plazo.
- Elaborar los procedimientos necesarios para cumplir las exigencias de confiabilidad y calidad, además de establecer, coordinar y verificar la RO del sistema, para regular instantáneamente la frecuencia dentro de los límites fijados.
- Informar a las entidades encargadas de regular y vigilar, en la forma y plazos que éstas indiquen, las fallas y demás situaciones que afecten o puedan afectar la operación normal de las centrales generadoras.

Precio y Cantidad

El Operador del Sistema (OS) debe establecer a nombre de la demanda el nivel de confiabilidad requerido, es decir, la cantidad de servicio a adquirir. Debe identificar los beneficios que los usuarios obtienen al incrementar los niveles del servicio, evaluar su valor y determinar la disposición de los usuarios a pagar por distintas cantidades del servicio. Como resultado se obtendría una curva de

demanda para el servicio de RO. Esta demanda se confronta con la oferta para proveer el servicio y el balance entre oferta y demanda determina la cantidad a adquirir y el precio a pagar. La determinación de cantidades y precios puede hacerse de manera simultánea para todos los SC o de manera secuencial después de cerrarse el mercado de energía en bolsa.

Reconocimiento de costos

El OS como único comprador, debe trasladar los costos a los usuarios de manera eficiente. En teoría, cada usuario debe pagar de acuerdo con la cantidad o uso del servicio que demanda del sistema. Así, un usuario con un perfil de carga volátil debe pagar más por el servicio de reserva primaria y secundaria, que un usuario con un perfil de carga estable y predecible. Por simplicidad, se sugiere que el administrador asigne los costos de los servicios prorrateados del consumo o de acuerdo con otro mecanismo equitativo.

Asignación del servicio

El esquema propuesto para la asignación del servicio de RO es complementario a un mercado spot de electricidad (el cual operaría de manera paralela y secuencial con el mercado de energía), en donde se suministran ofertas de precio y cantidades horarias para el despacho del día siguiente. Teniendo en cuenta lo anterior, el administrador determina la cantidad a adquirir del servicio para cumplir con estándares operativos de confiabilidad o construye una función de demanda del servicio de acuerdo con su valor económico para el sistema.⁶

Los productores envían sus ofertas de cantidades y precios para el suministro de energía y para el servicio de reserva, para cada una de las 24 horas del próximo día. El administrador recibe las ofertas y construye el orden de mérito para la asignación del servicio. Posteriormente el OS despacha el servicio⁷ de acuerdo con las cantidades determinadas y el administrador liquida el precio del servicio y asigna los costos a los usuarios mediante un mecanismo eficiente y equitativo. La energía que efectivamente se genera cuando se utilizan las reservas se remuneraría al precio spot.

⁶ El administrador central actúa como coordinador del mercado: recibe ofertas de suministro del servicio y las asigna en orden de mérito de costos.

⁷ Los mercados se "despejan" secuencialmente después del mercado de energía de acuerdo con su utilización.

MECANISMOS DE VERIFICACIÓN

Se tendrá que establecer un instrumento para determinar si una unidad generadora mantuvo el nivel de RO y para ello se deberá instalar un medidor que cumpla con todas las características establecidas en la norma respectiva. Teniendo en cuenta lo anterior, el administrador del sistema deberá tener un control de la entrega del servicio; lo cual podría desarrollarse con las siguientes medidas [3]:

Medida de Certificación: Mediría la habilidad de un proveedor para entregar el servicio de reserva, bajo condiciones controladas por el operador del sistema. Realizar esta medida sería relativamente simple, ya que el operador tiene progresivamente y en tiempo real la información sobre el despacho del servicio.

Medida de Cumplimiento: Mediría, en tiempo real, el despacho del proveedor del servicio de reserva operativa.

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES

- El mercado de servicio de reserva operativa a plantear sería paralelo al de energía y tendría tres (3) productos reconocidos: capacidad instalada (disposición de medios físicos para prestar el servicio), capacidad operativa (posibilidad real de prestarlo en determinadas condiciones de operación) y uso del mismo (el cual dependería del tipo de regulación para la cual la reserva es convocada).
- Se podría entonces separar el servicio de reserva operativa de acuerdo con su uso: reserva para regulación y reserva para contingencias. La RO para regulación actúa durante la mayor parte del tiempo para corregir pequeños desequilibrios, mientras que la reserva para contingencias se utiliza esporádicamente, durante condiciones extremas.
- Se contempla la remuneración para pagar por la capacidad y no por el uso. De lo contrario, prestar el servicio de reserva operativa no sería llamativo para ninguna unidad generadora. Por ende, el uso neto de la reserva debe remunerarse con el precio de tiempo real de la electricidad.
- La valoración económica de la RO debería, en rigor, ir asociada a los riesgos de no tener disponible la reserva. En consecuencia, la reserva constituye un bien separado de la energía, por lo que se tiende a conformar dos mercados distintos. El servicio de RO lo pagará finalmente el usuario y por ello es necesario separar el costo de la reserva con respecto al costo de la energía.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradecimiento a la UIS -DIF de Ingenierías Fisicomecánicas- por el apoyo recibido para la realización del proyecto que dio origen a esta publicación.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Alba 1996. Alba Juan J. And Gómez San Román Tomás. The example of Argentina and a proposal for California Pricing of ancillary services: Colloquium in the Institution of Electrical Engineers. An International perspective. London 1996.
- [2] Billinton, Roy and Ronald Allan. Reliability Evaluation of Power Systems. Plenum Press, 1984.
- [3] Eric Hirst and Brendan Kirby. Technical and Market Issues for operating reserves. Noviembre 1998.
- [4] NYISO. New York Independent system Operator. Ancillary Services Manual. Julio 1999.
- [5] Prada, José Fernando. Los servicios complementarios y la confiabilidad del suministro eléctrico- Un enfoque regulatorio y de Mercado. Seminario Internacional sobre análisis y mercados Energéticos. 1998.
- [6] Prada, José Fernando. The value of reliability in Power Systems - Pricing Operating Reserves. Massachusetts Institute of Technology, Junio 1999.
- [7] Rojas, José Gabriel. Villamizar, Luis Alberto. Metodología para la evaluación de reserva operativa en sistemas de potencia. Proyecto de Grado. Universidad Industrial de Santander. 2000.
- [8] Soler, David. Modelo remuneratorio de los servicios complementarios en un Mercado eléctrico. Las reservas de potencia activa. UPCO, 2000.

AUTORES

Jairo Fabián Jaimes Rojas. Ingeniero Electricista, Magíster en Potencia Eléctrica UIS, Bucaramanga, Colombia. Investigador GISEL. Miembro IEEE. Áreas de Trabajo: Servicios Complementarios, mercados de energía eléctrica, análisis avanzado de sistemas de potencia y calidad del servicio (compatibilidad electromagnética). Email: jafajaro@uis.edu.co.

Gerardo Latorre Bayona. Ingeniero Electricista, Doctor Ingeniero Industrial UPCO, Madrid, España. Profesor Titular UIS. Director de la escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones Universidad Industrial de Santander. Áreas de trabajo: Servicios Complementarios, mercados de energía, planeación de la transmisión y calidad del servicio. Email: glatorre@uis.edu.co.