



**ARRANQUE AUTÓNOMO EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO:
PROPUESTA DE REGLAMENTACIÓN**

**ALBERTO RODRIGUEZ HERNANDEZ
CONSULTOR**

Bogotá, diciembre de 2010

INDICE

1. INTRODUCCIÓN
2. LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS
3. ARRANQUE AUTÓNOMO Y RESTABLECIMIENTO
4. SITUACIÓN EN COLOMBIA
5. LAS RECOMENDACIONES DE XM y el C.N.O.
6. PROPUESTA DE REGLAMENTACIÓN
7. CONCLUSIONES y PASOS SIGUIENTES
8. BIBLIOGRAFÍA

ANEXOS

1. DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS
2. ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS
3. ASPECTOS DEL BLACK START EN ALGUNOS SISTEMAS
4. PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

1. INTRODUCCIÓN

El propósito de este documento es revisar la situación del servicio complementario de arranque autónomo, arranque en negro ó black start, en el sistema de potencia, tanto para Colombia como para algunos otros países, como referencia para proponer reformas regulatorias, de encontrarlas necesarias.

En el desarrollo de este objetivo, se revisan aspectos técnicos, aspectos económicos, incluyendo la remuneración, y temas operativos y regulatorios de los servicios complementarios y, en particular, del arranque autónomo.

Este análisis se lleva a cabo en cumplimiento de la agenda regulatoria de la CREG para 2010, la cual en su punto 1.1.8, servicios complementarios, incluye el tema de la problemática de los servicios de arranque autónomo y teledisparos.

2. LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

En [21] se presentan varias definiciones para los servicios complementarios, según varios entes como NERC y FERC.

FERC: Los servicios auxiliares son aquellos necesarios para proveer el servicio básico de transmisión a los consumidores. Estos servicios comprenden acciones que afectan a la transacción (programación y despacho de servicios) y los servicios que son necesarios para mantener la integridad del sistema durante una transacción (seguimiento de carga y soporte de energía reactiva). Existen otros servicios auxiliares que son requeridos para corregir los efectos asociados con el compromiso de la transacción (por ejemplo, servicio de carga desbalanceada)".

NERC: "Los servicios auxiliares son los servicios requeridos que permiten a las áreas de control y entidades de compra-venta operar confiablemente en las interconexiones".

En [20] se da la siguiente: Los ancillary services (servicios complementarios – SC) ó IOS (interconnected operation services) son funciones provistas por generadores, cargas y equipo de transmisión que se requieren para soportar la operación confiable del sistema integrado de generación y transmisión.

El operador del sistema usa los SC para cubrir algunos objetivos esenciales de confiabilidad, entre los que se encuentran:

- ✚ El balance permanente entre generación y demanda
- ✚ El control constante de la frecuencia y el voltaje
- ✚ La seguridad del sistema de transmisión
- ✚ La respuesta a fallas inesperadas y otras contingencias, incluyendo condiciones de emergencia
- ✚ La administración e integración de todo lo anterior.

Usualmente los SC incluyen varios tipos de reservas operativas, la regulación de frecuencia, el control de voltaje y la potencia reactiva y el arranque autónomo.

Heffner et. al. [8] hacen la siguiente clasificación de los SC:

- a) SC requeridos en condiciones normales
 1. Regulación continua
 2. Manejo del desbalance de energía
- b) SC usados durante contingencias
 3. Reserva instantánea
 4. Reserva de reemplazo ó reserva terciaria
- c) Otros SC
 5. Soporte de tensión
 6. Black start

En el Anexo 1 se presentan tres tablas en las que estos autores describen los SC (Tabla 1), muestran la participación que pueden tener las cargas en la provisión de SC, tomando ocho sistemas como referencia: PJM, Texas, Australia, Gran Bretaña y cuatro mercados de la región nórdica (Tabla 2) y señalan los tiempos de respuesta asociados con los servicios complementarios, que van desde pocos segundos a varios minutos (Tabla 3).

Serrano [9] reporta diversas clasificaciones según los países. Por ejemplo, en Inglaterra hay servicios obligatorios, como el control de frecuencia y el control de voltaje, servicios necesarios, como el black start, y servicios comerciales, como la reserva fría. Entre tanto, en España se clasifican los SC en regulación primaria, secundaria, terciaria, black start y control de voltaje. Este último no se remunera.

En Australia, se incluyen como SC la regulación primaria, la regulación secundaria, la desconexión de cargas, la carga y descarga rápida de unidades generadoras, el control de voltaje y el black start. El operador NEMMCO compra servicios complementarios mediante contratos bilaterales.

Gjerde [10] analiza el estado del arte en el Mercado Nórdico y define que los servicios complementarios son aquellos necesarios para el transporte de la electricidad desde el productor hasta el consumidor y que a menudo sólo hay un comprador: el operador del sistema.

Su clasificación de los SC es como sigue:

- a) Servicios de interconexión
 - 1. Servicios de respuesta de frecuencia
 - 2. Esquemas especiales de protección (SPS ó ESPS), para incrementar la capacidad de transferencia sin nuevas líneas
- b) Servicio de balance entre generación y demanda
 - 1. Respuesta de regulación ante el desbalance entre recursos y obligaciones
 - 2. Seguimiento de carga, para responder a una señal de demanda programada
 - 3. Reserva para contingencias o capacidad de respuesta ante eventos inesperados
- c) Servicios locales
 - 1. Servicios de reactivos para controlar y soportar el transporte de potencia activa por los sistemas troncales de transmisión
 - 2. Black start o capacidad de arrancar de manera autónoma sin recurrir a fuentes externas

Este autor relaciona las siguientes formas de administración de los SC:

- 1) Comprarlos bajo principios de mercado (precio marginal o subastas)
- 2) Una combinación de métodos de mercado y una compensación fija. Una variante es un pago fijo más una compensación adicional cuando opera el SC
- 3) Servicios obligatorios sin remuneración, cuando el suministro del servicio se fundamenta en el código de redes

En [26] se afirma que el número de servicios auxiliares individuales identificados por varios sectores de la industria ha variado desde 6 a 40. Estos autores desarrollan una lista con 32 servicios individuales que califican como servicios auxiliares. No están entre ellos los teledisparos ó esquemas especiales de protección del sistema.

Rebours et. al. [11] clasifican los SC en servicios de control de frecuencia y servicios de control de voltaje.

Adicionalmente, definen como servicios del sistema los que provee el operador a todos los usuarios de la red mientras que los servicios complementarios son los suministrados por algunos de los usuarios de la red al operador del sistema.

De esta forma, para dar los servicios del sistema, el operador usualmente compra servicios complementarios a los generadores y a los consumidores.

Los mismos autores hacen un análisis de los aspectos económicos relacionados con los servicios complementarios de control de frecuencia y voltaje [12]. En el Anexo 2, Tablas I a IV y Figuras 1 y 2, se presentan las características económicas y los métodos y estructuras de remuneración de esos servicios para una muestra de 10 importantes sistemas eléctricos.

Puede ser útil, tanto para los operadores como para los reguladores y proveedores, el benchmarking de sus mercados de SC frente a otros en el tiempo, para lo cual se usan dos tipos de indicadores: de volumen y de precio.

El de volumen es el indicador de reserva RI, que se calcula dividiendo la cantidad de reserva en el sistema por la producción horaria de energía. Así, el operador de un sistema con un RI alto adquiere más reservas por unidad de energía producida o consumida que otro con un indicador menor, como se observa en la Figura 1 del Anexo 2 [12]. Los indicadores más altos en la muestra son los de Nueva Zelanda (20%) y los más bajos los de Gran Bretaña, Australia y PJM (del 2 al 3%). Hunt [10] reporta que los valores típicos de reserva operativa están entre el 7 y el 10% de la carga.

El indicador de costo relaciona el costo anual del servicio complementario con el costo anual de toda la energía del sistema. La Figura 2 del Anexo 2 muestra los indicadores de costo para el control de frecuencia primaria y secundaria y para el control de voltaje [12]. Los costos varían entre 0.5 y 5% del costo de la energía, dependiendo de las tecnologías y de las políticas del operador.

Otras referencias sitúan los valores típicos de los SC entre el 1 y el 3% [13] y entre el 2 y el 3% [8] del valor total de las transacciones de energía en el sistema. En [16] se menciona que en los países nórdicos los SC son provistos por hidroeléctricas, lo cual implica que los costos de provisión son prácticamente despreciables. Sin embargo, Hirst y Kirby [17, 18, 19] afirman que los costos de los SC están entre el 5 y 10% del valor de la energía. Pero se refieren a 12 servicios complementarios según la Orden FERC 888, de abril de 1996, e incluyen el costo de las pérdidas y del control (34% y 7% del total, respectivamente). Estos autores comentan que la FERC no incluye el arranque autónomo dentro de los seis SC claves, porque lo considera poco costoso ó muy localizado y no requiere proveedores de transmisión para ofrecerlo como servicio separado.

En Colombia, el Código de Redes incluye como servicios complementarios el control de frecuencia, el control de voltaje y el arranque autónomo. En general, se considera completa

la regulación sobre el control de frecuencia, aunque en la agenda regulatoria 2011 se proyecta como objetivo para el segundo trimestre una resolución de consulta sobre el mercado del AGC [22]. En cambio, está pendiente una resolución definitiva sobre la gestión de reactivos para el control de voltaje (en 2005 se publicó una resolución de consulta y se espera que se expida otra actualizada próximamente). También está pendiente una resolución marco sobre arranque autónomo, sobre lo cual se incluye una propuesta en el presente documento.

3. ARRANQUE AUTÓNOMO Y RESTABLECIMIENTO

Definiciones

La definición para el arranque autónomo se da en varias referencias, como la [1], la [6], la [20] y la [23]. Se le denomina también arranque en negro, partida autónoma ó black start.

En [1] se encuentra que es la capacidad que posee una planta de generación de energía eléctrica para arrancar de manera aislada sus unidades de generación, mediante el uso de fuentes auxiliares propias de suministro de energía de emergencia, capaces de alimentar los servicios auxiliares de las unidades de generación pertenecientes a la planta, de energizar la subestación de conexión al STN o STR asociada a dicha planta, de energizar una o varias líneas de transmisión de su subestación de conexión, operando de manera estable en red aislada y con capacidad de regular el voltaje y la frecuencia durante un proceso de restablecimiento posterior a un colapso total o parcial del SIN.

En [6] se dice que es el procedimiento para recuperar el sistema eléctrico luego de la pérdida total ó parcial de la red de transmisión, que ha causado la pérdida extensiva de las fuentes de suministro.

En [20] se define como arranque autónomo la provisión de equipo de generación que puede arrancarse sin una fuente eléctrica externa, mientras que en [23] los autores dicen que la capacidad de arranque autónomo del sistema es la capacidad de un área de control para recuperarse de una contingencia mayor, de una manera pronta, segura y ordenada.

En general, todas las centrales generadoras necesitan una alimentación para arrancar: (i) bajo condiciones normales, del sistema de transmisión ó distribución; (ii) en condiciones de emergencia las centrales con black start reciben suministro de pequeñas plantas generadoras auxiliares localizadas en el sitio.

XM [3] da definiciones similares a las del C.N.O. [1].

Plantas para arranque autónomo

Según la NGC de Inglaterra [24], el arranque autónomo proviene de pequeñas plantas de gas ó diesel (entre 3 y 15 MW), que a su vez se arrancan con una batería. Las plantas auxiliares son diesel de velocidad media y pequeñas turbinas de gas de ciclo abierto.

Hirst y Kirby se refieren tres tipos de unidades usadas comúnmente para el black start [25].

Las hidroeléctricas se arrancan rápido, a menudo remotamente y tienen control rápido y estable. NERC recomienda que todas las hidros tengan capacidad de black start. Con frecuencia hay una turbina pequeña (1MW) para alimentar cargas auxiliares y arrancar la turbina principal.

Las turbinas de combustión y las diesel generalmente están equipadas con arranque autónomo. Pueden arrancar rápido, con frecuencia tienen control remoto y pueden ser controladas con precisión.

Algunas térmicas, aunque no tengan black start, pueden estar equipadas para el rechazo de carga, aislando el generador a sus servicios auxiliares (y alguna carga local), reduciendo la producción hasta ser llamadas a conectarse a la red, aumentar producción y arrancar otras unidades.

Los mismos autores, en [19], elaboran un ranking en cuanto a la bondad de los diferentes tipos de plantas respecto a su capacidad de arranque autónomo:

- Pumped storage hydro: Terrific
- Hydro: excellent
- CTs: good
- Coal: OK
- Nuclear: terrible

De hecho, reconociendo que las plantas de bombeo son las más adecuadas para el arranque autónomo, en el Reino Unido se han revisado los modelos y controles en la central de Dinorwig (300 MW, en el País de Gales, en operación aproximadamente desde 1980), para optimizar su aprovechamiento en esta materia.

CAMMESA [33], por su parte, considera que, debido a la rapidez para entrar en servicio y tomar carga, los generadores hidroeléctricos y los accionados por turbinas de gas son los más adecuados para recomponer el sistema y conectar la mayor cantidad de carga en el menor tiempo después de un apagón.

Tamaño de los equipos auxiliares

Se han hecho menciones en el aparte anterior al tamaño de los equipos auxiliares para el arranque autónomo.

Adicionalmente, Hunt [27] da algunas cifras indicativas con unidades diesel:

La potencia auxiliar para una planta típica de ciclo combinado de 12 MW es de 649 kW (5.4%).

Una turbina de gas de ciclo abierto de 10 MW requiere un motor de arranque de 120 kW (1.2%) y toma 2.5 minutos para acelerar hasta la velocidad de operación.

En información de la UPME [27] se encuentra, para dos plantas de ciclo combinado de 225 MW en su portafolio de proyectos, que las plantas auxiliares tendrían una potencia de 6 MW (2.6%).

La siguiente tabla resume una recopilación sobre los valores de referencia para determinar el tamaño de generadores diesel en el arranque autónomo de diferentes tipos de plantas [28]:

TIPO DE PLANTA	POTENCIA DE SERVICIOS AUXILIARES (% de la capacidad instalada)
Hidráulica superficial	0.2
Hidráulica en caverna	0.32
Stig combustible líquido	1.25
Stig gas natural	1.13
Turbina a gas Ciclo Simple gas natural	0.26
Turbina a gas Ciclo Simple combustible liq.	1.13
Vapor con gas natural	4.6
Vapor con carbón pulverizado	7.20
Vapor combustible líquido	5.10
Ciclo combinado gas natural	2.48
Ciclo combinado combustible líquido	2.23

Requisitos técnicos

En las referencias [1], [3], y [5] se plantean básicamente los mismos requisitos técnicos que debe cumplir una planta de generación para que sea clasificada con capacidad de prestar el servicio de arranque autónomo. En particular, en [5] se señalan las siguientes condiciones:

- Habilidad para arrancar una o varias unidades de la central, sin el uso de fuentes externas de suministro de energía.
- Capacidad de energizar parte de la red de transmisión, nacional o local, absorbiendo la potencia reactiva necesaria (corriente de carga de las líneas de transmisión), dentro de la hora siguiente de presentado el evento que permita conectar a otra central o carga previamente definida por el operador de red nacional, regional o local
- Capacidad de operar en red aislada, manejando bloques de demanda en rangos establecidos por el operador de la red (de 10 MW a 50 MW, por ejemplo), controlar la frecuencia y el voltaje dentro límites aceptables (± 2 Hz en frecuencia y $\pm 10\%$ del voltaje o según los parámetros establecidos por el operador de la red).
- Capacidad de arrancar al menos tres (3) veces consecutivas, dentro de las dos (2) horas siguientes al evento para el manejo de las reincidencias de la condición de apagón.
- Poseer reservas de combustible alterno o de respaldo, cuando la planta lo use, para más de cuatro (4) horas y así operar con autonomía plena.
- Disponibilidad del sistema de suministro de energía de emergencia superior a la disponibilidad histórica de la planta en los tres (3) últimos años.
- Tener sistemas de telecomunicaciones principales y de respaldo, con pruebas periódicas a cargo al operador de la red.

Otras referencias plantean requisitos similares, con criterios más ó menos fuertes. Por ejemplo, la National Grid Company [24] incluye en las características de las plantas black start la de suplir al menos tres situaciones de arranque autónomo en un plazo de dos horas y la de disponer de combustible para un período de tres a siete días. PJM [29], por su parte, Exige que en una planta con varias unidades de black start, no mas de una de estas unidades puede estar en un mantenimiento programado, p. 7. Igualmente establece que se puede sustituir una unidad de black start por otra si esta una prueba de arranque autónomo en los últimos 13 meses.

Commonwealth Edison –ComEd- tiene, entre otros los siguientes requisitos [30]:

- Debe haber una reserva de combustible garantizada para operar todos los generadores de black start a carga máxima por un mínimo de 48 horas.
- Cada generador black start debe ser capaz de absorber potencia reactiva de la red mientras opera en el área subexcitada de su curva de cargabilidad.

- Los generadores con black start deben estar disponibles 24 horas/día, 7 días/semana; la programación de mantenimientos de generadores black start, u otras salidas que afecten su disponibilidad, deben ser aprobadas por el operador.

Pruebas

Las unidades de black start deben ser probadas periódicamente, bajo condiciones reales [31].

Los proveedores y operadores del arranque autónomo deben programar pruebas anuales para confirmar la capacidad de esos recursos de cumplir los estándares de operación y control [29].

Kirby y Hirst recomiendan que al menos dos veces por año se deben probar los generadores con arranque autónomo, junto con los requisitos de medición y comunicaciones [32].

Si alguna unidad falla la prueba de black start, tendrá un período de 10 días para hacerla de nuevo [29].

Restablecimiento

El restablecimiento ó restauración, por su parte, es el procedimiento mediante el cual se recupera el servicio de energía eléctrica después de un apagón total o parcial de un sistema eléctrico [1].

ISA [7] presenta la estrategia de restablecimiento, que incluye:

- Valoración del sistema de potencia.
- Seccionamiento del sistema en subsistemas asegurándose que cada subsistema tenga por lo menos una planta con capacidad de "Black Start".
- Arranque de unidades de generación en cada subsistema.
- Recuperación de carga en cada subsistema.
- Sincronización de los subsistemas.

Agrega que el restablecimiento de un sistema de potencia involucra gran cantidad y diversidad de tareas, que dependen de las circunstancias en las que se produjo el evento.

Dado que un colapso no se presenta siempre de la misma manera se debe tener especial cuidado en aspectos tales como: valorar el estado en que quedó el sistema, preparar y coordinar las plantas con las que se iniciará el restablecimiento, preparar la red, determinar que bloques de carga se deben energizar primero (cargas críticas), energizar subsistemas (islas) y por último interconectar los subsistemas ya restablecidos.

Islas

Para el restablecimiento, CAMMESA [33] recomienda en su procedimiento identificar islas eléctricas factibles de permanecer equilibradas en potencia activa y reactiva ante contingencias graves. Igualmente, poner en operación el equipamiento necesario para la formación de las islas eléctricas y la aplicación del arranque en negro.

En [34] se describe una función AGC para la isla, de manera que esta pueda funcionar en “piloto automático” mientras el operador se ocupa de restaurar el resto del sistema.

Lindenmayer [15] menciona que los generadores con black start son plantas diesel, hidro y gas. Enfatiza la necesidad de planeamiento en la recuperación del sistema. La estrategia básica es dividir el sistema en subsistemas, cada uno con capacidad de black start.

Guías

Varios autores proponen guías para el restablecimiento. Adibi et. al. [35] desarrollan guías simples para evaluar la respuesta de frecuencia de las turbinas a los aumentos bruscos de carga y determinar la reserva para cubrir la pérdida del generador más grande.

NERC [31] da guías en caso de un colapso total o parcial del sistema interconectado de Norteamérica.

En [36] el operador del sistema de California para la restauración de su área de control.

En [37] NERC presenta los diagramas de flujo de proceso correspondientes a las normas para el restablecimiento.

PJM incluye en [29] los estándares y registros de las pruebas y el entrenamiento (guías).

También respecto al entrenamiento, Cooper y Adibi describen las técnicas correspondientes para la restauración [38].

Estrategias

También son múltiples las propuestas de estrategias para optimizar la restauración.

En [39] se describe una herramienta on-line para reducir el tiempo de restauración, manteniendo la integridad del sistema. Incluye la generación, la transmisión y la distribución y en su aplicación se basa en los principios de las redes inteligentes.

En [40] los autores presentan el programa MIQCP (mixed integer quadratically constrained program) para guiar a los operadores de sistemas eléctricos en el arranque de generadores después de un apagón.

Katabi y Feuillet [41] exponen un algoritmo que constituye una estrategia efectiva de restauración, optimizando la secuencia de arranque de los generadores, para aumentar la potencia producida y satisfacer las restricciones.

C.Y. Teo y Wei Shen elaboraron un sistema de computador asistido para el control de la restauración [42]. Es una aproximación para generar un plan de restablecimiento que permita ir desde un apagón total hasta la restauración completa.

En [43] se hace referencia al servicio SRPS: black start – related system restoration and planning service. El SRPS es un sistema diseñado para asegurar que el área de control NEPOOL tenga generadores black start con capacidad suficiente y distribución geográfica tales que puedan reenergizar el sistema de transmisión luego de un apagón generalizado.

En [44] está descrito un algoritmo dual – simplex para orientar la recuperación.

Finalmente, en [45] se recomienda usar PDC (phasor data concentrators) y un sistema de sincrofasores para mejorar la operación del estimador de estado y validar el proceso de recuperación a través de los generadores con arranque autónomo.

Aspectos técnicos y económicos

Serrano [9] expone las Tablas 1 y 2, mostradas en el Anexo 3, que contienen los aspectos técnicos y económicos del arranque autónomo en varios sistemas (Inglaterra, España, California, Australia y países nórdicos).

En los aspectos técnicos, se encuentra que el tiempo de respuesta está entre 10 minutos (California) y 2 horas (Inglaterra y Australia).

El servicio lo proveen los generadores con capacidad de black start, en Inglaterra preferiblemente los ciclos combinados de más de 200 MW.

En los países nórdicos (sistema principalmente hidráulico) todos los generadores deben tener black start y en Inglaterra (sistema principalmente térmico) el 95% de la capacidad instalada debe tenerlo.

En cuanto a los aspectos económicos, el black start no se remunera en los países nórdicos (sistema hidráulico) ni en España (sistema térmico).

En Australia y en Inglaterra se remunera su disponibilidad.

Serrano [9] también incluye una fórmula para la remuneración, así:

El pago a los proveedores del servicio se hace posterior al período de liquidación teniendo en cuenta una componente por capacidad de "Black Start", correspondiente al período de liquidación y otra por la energía suministrada en dicho período.

$$RSBS_{ijt} (\$) = CBS_{ijt} * OCBS_{ijt} + ES_{ijt} * OES_{ijt} - P_{ijt}$$

Donde:

RSBSP _{jt} (\$)	Remuneración por el servicio de "Black Start" al generador seleccionado i, del área de control j, en el período t.
CBS _{jt} (M/W)	Capacidad con Autoarranque despachada del generador seleccionado i, del área de control j, en el período t.
OCBS _{ijt} (\$/MW)	Oferta de Capacidad de "Black Start" del generador seleccionado i, en el área de control j, en el período t.
ES _{ijt} (MWh)	Energía Suministrada por el generador seleccionado i, del área de control j, en el período t.
OES _{ijt} (\$/MWh)	Oferta de la Energía Suministrada por el generador seleccionado i, del área de control j, en el período t.
P _{ijt} (\$)	Penalización al generador seleccionado i, del área de control j, en el período t

Carvajal [14] indica los tipos de generación auxiliar de emergencia y hace un recorrido por el servicio de black start en varios países y las formas de remuneración.

Incluye referencias a países no mencionados en las citas anteriores, por ejemplo, para el caso de Guatemala, donde el black start se remunera según ofertas referidas a una anualidad de la inversión, y Argentina, donde se usa la siguiente fórmula para remunerar el black start:

$$Monto(\$) = O \& M * (0.1NE^{1.5} - 0.5NF^{1.5}),$$

O&M: Costo anual reconocido de las plantas de black start o de las islas

NF: Número de formaciones fallidas de islas o arranques de black start

NE: Número de formaciones exitosas de islas o arranques de black start

Opciones alternativas: GD y microredes

En los sistemas de potencia más desarrollados están cobrando auge las redes inteligentes y la generación distribuida, que contribuyen también a la aplicación de los servicios complementarios en general y del arranque autónomo en particular.

En [46] se concluye que la generación distribuida puede ser muy útil en el restablecimiento si se permite la formación de islas y se implementan funciones de arranque autónomo de abajo hacia arriba (del nivel I hacia el IV y el STN).

Concluyen también estos autores que con las microredes se reducen los tiempos de interrupción y el proceso de restauración es más simple, debido al reducido número de variables controlables (cargas, interruptores y microfuentes).

Opciones alternativas: HVDC

En [47] se prueba por primera vez que el VSC HVDC es una fuente de black start para arrancar por ejemplo grandes unidades térmicas. Tiene un excelente desempeño en el control de frecuencia y voltaje. Además, presenta ventajas sobre el sistema convencional: reducido tiempo de restauración, procedimiento más seguro, menor inversión y menor costo de mantenimiento.

Afirman los autores que se trata de una facilidad stand-by ideal para el arranque autónomo y la restauración de una red de corriente alterna.

Dicen los que el black start convencional es muy costoso pues puede requerir hasta el 10% de la capacidad de la planta, para las bombas de alimentación de agua de la caldera, los ventiladores de la caldera y la preparación del combustible.

Un VSC puede convertir el voltaje del lado DC del condensador de almacenamiento en un voltaje AC mediante el “switcheo” on y off de los puentes convertidores, de acuerdo con un patrón de “switcheo” predeterminado. Usando modulación pulse-width, el VSC crea un voltaje en el lado AC que contiene un componente fundamental igual al voltaje de referencia, en magnitud, fase y frecuencia.

Se pueden energizar generadores, transformadores, líneas, bancos de reactores y cargas, que pueden estar situados a gran distancia. En la prueba descrita en el artículo, el generador estaba a 200 km del convertidor.

Redundancia

Existen discrepancias sobre la proporción de generadores en un sistema que debiera tener arranque autónomo. Por ejemplo, la National Grid Company [24] afirma que no es eficiente que todas las plantas tengan black start. En 1998, fecha de la referencia, solo un tercio de los generadores de más de 300 MW en Inglaterra tenía capacidad de arranque autónomo.

Otros sistemas, como el nórdico, exigen que todas las plantas del sistema, o la mayoría de ellas, tengan black start. Una de las justificaciones es que se busca redundancia.

PJM [29] expresa que es deseable la redundancia de unidades críticas de black start debido a la posibilidad de falla de algunas unidades para arrancar ó de fallas en las facilidades de transmisión que impidan atender las cargas designadas.

ComEd [30] manifiesta que es deseable tener redundancia en el arranque autónomo, por las mismas razones.

4. SITUACIÓN EN COLOMBIA

Como se mencionó, en Colombia el Código de Redes clasifica como servicios complementarios los de control de frecuencia, los de control de voltaje y el arranque autónomo.

Con los apagones, en particular el del 26 de abril de 2007, se han incrementado las preocupaciones por la seguridad y la confiabilidad del sistema interconectado.

A continuación se examina el marco regulatorio del arranque autónomo en Colombia y se registran algunas propuestas para reformarlo.

Aspectos regulatorios

Según [1], desde el punto de vista regulatorio, los servicios de arranque autónomo y de restablecimiento no se encuentran regulados de una manera integral.

Por lo tanto, se aduce que no existe metodología que reconozca los costos asociados con los sistemas de arranque autónomo que poseen las plantas de generación.

En la actualidad se tiene lo siguiente:

- **Resolución 025 de 1995:** En su numeral 1.3 se define el alcance del término restablecimiento, como "... el procedimiento empleado para llevar al sistema de potencia de un estado de emergencia al estado normal de operación."

- **Resolución 025 de 1995:** En su numeral 5.4 determina las acciones de restablecimiento en caso de eventos.
- **Resolución 025 de 1995:** En su numeral 7.4.4 establece el procedimiento para pruebas de restablecimiento.
- **Resolución CREG-080/99:** En el artículo 3 se definen las funciones del Centro Nacional de Despacho en relación con las tareas de planeamiento, supervisión, coordinación y control operativo. En el parágrafo del mismo se establece que “El CND podrá encargar transitoriamente a los agentes que pertenecen a los Niveles 2 y 3B (Artículo 2o. de la presente Resolución), para que ejerzan total o parcialmente las funciones definidas en los Numerales 2., 3. y 4. del presente Artículo, cuando se presenten eventos que impliquen el aislamiento de una o más Áreas del SIN” (Nivel 2 transportadores – Nivel 3B Operadores de Red).

En el artículo 6 y 7 “.....Parágrafo. Es obligatorio por parte de los agentes aceptar los encargos que transitoriamente les asigne el CND, para ejercer total o parcialmente las funciones definidas en los Numerales 2., 3. y 4. del Artículo 3o. de la presente Resolución, cuando se presenten eventos que impliquen el aislamiento de una o más áreas del SIN....”

Plantas con arranque autónomo

Sobre las facilidades de arranque autónomo, en [1] y [3] se hace un listado de las plantas que las tienen, para un total de 29, cuya capacidad equivale a un 68% del total instalado en el sistema. Luego del apagón de 2007, XM reportó que el restablecimiento había sido exitoso y en tiempo relativamente rápido en comparación con otros eventos similares.

En [3] XM relaciona las plantas, hidráulicas y térmicas, que contribuyeron al restablecimiento del sistema luego del apagón total del 26 de abril de 2007.

XM tiene 25 guías de restablecimiento y hace reuniones periódicas con los agentes. Dispone además de un simulador del sistema. Para el proceso de restablecimiento divide el sistema en seis áreas. Algunas no cuentan con plantas que tengan arranque autónomo.

Luego de dicho apagón total del sistema, se hace necesario acrecentar los esfuerzos para tener mejores dispositivos, metodologías, herramientas de análisis y piezas regulatorias que permitan evitar colapsos ó al menos mitigar sus efectos si llegan a presentarse.

En este último aspecto, XM [2, 3, 4] y el C.N.O. [1] presentan propuestas de ajuste a la reglamentación vigente, las que se mencionan a continuación.

5. LAS RECOMENDACIONES DE XM y el C.N.O.

En cuanto al arranque autónomo proponen el C.N.O. [1] y XM [3] establecer responsabilidades de los agentes y del CND y considerar un esquema de incentivos para asegurar que los equipos necesarios permanezcan operativos.

Las propuestas del C.N.O. y de XM son coincidentes y tienen como objetivo definir responsabilidades del CND y de los agentes, establecer criterios técnicos y considerar incentivos. Se detallan así:

Las responsabilidades de los agentes irían desde registrar sus plantas y efectuar pruebas hasta responder en caso de un evento de colapso cumpliendo los parámetros declarados.

El CND, por su parte, debe registrar el inventario, verificar la disponibilidad del equipo de arranque autónomo y ejecutar la secuencia de pasos acordada para el restablecimiento.

Los criterios técnicos mínimos que deben cumplir las unidades inscritas comprenden la capacidad para iniciar la generación principal y de energizar las líneas asociadas, suministrando o absorbiendo reactivos de acuerdo con la curva de capacidad declarada.

Las unidades de arranque autónomo deben cumplir las pruebas de disponibilidad, que debe ser superior al 95% anual, garantizar el suministro de combustible para el restablecimiento, tener capacidad de realizar varios arranques autónomos y poseer sistemas suficientes de telecomunicaciones.

Se sugiere finalmente, por parte de XM y del C.N.O. considerar un esquema de incentivos.

Los planteamientos descritos responden a la solicitud de análisis hecha por la CREG al C.N.O. en 2006. Aparentemente, la mayoría de las plantas del sistema cuenta con facilidades de arranque autónomo. Con esta base es procedente exigir que toda planta en el sistema (salvo las más antiguas de carbón) cuente con arranque autónomo. Es viable también acoger los criterios técnicos propuestos y establecer adicionalmente que dentro de sus análisis el CND tenga en el planeamiento operativo simulaciones de planes de restablecimiento ante situaciones de colapso total ó parcial del sistema (revisión de las guías de restablecimiento).

En cuanto a la remuneración, los costos de los equipos de arranque autónomo están comprendidos en el costo general del parque generador. Se deben reconocer también los costos de la operación durante el restablecimiento, para lo cual se aplicará la Resolución CREG 141 de 2009, relativa al precio de arranque – parada de los activos de generación.

Por otra parte, debe haber penalizaciones en caso de que el arranque autónomo no opere según los parámetros declarados ó de que no se efectúen las pruebas ó no se superen exitosamente.

6. PROPUESTA DE REGLAMENTACIÓN

De lo expuesto, se observa que hay numerosas referencias en la normatividad colombiana al servicio complementario de arranque autónomo, pero hace falta un reglamento que las complejice y establezca obligaciones, responsabilidades, remuneraciones e incentivos para los agentes encargados de proveerlo y para los operadores encargados de administrarlo.

En consecuencia, hacia el objetivo de llenar ese vacío, se propone el texto de una resolución de consulta, el cual se adjunta en el Anexo 3.

Al respecto, se hacen los siguientes comentarios sobre algunos planteamientos específicos.

¿Qué generación debe tener arranque autónomo? Se propone que sean todas las plantas con capacidad de 5 MW ó más.

La propuesta se asocia con la frontera para el tamaño de las plantas menores, hoy en 20 MW. Este valor es muy alto y plantas de más de 20 MW se declaran menores. En otros sistemas se manejan topes inferiores para las plantas incluidas en el despacho central. Por ejemplo, 2 MW en Uruguay y 1 MW en Ecuador.

Con la irrupción de la generación distribuida, debiera redefinirse el tamaño máximo de las plantas exceptuadas del despacho central y se propone 5 MW, valor extensible al mínimo para arranque autónomo. A futuro este valor se podría reducir, pues con las redes inteligentes se maneja el concepto de microislas, que pueden funcionar autónomamente en caso de colapso del sistema y pueden actuar como sistema de arranque de plantas mayores.

Como se mencionó, hay países que exigen que todo el parque generador, o gran proporción del mismo, tenga arranque autónomo. Cabe entonces la pregunta de si es así independientemente de la fuente de generación. En particular, de si para las carboeléctricas debiera exigirse arranque autónomo. En [9] se refiere que en Inglaterra gran parte del parque debe tener arranque autónomo y están comprendidas plantas de carbón, que tienen gran capacidad y funcionan en la base del sistema. Una alternativa es exigir el arranque autónomo sólo para plantas de carbón nuevas y no para las existentes que no lo tengan. Las demás si deben tener esa facilidad incluyendo algunas muy importantes en la Costa Atlántica, que hoy no cuentan con black start.

Esa instalación y su disponibilidad no tendrían remuneración, pues estarían incluidas en los costos generales de la planta, que son la referencia para las ofertas de la energía firme de cada planta.

En cambio sí se remuneraría la operación del arranque autónomo, con base en la aplicación de la resolución CREG 141 de 2009, ya mencionada.

Los servicios de arranque autónomo de cada generador serían probados cada año para verificar si cumplen con los parámetros declarados. El CND se encargaría de la realización de las pruebas y de su programación mensual. Al efecto, podrá contratar auditorías.

Un aspecto polémico es la penalización a los generadores en caso de que su arranque autónomo no esté disponible en caso necesario. Es práctica común que el incumplido pague los daño que cause pero aquí se trataría de una demora en la recuperación del sistema ante

un apagón, con unos costos muy altos no asociables al arranque autónomo. Si hubiere otros generadores que pudieren reemplazar con su arranque autónomo el del incumplido, se le asignarían a este los costos correspondientes.

Alternativamente, se puede considerar que el incumplido pague un valor equivalente a la operación durante todo el período hasta el restablecimiento total del sistema, al mayor precio de arranque-parada declarado en su área.

7. CONCLUSIONES y PASOS SIGUIENTES

Puesto que la normatividad sobre arranque autónomo está dispersa, conviene fijar las responsabilidades de los agentes sobre el particular, para lo cual se propone emitir una resolución de consulta (anexa), que reciba comentarios de la industria y concepto del C.N.O., con miras a contar con un reglamento definitivo en el corto plazo.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] C.N.O. Documento de trabajo sobre el servicio de arranque autónomo y restablecimiento en el SIN colombiano. Subcomité de Estudios Eléctricos. Medellín, octubre 18 de 2005.
- [2] XM. Análisis y propuestas sobre esquemas suplementarios de protección y control del sistema de potencia (ESPS). Gerencia CND, mayo 2008.
- [3] XM. Análisis y propuestas sobre arranque en negro. Gerencia CND, mayo 2008.
- [4] XM. Reserva operativa en el SIN. Propuesta de modificación regulatoria. Gerencia CND, marzo 20 de 2009.
- [5] Rodríguez Serna, Iván Darío. Arranque autónomo (arranque en negro o black start). Propuesta técnica, económica y regulatoria. CIER: III Reunión Internacional de Generación y Transmisión, Medellín, 11-14 septiembre de 2005, 8 p.
- [6] Black Start Commercial Workshop, November 2007.
<https://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/E0086D13-B8A3-411D-85BC-50D925AB0177/33415/06%20Black%20Start%20Workshop02.pdf>

- [7] Isa.com 632, junio 01 de 2005.
- [8] Grayson Heffner¹, Charles Goldman¹, Brendan Kirby² and Michael Kintner-Meyer³. Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience. 1. Lawrence Berkeley National Laboratory 2. Oak Ridge National Laboratory 3. Pacific Northwest National Laboratory. Environmental Energy Technologies Division. May 2007.
- [9] Serrano, J. Servicios complementarios: propuesta de remuneración para las plantas que prestan ese servicio y guía operativa de restablecimiento de un área del SIN. UIS. Bucaramanga, 2002.
- [10] Ole Gjerde. State of the art in the Nordic Market. IEEE 2007.
- [11] Yann G. Rebours, *Student Member, IEEE*, Daniel S. Kirschen, *Fellow, IEEE*, Marc Trotignon, and Sébastien Rossignol. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part I: Technical Features. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, February 2007.
- [12] Yann G. Rebours, *Student Member, IEEE*, Daniel S. Kirschen, *Fellow, IEEE*, Marc Trotignon, and Sébastien Rossignol. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part I: Economic Features. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, February 2007.
- [13] Hunt, Sally. Making competition work in electricity, 2002, pp. 155-158.
- [14] Carvajal, Sandra. Propuesta remunerativa para las plantas que prestan el servicio complementario de restablecimiento del SIN. Universidad Nacional de Colombia. Sede Manizales, 2006.
- [15] Lindenmeyer, Daniel. A framework for power system restoration. PhD Thesis. University of British Columbia. September 2000.
- [16] Vergara Correa, Juan Ignacio. Aspectos técnicos y remunerativos de los servicios complementarios en sistemas eléctricos desregulados (tesis de maestría). Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería, Santiago de Chile, 2000, 200 p.
- [17] Hirst, Eric. Comments on Ancillary Services (para la FERC). July 23, 1999, 19 p.
- [18] Hirst, Eric y Brendan Kirby. Creating competitive markets for ancillary services. US Department of energy. October 1997, 58 p.
- [19] Hirst, Eric. Selling ancillary services Profitability. February 2000, 24 p.
(www.Ehirst.com).

[20] Ontario Power Generation Inc., The Power Reference, 64 p. (www.ontariopowergeneration.com).

[21] Díaz, Juan Pablo. Evaluación de la confiabilidad en el marco reestructurado de los servicios eléctricos competitivos (tesis de maestría). Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile, 2000, 208 p.

[22] CREG. Agenda regulatoria 2001. Versión 1. Documento CREG – 121, 5 de noviembre de 2010.

[23] Hirst, Eric y Brendan Kirby. The functions, metrics, costs and prices for three ancillary services. Edison Electric Institute. October 1998, 60 p.

[24] National Grid Company. An introduction to black start. August 1998, 17 p.

[25] Kirby, Brendan y Eric Hirst. Maintaining system black start in competitive bulk-power markets. Proceedings of the American Power Conference, Vol. 61, Chicago, April 1999, 6p.

[26] Contreras, R. y J. Lambrecht. Servicios Auxiliares / Ancillary Services. Universidad Católica de Chile, junio de 1996 (dentro del curso Seminario de Sistemas de Potencia dictado por el Profesor Hugo Rudnick).

[27] UPME. Portafolio de proyectos de generación eléctrica termoeléctricos a gas. Bogotá, 2010. En: http://www.siel.gov.co/portals/0/PROYECTO_termicos_a_gas1.pdf

[28] Rodríguez Serna, Hernán Darío. Arranque autónomo. Tamaño de las plantas auxiliares. Recopilación con base en Revistas ASME, 2010.

[29] PJM. Black Start Service Strawman. May 06, 2002, 19 p.

[30] ComEd Black Start Generator Site Requirements vs. PJM Requirements, Rev. 1: 2004-03-18, 6p.

[31] NERC. Operating Manual. Electric System Restoration. A reference document. July 19, 2002, 502 p.

[32] Kirby, Brendan y Eric Hirst. New standards needed for system black start in competitive bulk-power markets. November 1998, 6p.

[33] CAMMESA. Procedimiento técnico No. PT-16. Trabajos a realizar por los agentes del MEM para el proyecto de islas y arranque en negro. Fase I. Resolución No.10.305/98, 16-03-99, 28 p.

- [34] Ross, H, et.al. An AGC implementation for system islanding and restoration conditions. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol. 9, No. 3, August 1994, p. 1399-1410.
- [35] M.M. Adibi, et.al. Frequency response of prime movers during restoration. *IEEE Transactions on Power systems*, Vol. 14, No. 2, May 199, pp. 751 – 756.
- [36] California ISO. Procedure No. E-501. ISO Control Area System Restoration Procedure. 4/28/00, 11p.
- [37] NERC. Power Supplier Black Start Capability Service Settlements. Market Administration & Control Area Services Tariff Schedule 5, 5p.
- [38] Cooper, M. E., M.M. Adibi, et.al. Bulk power system restoration training techniques. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 8, No. 1, February 1993, pp. 191 – 197.
- [39] Power Systems Engineering Research Center – PSERC. Development and evaluation of system restoration strategies from a blackout. Final project report. September 2009, 8p.
- [40] Sun Wei, et.al. Optimal generator start-up strategy for power system restoration. *Intelligent System Applications to Power Systems*, 15th International Conference ISAP. Curitiba, November 2009.
- [41] A. Katabi and R. Feuillet. Ant colony search algorithm for optimal generators start-up during power system restoration, 6p.
- [42] C. Y. Teo and Wei Shen. Real-time generation and supervision of a dynamic restoration plan for bulk-power systems. *Elsevier Science S.A. Power systems research* 53 (2000), pp. 113-122.
- [43] Day, Barry and L. Howard. Letter to FERC. April 3, 2001. Re: New England Power Pool. FERC Docket No. ER 01-000. NEPOOL OATT Schedule. Implementation Rule Filing.
- [44] Cotos, Artemio. Servicio recuperativo: un enfoque técnico – económico. Universidad Católica de Chile. Tesis MSc: supervisor Hugh Rudnick, Santiago, 1999.
- [45] Koellner, L. et.al. Generator black start validation using synchronized phasor measurement. Salt River Project and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2005.
- [46] Pecas Lopes et.al. Control strategies for microgrids black start and islanded operation. Power Systems Unit, INESC, Porto, Portugal, 21p.
- [47] Ying Jiang-Hefner, et.al. HVDC with voltage source converters – a powerful stand-by black start facility. *IEEE PES T&D Conference*. Chicago, April 21-24, 2008, 10 p.

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN DE LOS SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

[8]

Table 1: Typology and definition of ancillary services

Ancillary Service	Description
Continuous Regulation	Provided by online resources with automatic controls that respond rapidly to operator requests for up and down movements. Used to track and correct minute-to-minute fluctuations in system load and generator output.
Energy Imbalance Management	Serves as a bridge between the regulation service and the hourly or half-hourly bid-in energy schedules; similar to but slower than Continuous Regulation. Also serves a financial (settlement) function in clearing spot markets.
Instantaneous Contingency Reserves	Provided by online resources equipped with frequency or other controls that can rapidly increase output or decrease consumption in response to a major disturbance or other contingency event.
Replacement Reserves	Provided by resources with a slower response time that can be called upon to replace or supplement the Instantaneous Contingency Reserve in restoring system stability.
Voltage Control	The injection or absorption of reactive power to maintain transmission-system voltages within required ranges
Black Start	Generation able to start itself without support from the grid and with sufficient real and reactive capability and control to be useful in system restoration.

Table 2: Load participation and market share (%) in providing ancillary services

Region/ Country	System Operator	Continuous Regulation Reserves	Energy Imbalance Mgmt	Contingency Reserve	Replacement Reserve
Australia ¹	NEMMCO	Nil	Not Applicable	Nil	375 MW (81%)
Nordic Region	Energinet	Nil		Nil	50 MW (4%)
	Fingrid	Nil	120 MW (58%)		390 MW (39%)
	Statnett		1481 MW (65%) ²		
	Svenska Kraftnat	Nil		870 MW (22%)	
Nordic Total				2911 MW (34%)	
U.K./BETTA	National Grid	Nil	Load provided 30% of dispatched reserve energy in 2003	160 MW (30%)	250 MW (15%)
Texas	ERCOT	Nil	Negligible	1200 MW (50%); currently limited by ERCOT rule	
Mid-Atlantic/ Midwest	PJM	Negligible ³	Neg.	Neg.	1600 MW (100%) (Emergency);

Table 3: Typology of Ancillary Services

Ancillary Service	Description		
	Response Speed	Duration	Dispatch Frequency
Normal Conditions			
Continuous Regulation	Provided by online resources with automatic controls that respond rapidly to operator requests for up and down movements. Used to track and correct minute-to-minute fluctuations in system load and generator output.	~1 min	Minutes
Energy Imbalance Management	Serves as a bridge between the regulation service and the hourly or half-hourly bid-in energy schedules; similar to but slower than Continuous Regulation. Also serves a financial (settlement) function in clearing spot markets.	~10 minutes	10 min to hours
			10 min to hours
Contingency (Disturbance) Conditions			
Instantaneous Contingency Reserves	Provided by online resources equipped with frequency or other controls that can rapidly increase output or decrease consumption in response to a major disturbance or other contingency event.	Seconds to <10 min	10 to 120 min
			Hours to Days
Replacement Reserves	Provided by resources with a slower response time that can be called upon to replace or supplement the Instantaneous Contingency Reserve in restoring system stability.	<30 min	2 hours
			Hours to Days
Other Services			
Voltage Control	The injection or absorption of reactive power to maintain transmission-system voltages within required ranges.	Seconds	Seconds
			Continuous
Black Start	Generation able to start itself without support from the grid and with sufficient real and reactive capability and control to be useful in system restoration.	Minutes	Hours
			Months to Years

ANEXO 2
ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS
[12]

TABLE I
SYSTEMS INCLUDED IN THE SURVEY OF TECHNICAL FEATURES

System	Abbreviation	Regulator	TSO
Australia	AU	AER	NEMMCO
Belgium	BE	CREG	Elia
California	CAL	FERC	CAISO
France	FR	CRE	RTE
Germany	DE	BNA	EnBW, E.ON, RWE and VET
Great Britain	GB	Ofgem	NGET
The Netherlands	NL	DTI	TenneT
New Zealand	NZ	Electricity Commission	Transpower
PJM	PJM	FERC	PJM ISO
Spain	ES	CNSE	REE
Sweden	SE	Stem	SvK

TSO: Operador

TABLE II
PROCUREMENT METHODS USED IN THE SURVEYED SYSTEMS

	Compulsory provision	Bilateral contracts	Tendering process	Spot market
Primary frequency control	ES, PJM	AU, FR, NZ	DE, GB, NZ, SE	AU, NZ
Secondary frequency control	-	FR	DE, NZ	AU, ES, PJM
Basic voltage control	AU, ES, DE, FR, GB, NZ, PJM, SE	FR, NZ	GB	-
Enhanced voltage control	-	FR, DE	AU, ES, GB	-

ANEXO 2

ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

[12]

TABLE III
REMUNERATION METHODS USED IN THE SURVEYED SYSTEMS

	None	Regulated price	Pay as bid price	Common clearing price
Primary frequency control	PJM, ES	NZ	AU, FR, DE, GB, NZ, SE	AU
Secondary frequency control	-	-	PJM, AU, FR, ES, DE, GB, NZ, SE	AU, ES, PJM
Basic voltage control	AU, DE, ES, SE	GB, PJM	FR, GB, NZ	-
Enhanced voltage control	-	ES	FR, AU, DE, GB	-

TABLE IV
REMUNERATION STRUCTURES USED IN THE SURVEYED SYSTEMS

	Fixed	Availability	Utilization	Utilization frequency	Opportunity cost
Primary frequency control	GB	AU, DE, FR, GB, NZ, SE	GB	GB, NZ	-
Secondary frequency control	-	AU, DE, FR, PJM, ES	DE, ES, FR	-	PJM
Basic voltage control	FR, GB, NZ, PJM	FR, GB, NZ	GB, NZ	-	PJM
Enhanced voltage control	FR, GB	AU, ES, FR, GB	ES, GB	-	AU, DE

ANEXO 2

ASPECTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS [12]

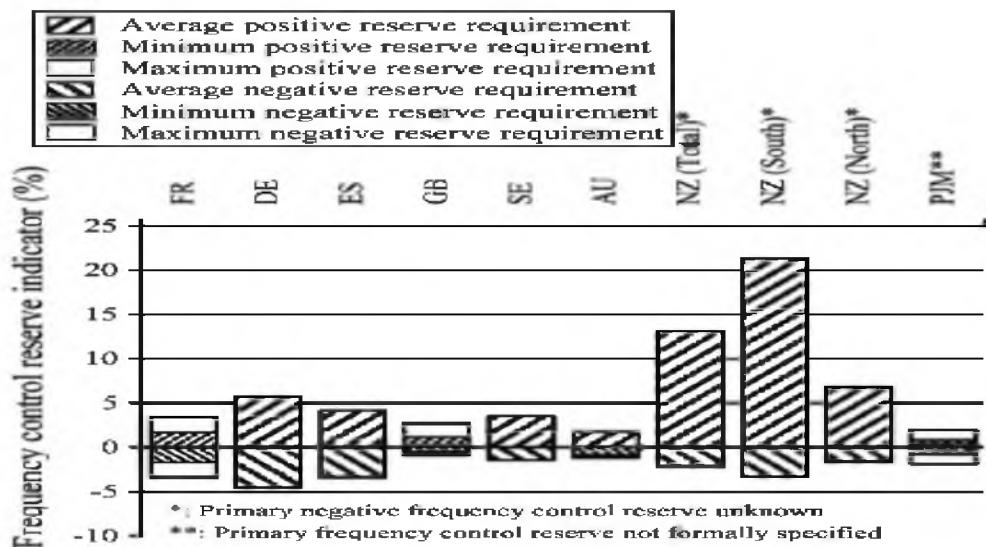


Fig. 1. Frequency control reserve indicators in 2004-2005 across systems surveyed.

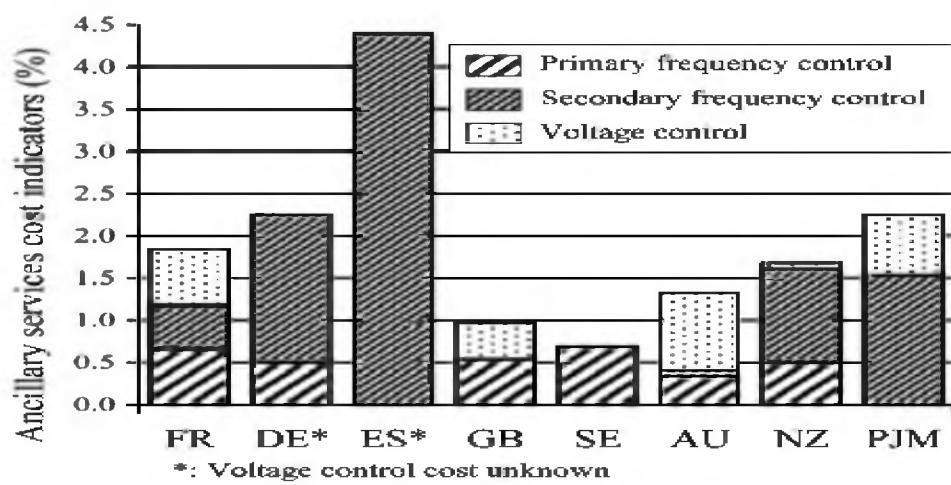


Fig. 2. Ancillary services cost indicators across systems surveyed in 2004-2005.

ANEXO 3

Tabla 1

Aspectos técnicos del “Black Start” en algunos sistemas [9]

Aspectos Técnicos	Inglatera	España	California	Australia	Países Nórdicos
Tiempo Respuesta	2 horas	No se especifica	10 minutos	2 horas	No se especifica
Tiempo de operación	1 a 5 días	No se especifica	12 horas	Al menos 12 horas o hasta aviso del operador	No se especifica
Proveedor	Preferentemente, plantas de ciclo combinado de más de 200 MW	Generadores con capacidad de "Black Start"	Generadores con capacidad de "Black Start"	Unidades con capacidad de "Black Start"	Todos los generadores
Monitoreo y control	Disponibilidad del servicio de por lo menos 90 a 95% de la capacidad total. Frecuencia nunca bajo los 47 Hz	Designación anual de proveedores por parte del operador del sistema	El Operador del Sistema debe confirmar el fin de la situación de emergencia	Controles anuales por parte del operador del sistema; una falla en estos controles implica penalizaciones y pruebas posteriores	La totalidad de los generadores deben contar con la capacidad de "Black Start"
Monto Requerido	Operador selecciona a los proveedores estratégicamente (ubicación) Actualmente, 18 proveedores	Planes de reposición anuales por zonas establecidos por el operador del sistema	Determinado por el operador del sistema, con base en estudios de contingencias	El operador debe asegurar que esté disponible todo el tiempo, en cada región, un número suficiente de unidades	No se especifica
Provisión opcional/obligatoria	Opcional	Obligatoria para las unidades que el operador designe	Opcional	Opcional	Obligatorio

Tabla 2

Aspectos económicos del servicio de “Black Start” en algunos sistemas [9]

Aspectos Económicos	Inglaterra	España	California	Australia	Países Nórdicos
Costos	Capital (equipos auxiliares, instalaciones, conexiones, etc.), operación, mantenimiento, seguros, estudios de factibilidad	No se aplica	Inversión, operación, combustible	No se aplica	Despreciables, lo proveen todos los generadores
Mecanismo de Transacción	Contratos bilaterales anuales.	No se remunera	Contratos bilaterales anuales	Contratos bilaterales anuales, en cada zona (mejor costo/beneficio)	Ninguno
Remuneración	Durante construcción: costo equipos. Después: disponibilidad y utilización	No se remunera		Disponibilidad: (\$/MW) Se use o no	No se remunera
Pago de los consumidores	Parte del costo “Uplift” diario, pagado al Operador por los demás miembros del Pool.	No se remunera	Según demanda pronosticada	Costos totales de provisión del servicio, pagados por consumidores finales y clientes del Pool según su consumo (\$/MWh)	No aplica
Precio	Equipos: US\$ 455,16/kW Disponibilidad US\$ 15,172/MWh Utilización US\$ 78,86/MWh	US\$ 0,0		US\$ 0,085/MWh (consumido)	US\$ 0,0

ANEXO 4

REGLAMENTO SOBRE ARRANQUE AUTÓNOMO EN EL SIN

PROPUESTA DE RESOLUCIÓN CREG

Por la cual se reglamenta la prestación del servicio complementario de arranque autónomo y se definen las obligaciones y responsabilidades de los agentes del SIN

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGIA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994,

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 20 de la Ley 143 de 1994 estableció, en relación con el sector energético, que la función de regulación por parte del Estado tendrá como objetivo básico asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos, en beneficio del usuario, en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio;

Que el Artículo 23, literal n), de la Ley 143 de 1994 estableció que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene dentro de sus funciones generales la de definir y hacer operativos los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del servicio de energía;

Que según lo dispuesto en el Artículo 73, Numeral 73.4, de la Ley 142 de 1994, corresponde a la Comisión de Regulación de Energía y Gas *"fijar las normas de calidad a las que deben ceñirse las empresas de servicios públicos en la prestación del servicio"*;

Que en el Código de Operación, contenido en el Código de Redes, expedido por la Comisión mediante la Resolución CREG 025 de 1995, se establece que el arranque autónomo es un servicio asociado a la generación de energía, que es prestado por las empresas generadoras con sus unidades conectadas al Sistema Interconectado Nacional,

para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio;

Que la Resolución CREG 025 de 1995, en el numeral 1.3, define el alcance del término restablecimiento como “... el procedimiento empleado para llevar al sistema de potencia de un estado de emergencia al estado normal de operación.”

Que la misma resolución, en el numeral 5.4, determina las acciones de restablecimiento en caso de eventos y en el numeral 7.4.4 establece el procedimiento para pruebas de restablecimiento.

Que la Resolución CREG 080 de 1999, en el artículo 3 define las funciones del Centro Nacional de Despacho en relación con las tareas de planeamiento, supervisión, coordinación y control operativo.

Que el Consejo Nacional de Operación presentó el “Documento de Trabajo sobre el servicio de arranque autónomo y restablecimiento en el SIN Colombiano”

RESUELVE:

ARTICULO 1. OBJETO. Mediante esta resolución se adopta el reglamento sobre el servicio complementario de arranque autónomo.

ARTICULO 2. ÁMBITO DE APLICACIÓN. Esta resolución aplica a los generadores en el SIN, a los operadores y a los centros de control, en particular al CND.

ARTICULO 3. DEFINICIÓN DE TÉRMINOS. Para la interpretación y aplicación de esta Resolución se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las Leyes 142 y 143 de 1994 y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Arranque autónomo, Arranque en Negro o Black Start: Capacidad que posee una planta de generación de energía eléctrica para arrancar de manera aislada sus unidades de generación, mediante el uso de fuentes auxiliares propias de suministro de energía de emergencia, capaces de alimentar los servicios auxiliares de las unidades de generación pertenecientes a la planta, de energizar la subestación de conexión al STN o STR asociada a dicha planta, de energizar una o varias líneas de transmisión de su subestación de conexión, operando de manera estable en red aislada y con capacidad de regular el voltaje y la frecuencia durante un proceso de restablecimiento posterior a un colapso total o parcial del SIN.

CND. Centro Nacional de Despacho o la entidad que asuma sus funciones, conforme a lo establecido en el Decreto 1171 de 1999.

Consejo Nacional de Operación (CNO). Organismo encargado de acordar los aspectos técnicos, para que la operación integrada del SIN sea segura, confiable y económica, de ejecutar el Reglamento de Operación y de velar por su cumplimiento.

Curva de Carga ó de Cargabilidad Operativa. Corresponde a un conjunto de puntos que determinan la máxima entrega simultánea de potencia activa y de potencia reactiva de una máquina eléctrica, teniendo en cuenta las limitaciones de absorción de potencia reactiva producidas por los límites de estabilidad de la máquina y del sistema. En algunos casos se debe considerar un límite inferior de suministro de potencia activa por criterios de eficiencia. Para efectos operativos el CND considerará la curva de cargabilidad operativa.

Regulación de frecuencia: Es la capacidad que tienen algunas unidades de generación del sistema de potencia para restablecer el equilibrio “generación-carga” del sistema ante las perturbaciones del mismo. En caso de aislamiento total de un área Eléctrica, un agente generador podría regular la frecuencia del área y evitar su colapso, utilizando programas específicos de Automatic Generation Control (AGC) Local.

Regulación de Tensión: Es la capacidad que tiene el equipamiento del sistema de potencia para mantener el voltaje dentro de los rangos exigidos por estándares técnicos de operación. En el caso particular del servicio de restablecimiento, la regulación de tensión hace alusión a que una vez se tenga referencia de tensión en una de las barras del sistema, se deben definir criterios de cierre de las líneas de transmisión, en cuanto a diferencias de magnitudes de tensión entre los extremos de las líneas; esto depende de las longitudes de las líneas y sistemas de control de tensión de las unidades de generación (Subexcitación).

Restablecimiento: Procedimiento mediante el cual se recupera el servicio de energía eléctrica después de un apagón total o parcial de un sistema eléctrico.

Sistema Interconectado Nacional (SIN). Es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.

Tiempo de respuesta del Arranque Autónomo: Tiempo transcurrido entre el momento del colapso del área (Voltaje en Barras cero) y momento en el cual se efectúa el reporte por parte de la planta o unidad en el que se indique su disponibilidad para cerrar el interruptor de unidad de generación para energizar la barra de la subestación y poder disponer del voltaje de referencia en barras.

ARTICULO 4. OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES. Toda unidad de generación en el SIN, con potencia instalada mayor a 5 MW, debe tener capacidad de arranque autónomo. El generador correspondiente es responsable de: a) solicitar el registro de este servicio de la planta en el CND, b) efectuar las pruebas de elegibilidad para arranque autónomo, c) mantener disponibles sus sistemas de arranque autónomo, d) efectuar las pruebas periódicas que determine el CND, e) Acatar las órdenes del CND ante eventos, f) Responder dentro de los parámetros declarados ante un evento.

ARTICULO 5. OBLIGACIONES DEL CND. El CND tiene las siguientes responsabilidades: a) Registrar y mantener actualizado el inventario de plantas con capacidad de arranque autónomo en el SIN, b) Verificar mediante pruebas la disponibilidad de los equipos de arranque autónomo, c) Efectuar dentro de sus análisis simulaciones de eventos y del restablecimiento del sistema, d) Elaborar y divulgar guías de restablecimiento e) Dirigir la secuencia de pasos y asegurar el restablecimiento en situaciones de colapso total o parcial del SIN

ARTICULO 6. CRITERIOS TÉCNICOS QUE DEBEN POSEER LOS SISTEMAS DE ARRANQUE AUTÓNOMO.

Las unidades con capacidad de arranque autónomo deben cumplir los siguientes criterios técnicos mínimos:

- a) Capacidad para iniciar la generación principal (unidades registradas ante el CND-ASIC), al menos una unidad o bloques de unidades de la planta con el uso de sus propios recursos de generación de energía auxiliar, sin recurrir al uso de fuentes de energía eléctrica externas a la planta, para alimentar de manera segura y confiable sus servicios auxiliares.
- b) Capacidad de energizar total o parcialmente las líneas de transmisión asociadas a su subestación de conexión al STN o al STR, según lo establecido en los planes de restablecimiento elaborados entre los agentes y el CND, y de acuerdo a la curva de capacidad declarada para las unidades. El CND podrá realizar la verificación en línea de la curva de carga o cargabilidad declarada por el agente generador, para la entrega de potencia reactiva, para cada una de las unidades de la planta que ha sido declarada elegible para prestar el servicio de arranque autónomo.
- c) Poseer el sistema necesario para garantizar la operación autónoma o red aislada de la unidad de generación principal en los valores de tensión de $\pm 10\%$ y frecuencia en el rango establecido por la relación Voltios/Hz durante el proceso de toma de carga, y de acuerdo con la característica de toma de carga de la unidad.
- d) Tener la capacidad de realizar al menos tres (3) arranques consecutivos de manera autónoma, dentro de las dos (2) horas siguientes a la presentación del evento para las unidades hidráulicas y para las unidades térmicas de acuerdo con los parámetros técnicos declarados ante el CND.
- e) Las plantas que presten el servicio de arranque autónomo deberán garantizar el suministro de combustible durante un período mínimo de cuatro horas, después de iniciar el proceso de restablecimiento.
- f) El índice de disponibilidad del sistema de suministro de energía deberá ser mayor o igual al 95% anual, calculado como las horas disponibles sobre las horas del período.
- g) Poseer sistemas de telecomunicaciones definidos como principales y de respaldo o alternos con pruebas periódicas. Estos sistemas podrán ser del tipo punto a punto, telefonía conmutada, celular, satelital, etc.
- h) Cumplir exitosamente con las pruebas de disponibilidad.

ARTÍCULO 7. PRUEBAS Y MANTENIMIENTOS. Las pruebas de los equipos de arranque autónomo se realizarán cada año. Para las pruebas de arranque rápido y restablecimiento se aplicará lo prescrito en el código de operación. Mensualmente el CND seleccionará para las pruebas en forma aleatoria, entre aquellas unidades que no hayan salido despachas por mérito, un número igual al “Número de centrales declaradas para prestar el servicio / 12”, aproximadas al entero mayor. Cada central sólo podrá seleccionarse una vez al año.

Aquellas centrales cuya prueba no sea satisfactoria, podrá solicitar nuevamente la prueba ante el CND en un plazo no mayor de un mes.

El procedimiento a seguir será el siguiente:

- a) Todos los agentes registrados con capacidad de arranque autónomo deberán enviar previamente el diagrama unifilar y las características de los equipos que hacen parte del sistema de arranque autónomo al CND
- b) El CND definirá las señales SCADA que requiera para la verificación del funcionamiento del sistema de arranque autónomo.
- c) Los agentes acordarán con el CND el protocolo de pruebas que permita verificar el correcto funcionamiento del sistema de arranque autónomo. Estos protocolos serán aprobados por el CNO.

Todos los agentes que tengan declarado este servicio deberán ingresar anualmente al SNC el plan de mantenimientos de los equipos asociados al sistema de arranque autónomo, según el diagrama presentado al CND.

Todas las intervenciones a los equipos asociados al sistema de arranque autónomo serán considerados como consignación nacional, similar a los generadores.

ARTÍCULO 8. REMUNERACIÓN. El costo de inversión de los sistemas de arranque autónomo se considera parte del costo del equipo de generación y no recibirá remuneración adicional. Los costos de operación hasta el restablecimiento se reconocerán mediante la aplicación de la Resolución CREG 141 de 2009 ó las que la sustituyan ó modifiquen.

ARTICULO 9. INCUMPLIMIENTOS. Los generadores que estando obligados a prestar el servicio complementario de arranque autónomo incumplieran esta responsabilidad y son reemplazados por otros, pagarán los costos correspondientes. Si no son reemplazados, pagarán el equivalente a los a los precios de arranque-parada más altos declarados en su área, aplicados durante todo el período de recuperación.

ARTICULO 10. VIGENCIA. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.