

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS (SC)

ESTADO DEL ARTE y PROPUESTAS REGULATORIAS

**ALBERTO RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ
CONSULTOR**

ENERO DE 2011



TEMAS

SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

GESTIÓN DE REACTIVOS

ARRANQUE AUTÓNOMO

TELEDISPAROS



SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

**DEFINICIÓN, CLASIFICACIÓN, UTILIDAD,
COSTOS y REMUNERACIÓN**



SC - DEFINICIÓN

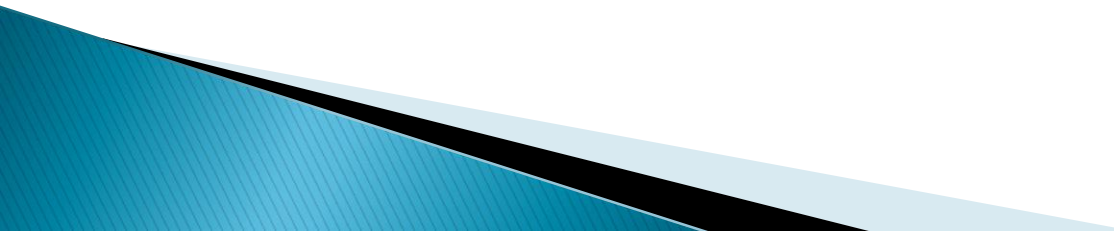
Los servicios complementarios (ancillary services ó IOS, interconnected operation services) son funciones provistas por generadores, cargas y equipo de transmisión que se requieren para soportar la operación confiable del sistema integrado de generación y transmisión.

Ontario Power Generation Inc., The Power Reference



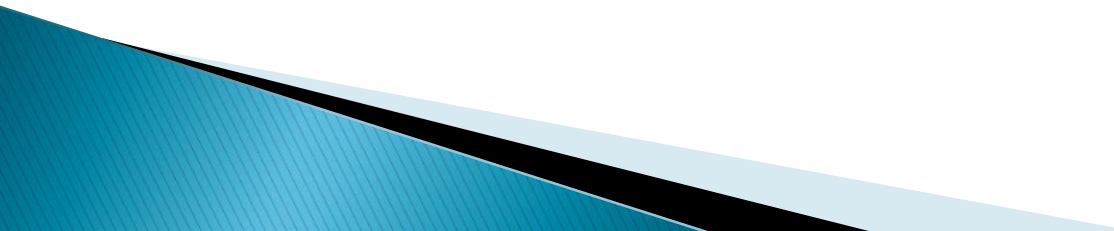
UTILIDAD DE LOS SC

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.
- 

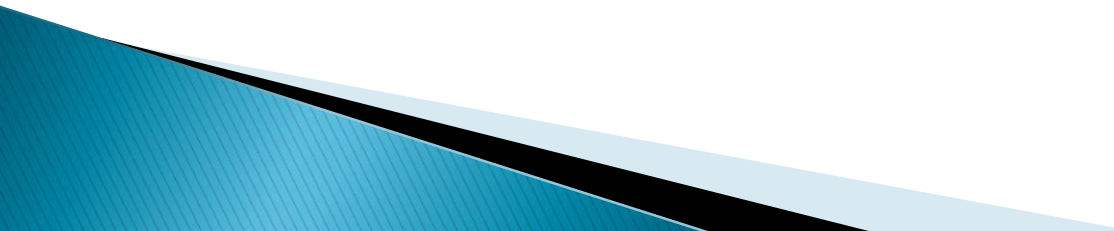
SC - CLASIFICACIÓN

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



SC CLASIFICACIÓN

Hunt, Sally. Making competition work in electricity, 2002, pp. 155-158.

- ▶ Servicio de despacho
 - ▶ Suministro de reactivos y control de voltaje
 - ▶ Servicio de regulación y respuesta de frecuencia
 - ▶ Servicio de balance de energía
 - ▶ Reserva operativa: servicio de reserva rodante
 - ▶ Reserva operativa: servicio de reserva suplementario
- 

SC CLASIFICACIÓN

Grayson Heffner, et.al. Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience.

SC requeridos en condiciones normales

- ▶ Regulación continua
- ▶ Manejo del desbalance de energía

SC usados durante contingencias

- ▶ Reserva instantánea
- ▶ Reserva de reemplazo ó reserva terciaria

Otros SC

- ▶ Soporte de tensión
 - ▶ Black start
- 

SC CLASIFICACIÓN

Ole Gjerde. State of the art in the Nordic Market. IEEE 2007.

Servicios de interconexión

- ▶ Servicios de respuesta de frecuencia
- ▶ Esquemas especiales de protección (SPS ó ESPS), para incrementar la capacidad de transferencia sin nuevas líneas

Servicio de balance entre generación y demanda

- ▶ Respuesta de regulación ante el desbalance entre recursos y obligaciones
- ▶ Seguimiento de carga, para responder a una señal de demanda programada
- ▶ Reserva para contingencias o capacidad de respuesta ante eventos inesperados

Servicios locales

- ▶ Servicios de reactivos para controlar y soportar el transporte de potencia activa por los sistemas troncales de transmisión
- ▶ Black start o capacidad de arrancar de manera autónoma sin recurrir a fuentes externas

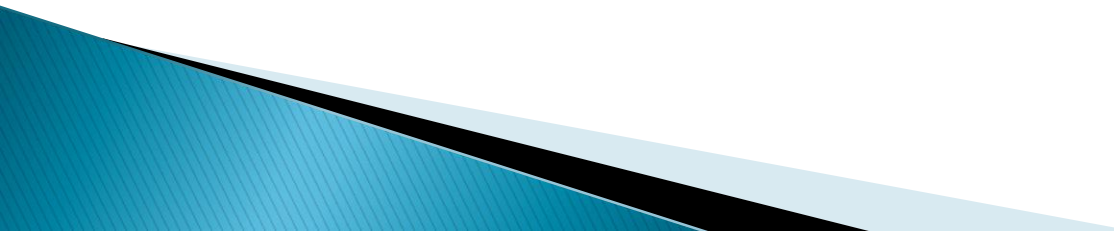
SC CLASIFICACION

Yann G. Rebours, et. al. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services
Part I: Technical Features. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, February 2007

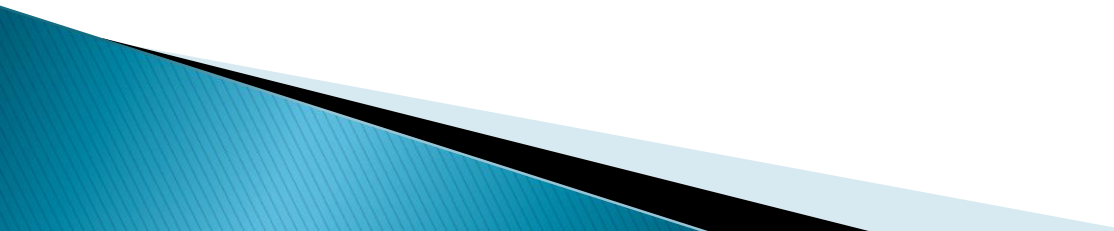
Servicios de control de frecuencia

Servicios de control de voltaje

Son 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.



SC CLASIFICACION

- ▶ En Colombia el Código de Redes clasifica como servicios complementarios los de control de frecuencia, los de control de voltaje y el arranque autónomo.
 - ▶ En la Agenda Regulatoria 2010, la CREG mencionó también los teledisparos como servicio complementario.
- 

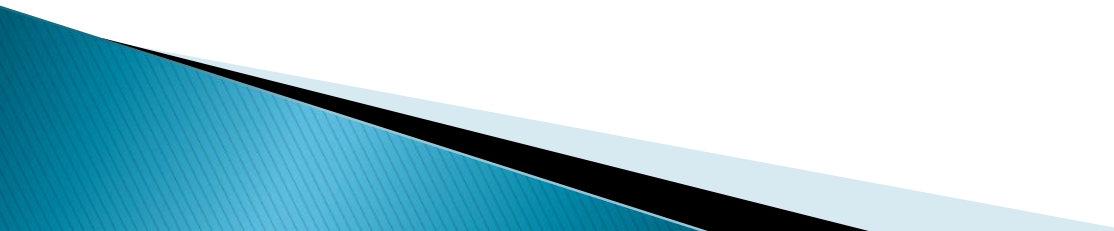
COSTO DE LOS SC

Hunt, Sally. Making competition work in electricity, 2002, pp. 155-158.

“Los servicios complementarios tienen costos en el orden del 1 al 3% de los costos totales” .

Grayson Heffner, et.al. Loads Providing Ancillary Services: Review of International Experience.

“El costo de suministrar SC es modesto, típicamente del orden de 2 a 3% del valor total de las transacciones, pero, no obstante su bajo costo, los SC son críticos para la seguridad y la confiabilidad del sistema de potencia”.



COSTO DE LOS SC (benchmarking)

Yann G. Rebours, et. al. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services

Part I: Technical Features. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, February 2007.

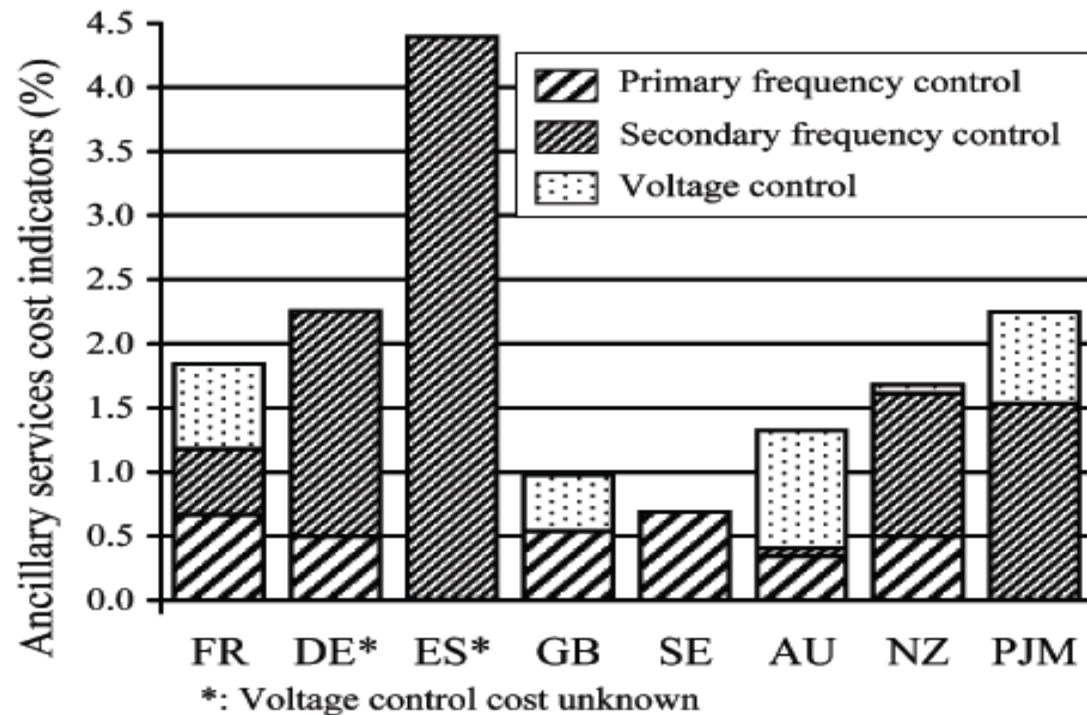
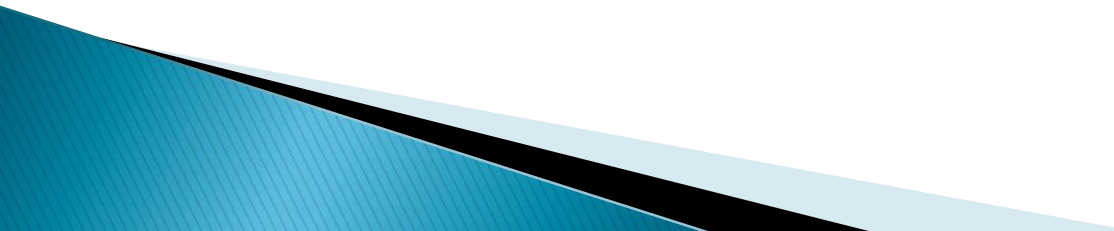


Fig. 2. Ancillary services cost indicators across systems surveyed in 2004-2005.

REMUNERACIÓN DE LOS SC

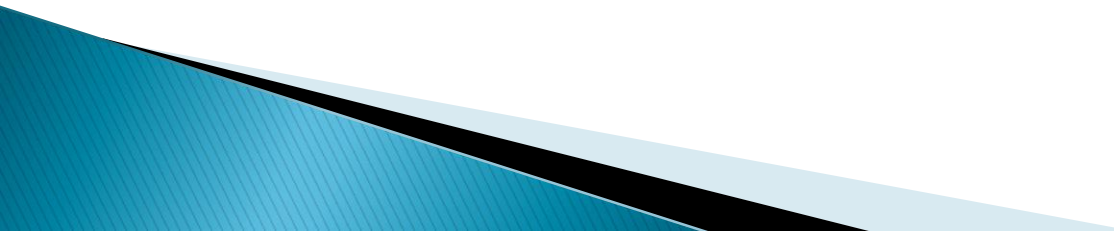
Ole Gjerde. State of the art in the Nordic Market. IEEE 2007

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

ADQUISICIÓN DE LOS SC

**Yann G. Rebours, et. al. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services
Part II: Economic Features. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, February 2007**


El Operador puede adquirir servicios del sistema a través de cuatro métodos:

- suministro obligatorio
 - contratos bilaterales
 - ofertas resultantes de una licitación o convocatoria
 - mercado spot.
- 


FORMAS DE ADQUISICIÓN

Yann G. Rebours, et. al. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services
Part II: Economic Features. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, February 2007

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	.



REMUNERACIÓN DE LOS SC

Yann G. Rebours, et. al. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services
Part II: Economic Features. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, February 2007

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	-




REMUNERACIÓN DE LOS SC

Yann G. Rebours, et. al. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services
Part II: Economic Features. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 1, February 2007

REMUNERATION STRUCTURES USED IN THE SURVEYED SYSTEMS



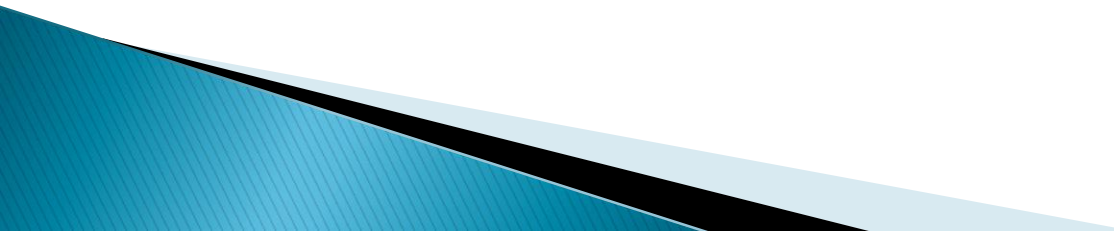
	Fixed	Availability	Utilization	Utilization frequency	Opportunity cost
Primary frequency control	GB	AU, DE, FR, GB, NZ, SE	GB	GB, NZ	-
Secondary frequency control	-	AU, DE, FR, PJM, ES	DE, ES, FR	-	PJM
Basic voltage control	FR, GB, NZ, PJM	FR, GB, NZ	GB, NZ	-	PJM
Enhanced voltage control	FR, GB	AU, ES,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



GESTIÓN DE REACTIVOS

GESTIÓN DEL FLUJO DE POTENCIA REACTIVA EN COLOMBIA -ANTECEDENTES-

ESTUDIOS CON PROPUESTAS REGULATORIAS SOBRE LA GESTION DE REACTIVOS:

- ▶ [1] The Brattle Group y Sistemas Digitales de Control Ltda. Propuesta de marco regulatorio para el manejo y control de la potencia reactiva en Colombia. Diciembre 31 de 2001.
 - ▶ [2] Arboleda M. N. y J. P. Franco. Gestión de la potencia reactiva y su reglamentación en Colombia (propuesta a la CREG). Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Medellín, 2003.
- 

CONTROL VQ

NIVELES DE CONTROL DE TENSIÓN

► **Control Primario o Local**

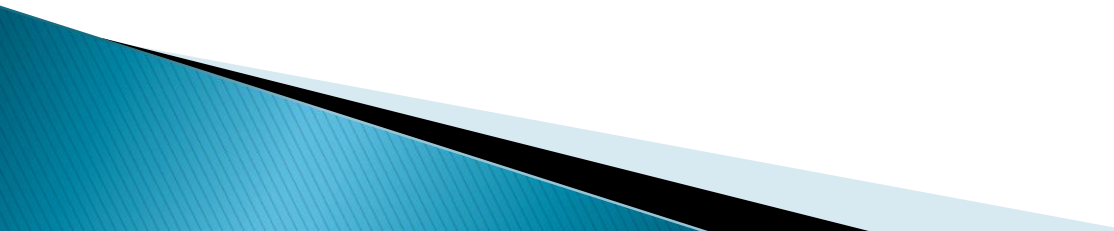
Utiliza condensadores y reactores fijos, los reguladores de tensión de los generadores (AVR), los reactores y condensadores controlados por interruptores (SCR y SCC) y dispositivos flexibles de control de reactivos en sistemas de corriente alterna (FACTS)

► **Control Secundario**

Se basa en la conexión y desconexión de bancos de condensadores o de reactores, cambios en las tomas de los transformadores y cambios en la referencia de los equipos de control primario

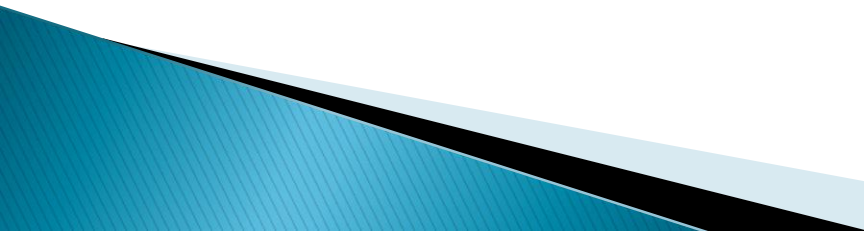
► **Control Terciario**

Abarca todo el sistema interconectado y busca determinar un perfil óptimo de niveles de tensión y de flujo de potencia reactiva, coordinando los diferentes controles secundarios para mantener la seguridad y la eficiencia del sistema.



OBLIGACIONES DE LOS AGENTES

DE LOS GENERADORES:

- ▶ Suministrar ó absorber Q
 - ▶ Poseer y mantener un regulador automático de voltaje (AVR), coordinando el control del mismo con el CND
 - ▶ Enviar señales de energía activa, energía reactiva y voltaje r.m.s. al CND
 - ▶ Actualizar curva de cargabilidad
 - ▶ Ubicar el cambiador de tomas del transformador de elevación en la posición concertada con el CND
 - ▶ Informar al CND si sus unidades generadoras pueden operar como condensadores síncronos
 - ▶ Enviar las mediciones horarias de energía activa y energía reactiva al ASIC, realizadas en la frontera comercial.
 - ▶ Corregir desviaciones
- 

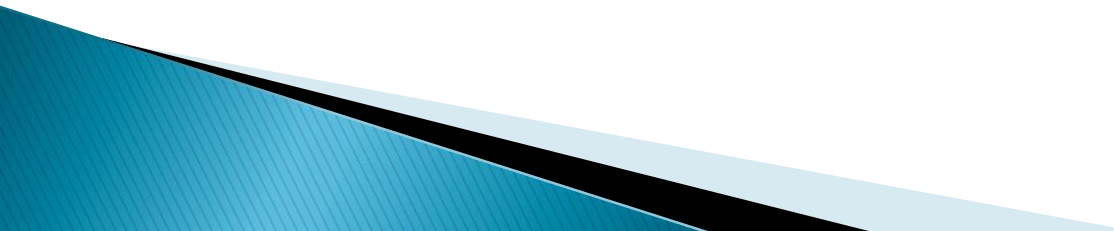
OBLIGACIONES DE LOS AGENTES

DE LOS TRANSMISORES:

- Garantizar que sus transformadores de uso dispongan de cambiadores de tomas bajo carga con los requerimientos mínimos de franjas determinados por la UPME en el plan de expansión de la red de transmisión, suministrándole al CND el número máximo de maniobras definido para los cambiadores de tomas de estos transformadores sin afectar su vida útil.
- Ubicar los cambiadores de tomas de estos transformadores en la posición que se acuerde con el CND.
- Entregar las señales de potencia instantánea, voltaje r.m.s., energía activa horaria y energía reactiva horaria en los activos de uso del STN y otras variables de operación sobre estos activos que requiera el CND.

OBLIGACIONES DE LOS AGENTES

DE LOS OPERADORES DE RED:

- ▶ Incluir en el planeamiento de su sistema y en sus programas de inversión las medidas necesarias para el control de la energía reactiva.
 - ▶ Entregar las señales de potencia instantánea, voltaje r.m.s., energía activa horaria y energía reactiva horaria de los activos de conexión al STN y otras variables de operación sobre estos activos que requiera el CND.
 - ▶ Ubicar los cambiadores de tomas de los transformadores de conexión al STN en la posición que se acuerde con el CND.
 - ▶ Mantener en cada uno de sus nodos un factor de potencia mínimo horario de 0,9 inductivo, para todos los períodos horarios de su demanda.
 - ▶ Enviar al ASIC las medidas de energía activa horaria y energía reactiva horaria en cada uno de los nodos de su sistema.
 - ▶ Hacer seguimiento al cumplimiento de las obligaciones respecto al factor de potencia de usuarios y agentes conectados a su red.
 - ▶ Coordinar con el CND, y con los agentes que estén conectados a su sistema, las acciones para mantener las tensiones dentro de los niveles requeridos.
- 

OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS y DE SUS COMERCIALIZADORES

- ▶ Mantener factor de potencia inductiva no menor a 0.9
- ▶ Por tanto, sus consumos de Q no deben superar el 50% de P

OBLIGACIONES DEL CND

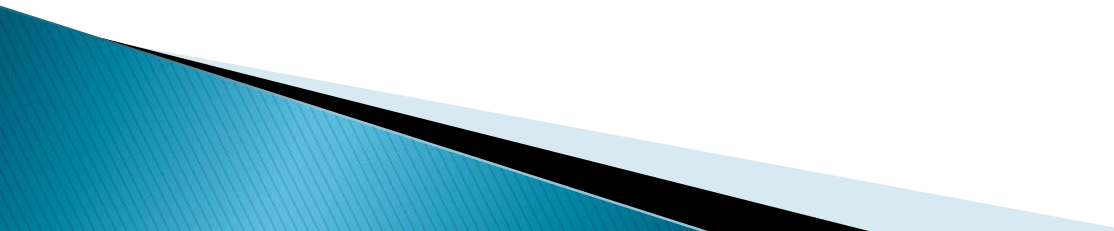
- ▶ Efectuar el planeamiento operativo de los recursos de potencia reactiva
- ▶ Coordinar la operación en tiempo real de la generación de potencia reactiva para mantener las tensiones dentro de los niveles requeridos.
- ▶ Hacer seguimiento al cumplimiento de las obligaciones de los agentes
- ▶ Verificar los balances de energía reactiva para soportar los niveles de tensión dentro de los rangos especificados en la normatividad y proponer las soluciones operativas y de planeación que se requieran para mantenerlos.
- ▶ Recibir y analizar los resultados de las pruebas que determine el CNO en relación con la capacidad real de contribuir con el soporte obligatorio de tensión y potencia reactiva.
- ▶ Preparar y publicar durante el primer mes calendario de cada año un informe sobre la gestión de la energía reactiva y el control de tensiones en el SIN durante el año completo anterior.

OBLIGACIONES DEL ASIC

- ▶ Verificar los factores de potencia para cada OR y realizar la liquidación de los cargos por uso correspondientes.
- ▶ Recibir las mediciones de energía activa y reactiva enviadas por los agentes, de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 006 de 2003.

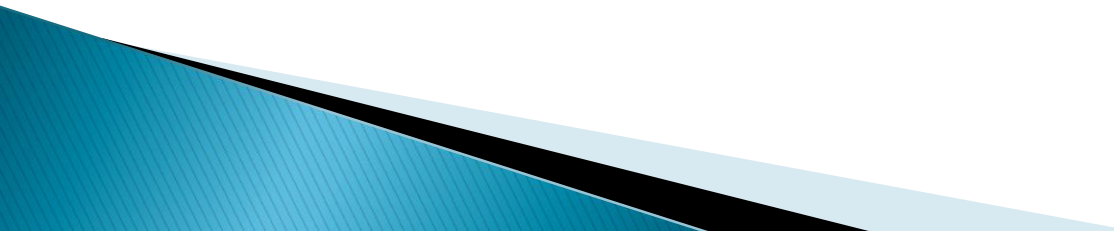
REMUNERACION

GENERADORES

- ▶ El costo del servicio de soporte de potencia reactiva por parte de los generadores se considera incluido dentro del costo de la energía activa producida.
 - ▶ Para aquellos casos en los que un generador deba reducir el suministro de potencia activa que tendría en el despacho ideal, para poder brindar el soporte de potencia reactiva requerido por el sistema, se dará aplicación a la Resolución 121 de 2010.
 - ▶ El costo asociado con los generadores despachados por restricciones de tensión está incluido en el costo de la energía producida, según el esquema de reconciliación positiva aprobado por la CREG. En este caso, cuando el CND lo requiera, podrá utilizar toda la curva P-Q del generador respectivo sin remuneración adicional.
 - ▶ En el caso en que se requiera el servicio de un generador operando como condensador sincrónico, toda la cantidad de energía activa generada durante este período se liquidará al precio de bolsa nacional. La energía reactiva producida se compensará con el valor asociado a un condensador equivalente.
- 

REMUNERACION

TRANSMISORES:

- ▶ La retribución de los recursos necesarios para el control de tensiones se considera incluida dentro de la remuneración de las actividades de transmisión, a través de la remuneración de las unidades constructivas, de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009.
 - ▶ Para los activos instalados como resultado de convocatorias UPME se aplicará el IAE correspondiente
- 

REMUNERACION

OPERADORES DE RED:

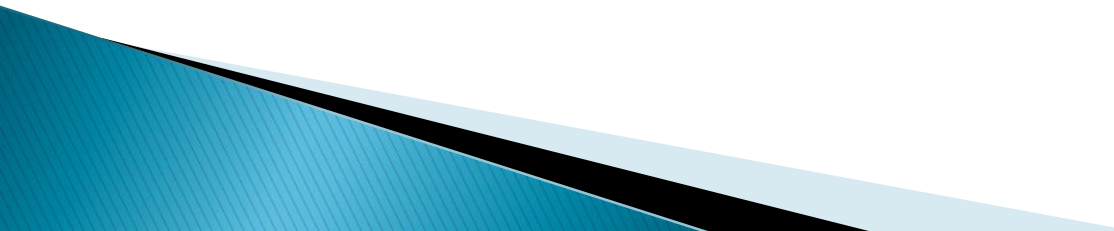
La retribución de los recursos específicos para el control de tensiones en redes de sub-transmisión o distribución se incluye como parte de la remuneración de dichas actividades, a través de la valoración de las unidades constructivas y de acuerdo con la Resolución CREG 097 de 2008.

DESVIACIONES

- ▶ **Consumo de energía reactiva por parte de los Operadores de Red:** En caso de que la energía reactiva horaria en un nodo de un Operador de Red sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en ese nodo en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del sistema de transporte.
- ▶ **Consumo de energía reactiva por parte de los Usuarios conectados directamente al STN:** En caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario conectado directamente al STN sea mayor al 50% de la energía activa que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del sistema de Transmisión.
- ▶ **Consumo de energía reactiva por parte de los Usuarios:** El consumo de energía reactiva por parte de los Usuarios ($Q > 50\%P$) se cobrará exclusivamente de la forma establecida en la Resolución CREG 097 de 2008.

¿SUBASTAS DE ENERGÍA REACTIVA?

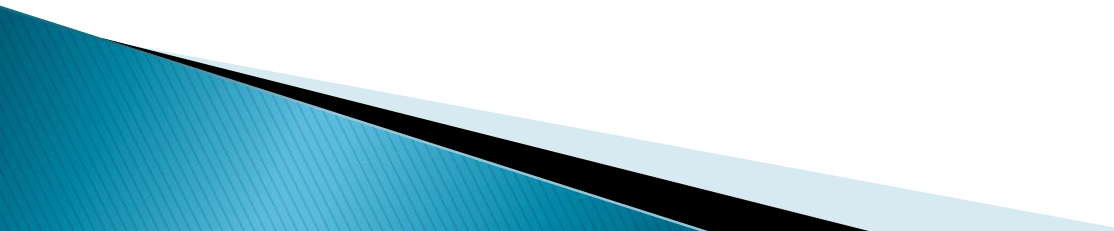
No se considera viable por el momento la iniciativa de un mercado de reactivos pues no hay las condiciones para la creación del mismo. Un mercado de reactivos o contratos bilaterales entre los agentes para la sustitución de sus obligaciones de reactivos en el sistema teniendo en cuenta las características propias del SIN colombiano, implicaría:

- ▶ Posición dominante de uno o varios agentes para la atender las necesidades de reactivos en un nodo determinado
 - ▶ Limitación en el número de agentes que podrían realizar de una manera efectiva contratos de sustitución de capacidad de suministro de potencia reactiva
 - ▶ Dificultades para asignar a los agentes correspondientes las pérdidas y las restricciones ocasionadas por estas sustituciones
- 

¿SUBASTAS DE ENERGÍA REACTIVA?

En general, en la literatura hay acuerdo en la dificultad de crear mercados de reactivos por las características de localización del control de voltaje y por las limitaciones en la competencia.

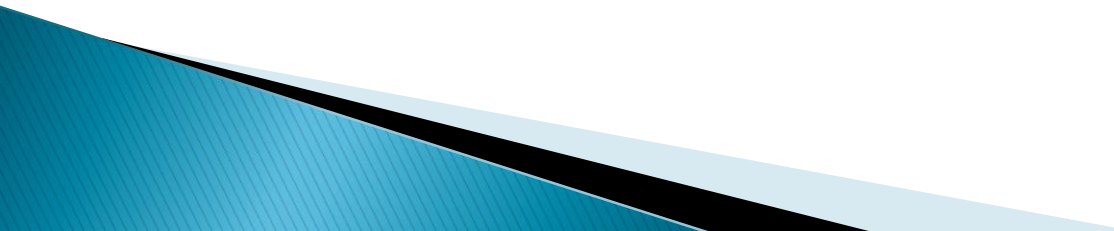
Por ejemplo, Kirby y Hirst expresan : “Muchos creen que las limitaciones de localización de los recursos de reactivos son tan grandes que no se pueden desarrollar mercados competitivos para este servicio”.



CIRCULACIÓN DE REACTIVOS EN EL NIVEL IV

- ▶ Por confiabilidad de la red, el operador del sistema (XM) requiere que ciertas líneas del nivel IV, normalmente abiertas, se cierren. Estos casos son excepcionales y al parecer no son más que unos cuatro en la actualidad. Pero algunos operadores de red involucrados se quejan de que hay energía reactiva circulante en exceso, por lo que se causa una penalización representada en un cargo por uso de la red de transporte. Se aduce que el OR afectado no es el causante de la circulación de esos reactivos y que esa situación le implica erogaciones significativas, calificadas como injustas.

CIRCULACIÓN DE REACTIVOS EN EL NIVEL IV

- ▶ Ante estas situaciones, se deben explorar las soluciones en el planeamiento operativo y en el planeamiento de la expansión. El OR debiera caracterizar su demanda en el área y analizar el comportamiento de su red para diferentes condiciones de carga.
 - ▶ Si persistieran las circulaciones de reactivos en exceso, sin origen en el sistema del OR y a causa del cierre de ciertas líneas, no se debiera imponer una sanción a dicho OR, pues se le ocasionarían erogaciones injustas.
- 

CIRCULACIÓN DE REACTIVOS EN EL NIVEL IV

Se propone para estos casos aplicar el siguiente procedimiento:

- ▶ XM declara y justifica la necesidad de cerrar una ó varias líneas por razones de la confiabilidad de la red
- ▶ El OR ó los OR involucrados analizan el desempeño de su sistema en esa condición y verifican si se presentarán circulaciones de reactivos en exceso no debidos a sus cargas y factores de potencia. Propondrán las soluciones que encuentren aplicables.
- ▶ En tal caso presentan los estudios para que XM y UPME verifiquen las soluciones ó propongan otras en el planeamiento operativo y en el de expansión.
- ▶ Los estudios indicarán si se van a presentar circulaciones de reactivos en exceso y que porciones corresponden al OR y cuáles no.
- ▶ Para estas últimas, previo concepto del C.N.O., la CREG exceptuaría el pago de cargos por uso de la red del STR, por los períodos definidos por XM y la UPME y hasta los límites que ellas determinen en sus estudios.
- ▶ Si se definen obras de expansión para resolver el problema y los ejecutores no las culminan a tiempo, estas empresas asumirán los costos derivados de su incumplimiento, incluyendo el transporte de reactivos en exceso que se evitaría con las obras.

PASOS SIGUIENTES

- ▶ Expedición de resolución de consulta
- ▶ Recepción de comentarios
- ▶ Expedición del reglamento para la gestión de reactivos

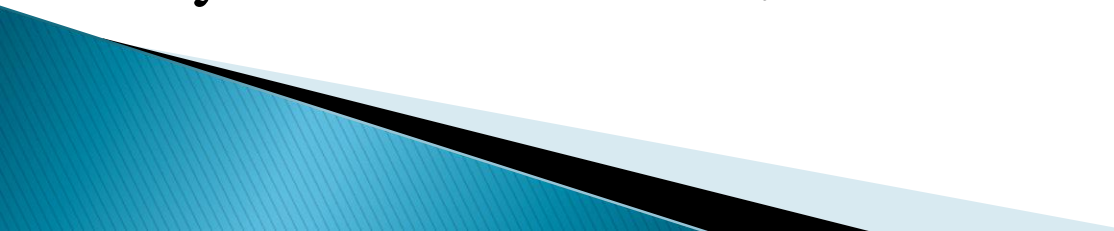
ARRANQUE AUTÓNOMO

(BLACK START)

DEFINICIÓN

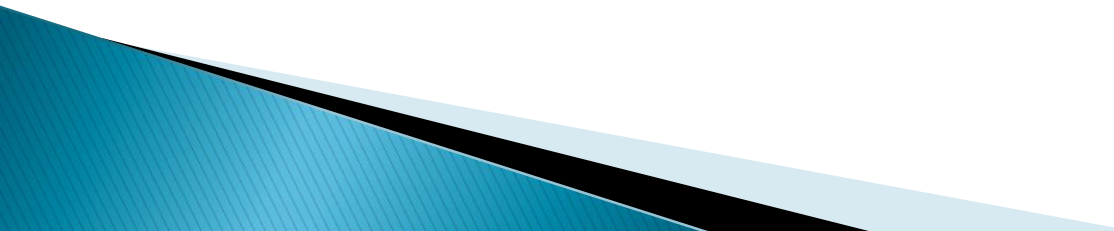
- ▶ Capacidad que posee una planta de generación de energía eléctrica para arrancar de manera aislada sus unidades de generación, mediante el uso de fuentes auxiliares propias de suministro de energía de emergencia, capaces de alimentar los servicios auxiliares de las unidades de generación pertenecientes 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.

DEFINICIÓN

- ▶ 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 (Black Start Commercial Workshop, November 2007)
 - ▶ Provisión de equipo de generación que puede arrancarse sin una fuente eléctrica externa (Ontario Power Generation Inc., The Power Reference)
 - ▶ Capacidad de un área de control para recuperarse de una contingencia mayor, de una manera pronta, segura y ordenada (Hirst & Kirby)
- 

RESPUESTA POR PLANTA

Comportamiento de los diferentes tipos de plantas respecto a su capacidad de arranque autónomo (Hirst & Kirby):

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

TAMAÑO DEL ARRANQUE AUTÓNOMO

(H.D. Rodríguez Serna)

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 líq.	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

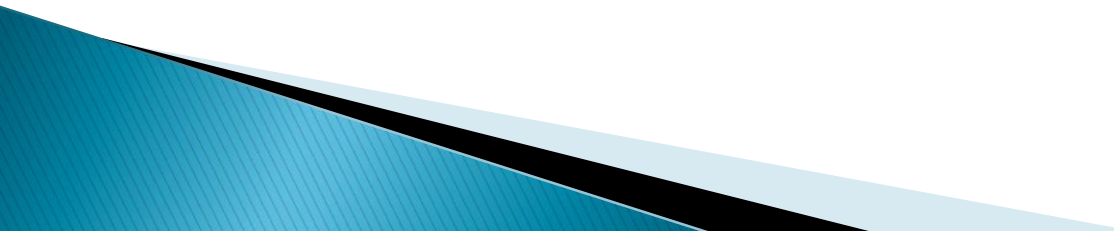
REQUISITOS TÉCNICOS

(H.D. RODRÍGUEZ SERNA)

- ▶ 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 10% del voltaje o según los parámetros establecidos por el operador de la red).

REQUISITOS TÉCNICOS

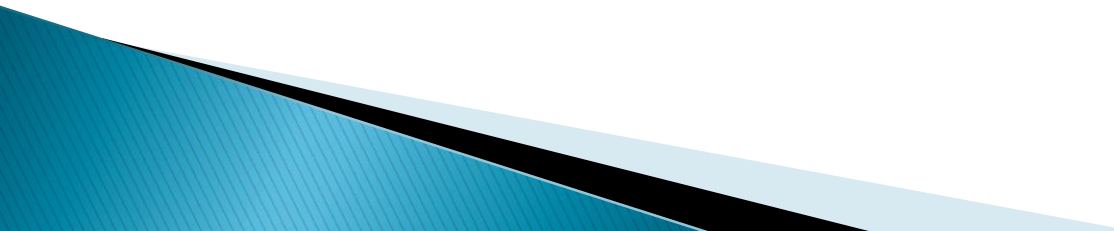
(H.D. RODRÍGUEZ SERNA)

- ▶ 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 alternativo 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.
- 

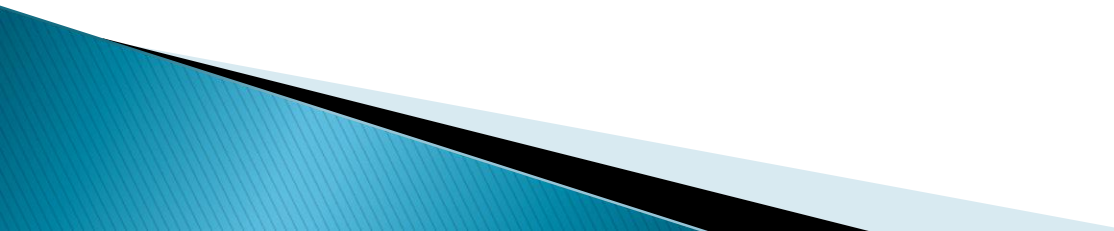
RESTABLECIMIENTO

DEFINICIÓN: Procedimiento mediante el cual se recupera el servicio de energía eléctrica después de un apagón total o parcial de un sistema eléctrico (C.N.O.)

ESTRATEGIA (Isa.com 632, junio 01 de 2005):

- ▶ 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.
- 

REESTABLECIMIENTO

- ISLAS
 - GUÍAS
 - ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN
 - NUEVAS OPCIONES
 - HVDC
 - GD y MICROREDES
 - REDUNDANCIA
- 

ARRANQUE AUTÓNOMO

Aspectos técnicos del “Black Start” en algunos sistemas (J. Serrano, 2002)

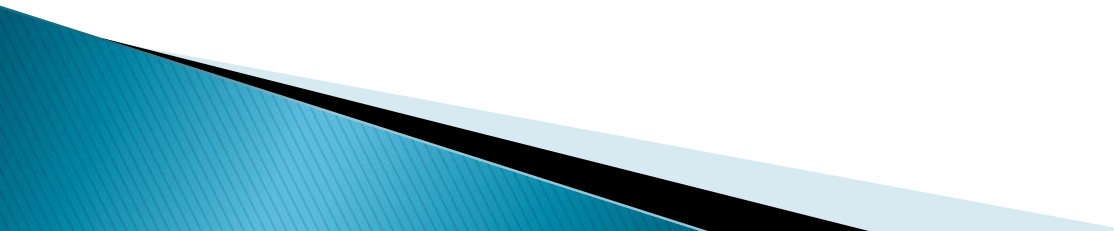
<i>Aspectos Técnicos</i>	<i>Inglaterra</i>	<i>España</i>	<i>California</i>	<i>Australia</i>	<i>Países Nórdicos</i>
<i>Tiempo Respuesta</i>	<i>2 horas</i>	<i>No se especifica</i>	<i>10 minutos</i>	<i>2 horas</i>	<i>No se especifica</i>
<i>Tiempo de operación</i>	<i>1 a 5 días</i>	<i>No se especifica</i>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

ARRANQUE AUTÓNOMO

Aspectos económicos del “Black Start” en algunos sistemas (J. Serrano, 2002)

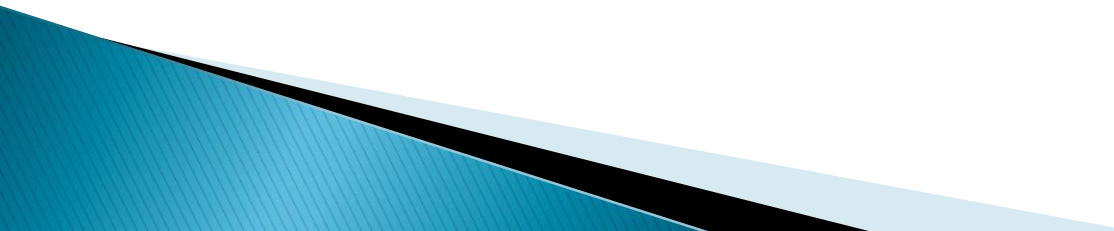
<i>Aspectos Económicos</i>	<i>Inglaterra</i>	<i>España</i>	<i>California</i>	<i>Australia</i>	<i>Países Nórdicos</i>
<i>Costos</i>	<i>Capital (equipos auxiliares, instalaciones, conexiones, etc.), operación, mantenimiento, seguros, estudios de factibilidad</i>	<i>No se aplica</i>	<i>Inversión, operación, combustible</i>	<i>No se aplica</i>	<i>Despreciables, lo proveen todos los generadores</i>
<i>Mecanismo de Transacción</i>	<i>Contratos bilaterales anuales.</i>	<i>No se remunera</i>	<i>Contratos bilaterales anuales</i>	<i>Contratos bilaterales anuales, en cada zona (mejor costo/beneficio)</i>	<i>Ninguno</i>
<i>Remuneración</i>	<i>Durante construcción: costo equipos. Después: disponibilidad y utilización</i>	<i>No se remunera</i>		<i>Disponibilidad: (\$/MW) Se use o no</i>	<i>No se remunera</i>
<i>Pago de los consumidores</i>	<i>Parte del costo "Uplift" diario, pagado al Operador por los demás miembros del Pool.</i>	<i>No se remunera</i>	<i>Según demanda pronosticada</i>	<i>Costos totales de provisión del servicio, pagados por consumidores finales y clientes del Pool según su consumo (\$/MWh)</i>	<i>No aplica</i>
<i>Precio</i>	<i>Equipos: US\$ 455,16/kW Disponibilidad US\$ 15,172/hr Utilización US\$ 78,86/MWh</i>	<i>US\$ 0,0</i>		<i>US\$ 0,035/MWh (consumido)</i>	<i>US\$ 0,0</i>

PLANTAS EN COLOMBIA CON ARRANQUE AUTÓNOMO

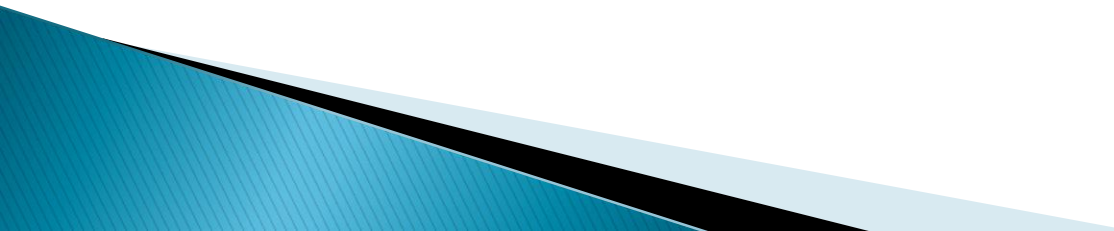
- ▶ 29, cuya capacidad equivale a un 68% del total instalado en el sistema (XM, C.N.O.)
 - ▶ XM tiene 25 guías de restablecimiento
 - ▶ Dispone además de un simulador del sistema
 - ▶ Para el proceso de restablecimiento divide el sistema en seis áreas.
- 

PROPUESTA DE REGLAMENTO

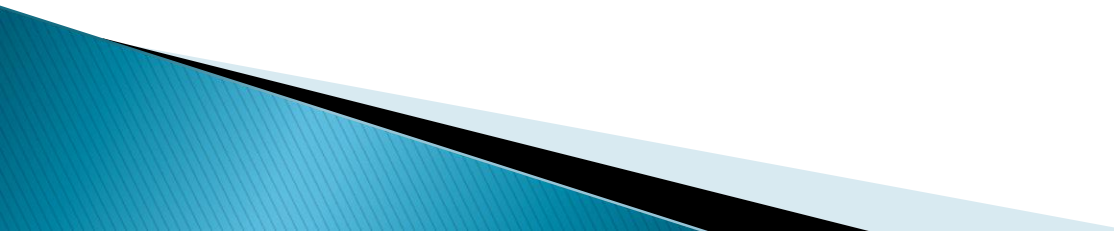
Hay numerosas referencias en la normatividad colombiana al servicio complementario de arranque autónomo, pero hace falta un reglamento que las compendie y establezca obligaciones, responsabilidades, remuneraciones e incentivos para los agentes encargados de proveerlo y para los operadores encargados de administrarlo.



PROPUESTA DE REGLAMENTO

- ▶ ¿Qué generación debe tener arranque autónomo? Se propone que sean todas las plantas en el despacho central
 - ▶ Debiera redefinirse el tamaño 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.
- 

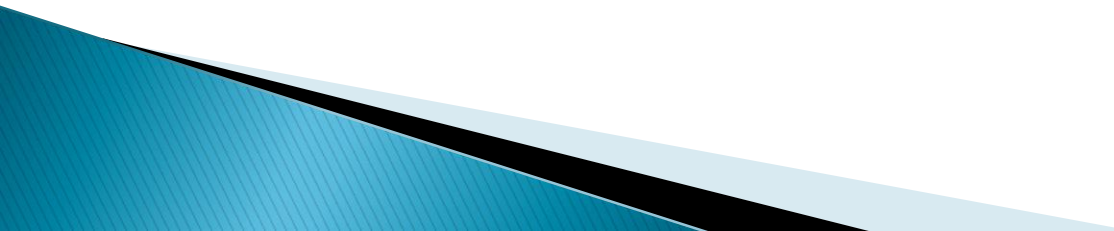
REMUNERACIÓN

- ▶ Así, para las plantas de más de 5 MW sería obligatorio tener arranque autónomo. 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.
- 

PRUEBAS

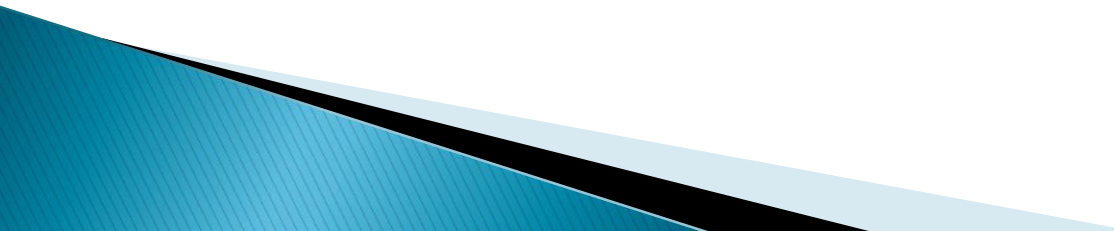
- ▶ Los servicios de arranque autónomo de cada generador serán probados cada año para verificar si cumplen con los parámetros declarados. El CND se encargará de la realización de las pruebas y de su programación mensual. Al efecto, podrá contratar auditorías.

INCUMPLIMIENTOS


- ▶ 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 de sus plantas con arranque autónomo durante todo el período hasta el restablecimiento total, aplicando el mayor precio de reconciliación positiva en el sistema.
- 

OBLIGACIONES DE LOS GENERADORES

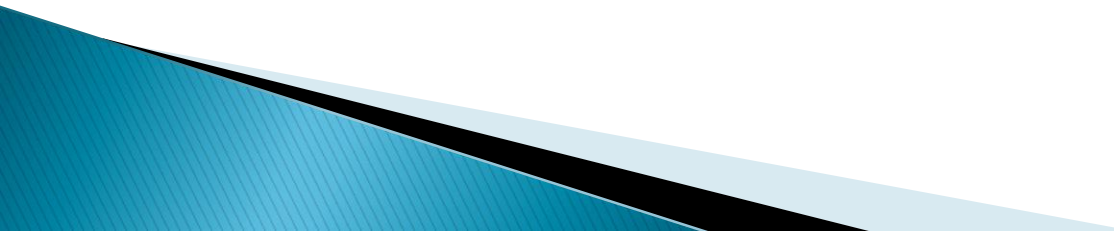
Toda unidad de generación en el SIN, con potencia instalada mayor a 5 MW, debe tener capacidad de arranque autónomo. El generador correspondiente es responsable de: a) solicitar el registro de este servicio de la planta en el CND, b) efectuar las pruebas de elegibilidad para arranque autónomo, c) mantener 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.



OBLIGACIONES DEL CND

- ▶ Registrar y mantener actualizado el inventario de plantas con capacidad de arranque autónomo en el SIN
 - ▶ Verificar mediante pruebas la disponibilidad de los equipos de arranque autónomo
 - ▶ Efectuar dentro de sus análisis simulaciones de eventos y del restablecimiento del sistema
 - ▶ Elaborar y divulgar guías de restablecimiento
 - ▶ Dirigir la secuencia de pasos y asegurar el restablecimiento en situaciones de colapso total o parcial del SIN
- 

CONCLUSIONES y PASOS SIGUIENTES

- ▶ Puesto que la normatividad sobre arranque autónomo está dispersa y conviene fijar las responsabilidades de los agentes sobre el particular, se propone emitir una resolución de consulta.
 - ▶ Recibidos los comentarios de los agentes, SSPD, etc., y el concepto del C.N.O., se expediría resolución definitiva.
- 

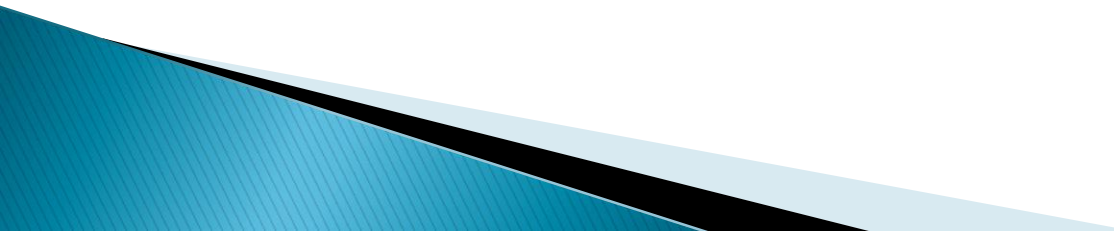
TELEDISPARIOS

**ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE
PROTECCIÓN DEL SISTEMA**

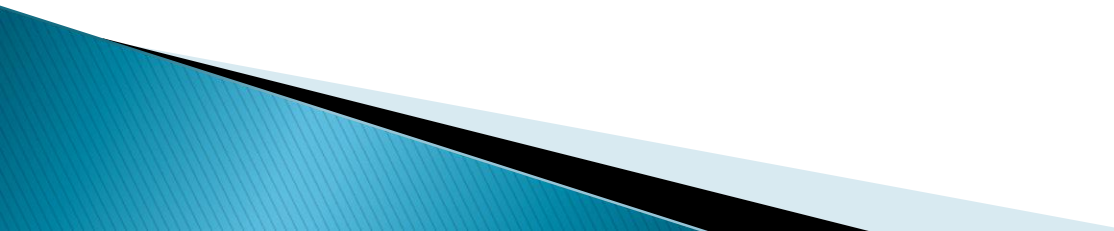
TELEDISPAROS

ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA

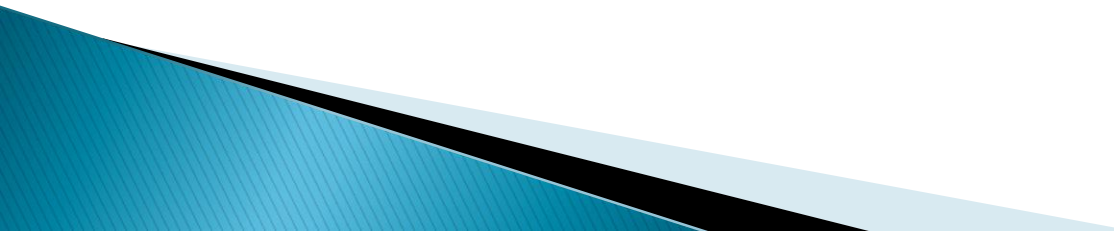
(ESPS ó SPS)

- ▶ Un ESPS es un conjunto de elementos de protección y control para detectar condiciones anormales de operación en el sistema y actuar con el fin de minimizar la extensión del evento y minimizar el colapso de la demanda atendida.
 - ▶ Su función principal es mitigar eventos que no son cubiertos mediante generación de seguridad o expansión del sistema, pues son de baja probabilidad de ocurrencia y no hay posibilidad de protegerse ante ellos o la protección es muy costosa.
- 

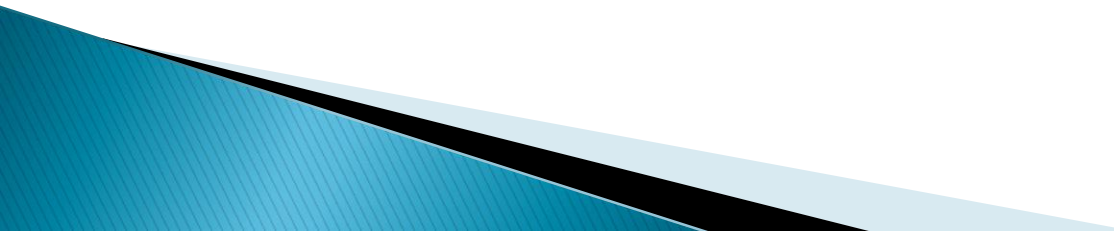
ESPS

- ▶ Los ESPS usan elementos diferentes a los de las protecciones del sistema para no interferir con ellas ó porque estas no pueden actuar por los valores que toman las variables de operación durante el evento.
 - ▶ Un ESPS permite la detección de las variables de cada evento específico, determinando su severidad y actuando para mitigar su impacto sobre la atención de la demanda.
 - ▶ Las variables detectadas son voltajes en los nodos, corrientes y flujos por líneas y transformadores, cambios en la frecuencia, etc.
- 

ESPS

- ▶ Los ESPS requieren comunicaciones entre diferentes instalaciones y diferentes agentes pueden ser propietarios de equipos que hacen parte de un mismo ESPS.
 - ▶ Los ESPS pueden actuar sobre la demanda, sobre la generación, sobre otros elementos de la red o sobre una combinación de los anteriores.
- 

ESPS

- ▶ Los ESPS dan acciones correctivas rápidas y pueden usarse para incrementar la capacidad de transferencia de la red. Se consideran una alternativa frente a construir nuevas facilidades de transmisión porque se pueden poner en servicio relativamente rápido y a bajo costo.
 - ▶ Sin embargo, los ESPS pueden representar problemas para la seguridad del sistema, que incluyen fallas para operar cuando se requieren, interacciones no planeadas con otros ESPS y operaciones no previstas. Los costos por su mal funcionamiento son, en general, muy altos.
- 

ESPS

Fu, W. et.al. Risk assessment for special protection systems. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 17, No. 1, February 2002, pp. 63-7

- ▶ Los ESPS requieren una utilización cautelosa pues, a medida que continúan proliferando, parece que su confiabilidad será más difícil de asegurar. Dado que los ESPS sólo se arman normalmente bajo condiciones de estrés, si fallan hay severas consecuencias y el riesgo puede ser significativo.
- ▶ Fuera del riesgo de que no actúen cuando se requieren, los ESPS también contribuyen al riesgo por operaciones no intencionales o interacciones con otros ESPS.

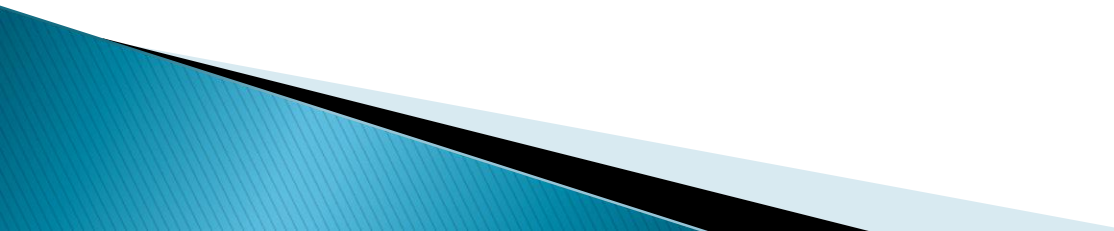
OPERACIÓN DE LOS ESPS

Según su respuesta a un evento, la operación de los SPS se puede clasificar en una de las siguientes categorías

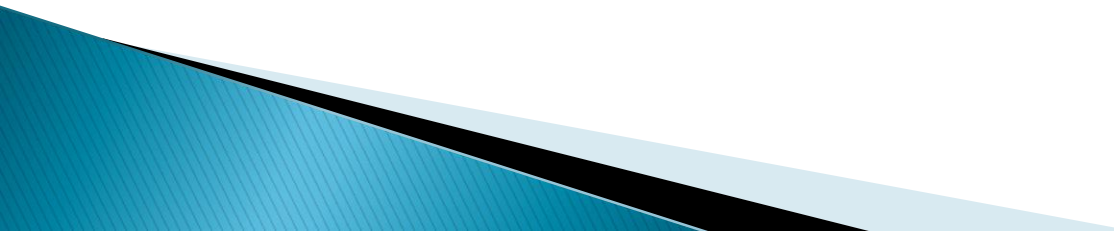
(Fu, W. et.al. , Risk assessment for special protection systems):

- ▶ Operación deseable
- ▶ Operación no deseable
- ▶ No operación

Si el SPS no opera ante un evento para el cual estaba diseñado, pudo haber ocurrido uno de los siguientes problemas:

- ▶ Falla en el hardware
 - ▶ Error en el diseño lógico
 - ▶ Falla en el software
 - ▶ Error humano
- 

PROBLEMAS CON LOS ESPS

- ▶ McCalley, J.D. and W. Fu reportan 24 operaciones de SPS, 16 de las cuales fueron exitosas, mientras que en las 8 restantes hubo alguna falla. Las razones incluyen errores en el diseño lógico, fallas en el software ó en el hardware, calibración incorrecta, fallas en el armado y fallas en las comunicaciones ó en la telemetría.
 - ▶ Las consecuencias de estos problemas fueron bastante graves, como la pérdida de bloques de generación de hasta 1900 MW, la pérdida de carga de hasta 3950 MW y grandes apagones.
- 

PROBLEMAS CON LOS ESPS

Anderson P. M. y B.K. LeReverend citan un análisis del CIGRE para 93 esquemas de SPS en 18 empresas localizadas en diferentes países. Las Operaciones reportadas para todos los esquemas en un período de siete años se resumen así:


Operaciones exitosas = 1093

Número de fallas = 36

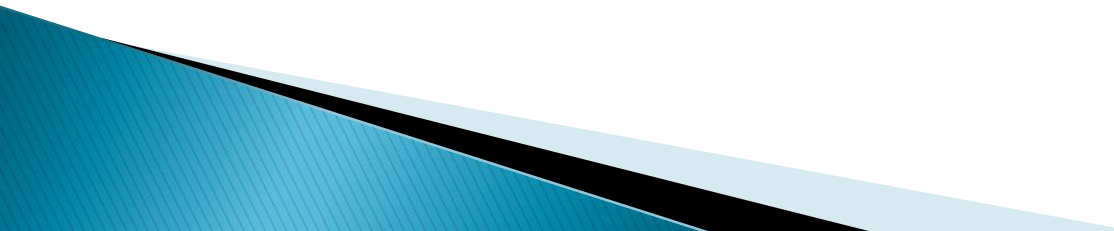
Operaciones no exitosas = 20

Operaciones innecesarias = 306.

Las operaciones no exitosas ó innecesarias y las fallas que impiden que operen los SPS condujeron a importantes rechazos de generación ó de carga y a colapsos totales ó parciales.



De ESPS a SPID

- ▶ Un ESPS es efectivo para escenarios específicos predeterminados pero no puede manejar situaciones inesperadas que no son eventos predeterminados. Se necesita un sistema más general de defensa, denominado SPID (Strategic Power Infrastructure Defense).
 - ▶ La función principal de SPID es prevenir apagones usando capacidades de reconfiguración adaptativa y autocuración (self-healing), que son características de las redes inteligentes. Un esquema de autocuración separa la red en islas, en las que se minimiza el problema de balance generación-carga.
- 

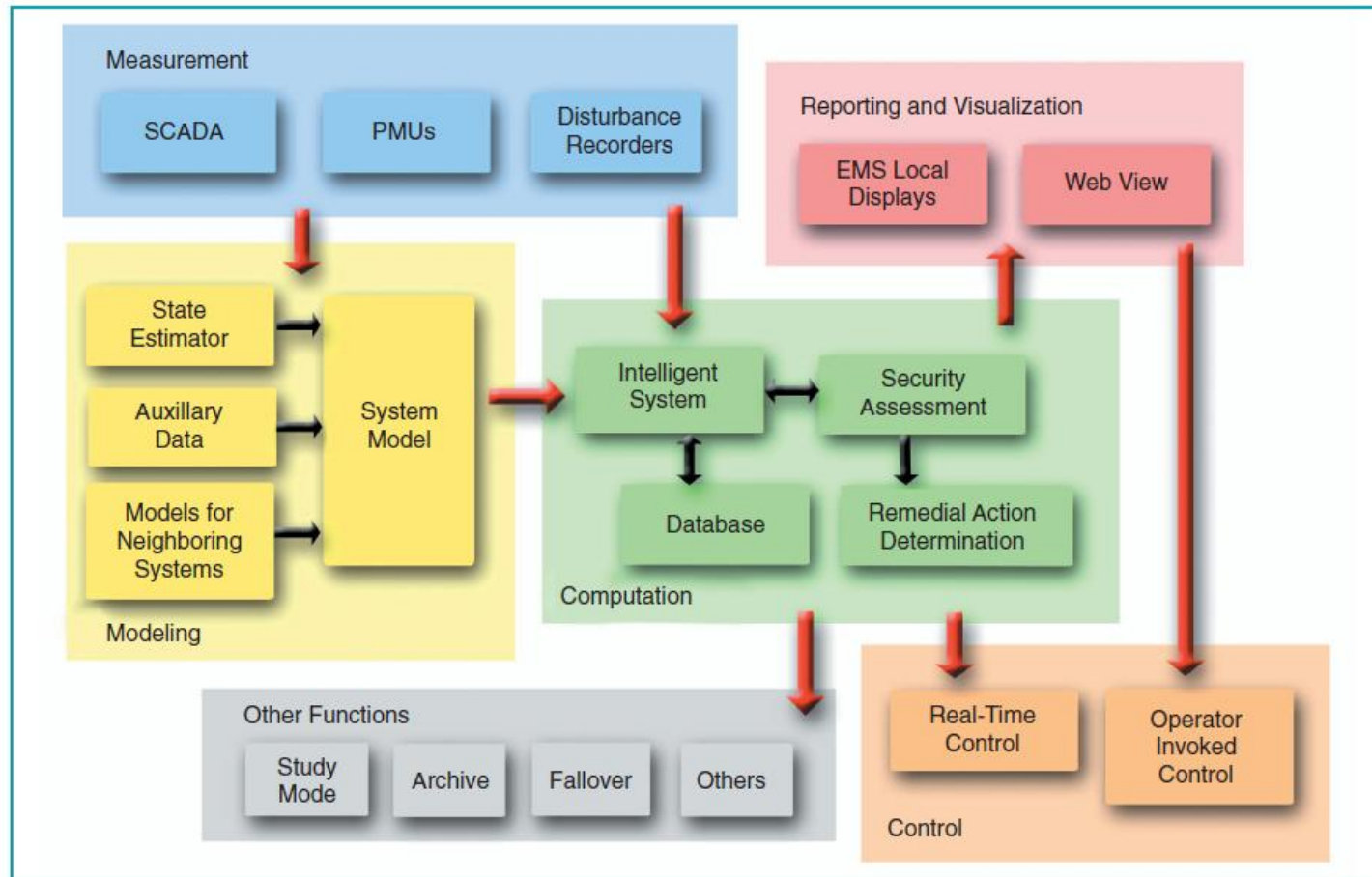
SPID

- ▶ El propósito principal del sistema SPID es prevenir fallas catastróficas que puedan llevar a salidas de gran escala [Chen-Ching Liu, et.al. , 2002].
- ▶ El sistema SPID tiene una aproximación probabilística, que incluye el concepto del riesgo y el concepto de protección adaptativa. El esquema tiene cuatro componentes: identificación del evento, cálculo del riesgo, análisis rápido de la red y análisis de decisiones.
- ▶ Las estrategias de autocuración son opciones de control para llevar el sistema de potencia a una condición de operación más segura y menos vulnerable. Pueden ser preventivas o correctivas

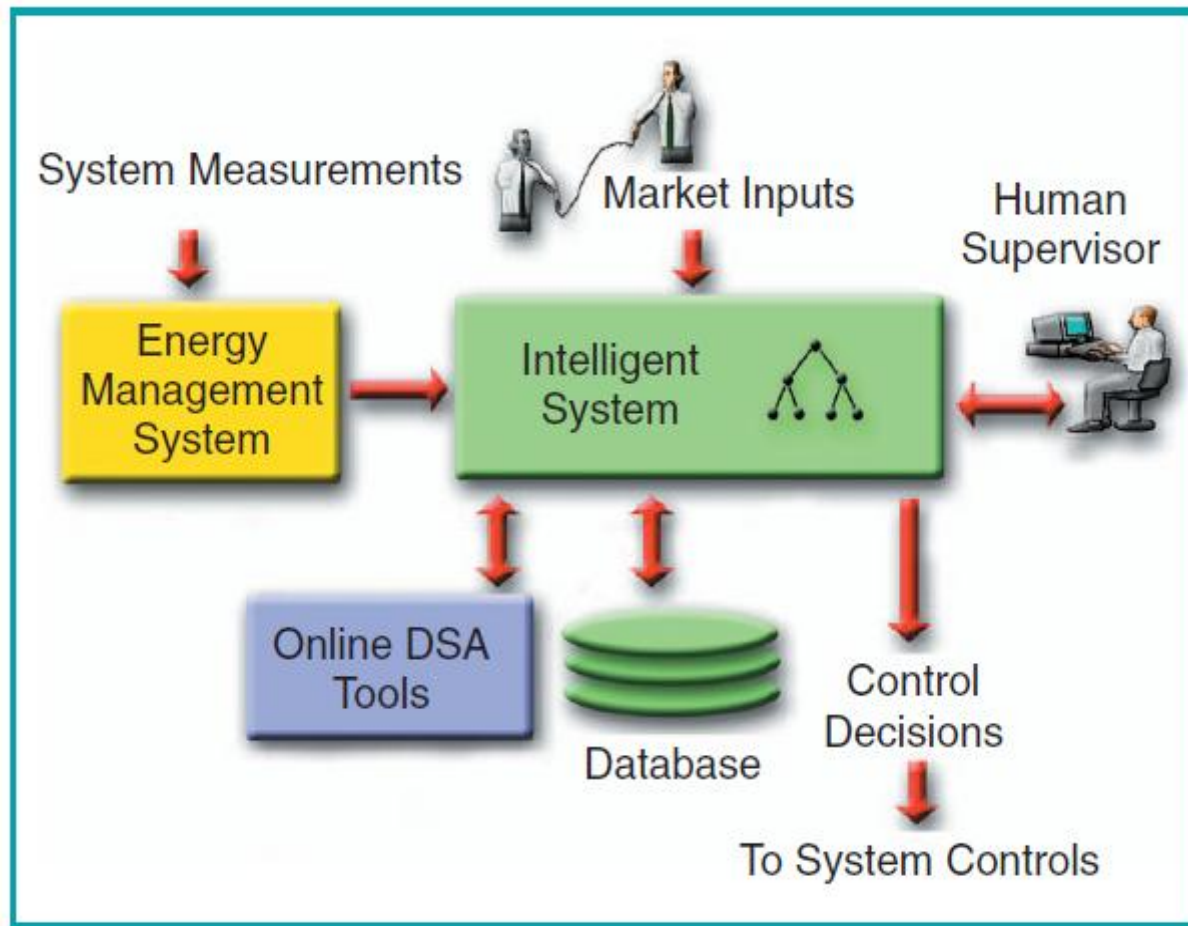
SPID

- ▶ Sun et.al., 2007, proponen un esquema basado en árboles de decisión y atributos críticos que permite identificar indicadores de seguridad y formular predicciones muy precisas sobre seguridad dinámica en tiempo real (Dynamic Security Assessment -DSA).
- ▶ El DSA [Kip Morison, Lei Wang y Prasha Kandur, 2004] se refiere al análisis requerido para determinar si el sistema de potencia puede cumplir criterios específicos de confiabilidad y seguridad, tanto en estado estable como transiente, para todas las contingencias posibles. En el nuevo ambiente competitivo, se aplica el DSA en línea. Esta aproximación es un mecanismo tipo radar, que examina continuamente el sistema para detectar problemas potenciales de una contingencia N-1 o N-x.

Componentes de un sistema DSA (Dynamic Security Assessment) en tiempo real



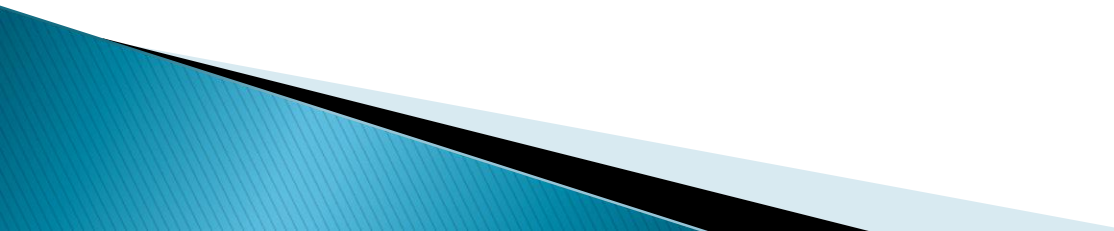
Estructura de un sistema DSA usando tecnologías inteligentes




SITUACIÓN EN COLOMBIA

- ▶ Hay 20 esquemas ESPS habilitados en Colombia (XM): 7 actúan sobre la demanda, 8 sobre la generación y 5 sobre la red. No hay estadísticas o reportes sobre la operación de los denominados teledisparos. Estos esquemas casi nunca operan y en general no presentan problemas, pero sí ha habido situaciones de operaciones erróneas ó de activación sin que se produzca el evento ante el cual debieran actuar.

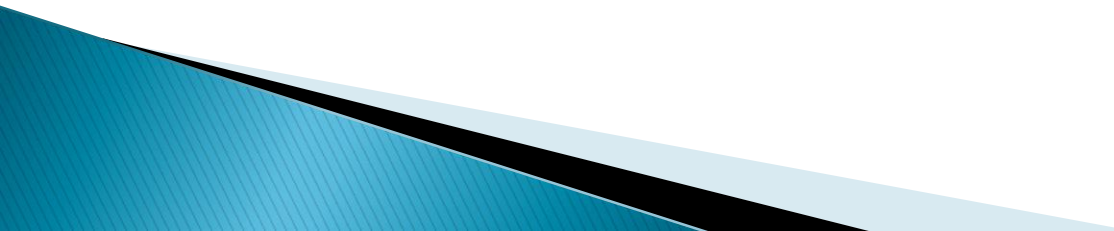
SITUACIÓN EN COLOMBIA

- ▶ XM está iniciando un proyecto denominado SIRENA (sistema de respaldo nacional ante eventos), que es similar a un desarrollo SPID.
 - ▶ XM considera que cuando el proyecto haya sido implementado hará innecesarios los teledisparos.
- 

CONCLUSIONES

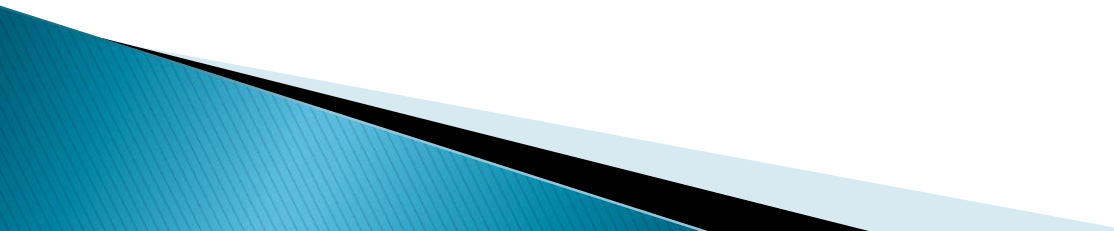
- ▶ Pocos autores consideran los teledisparos ó ESPS como servicios complementarios.
 - ▶ Se debe tener cuidado con el uso de los ESPS pues está sujeto a importantes riesgos.
 - ▶ Conviene considerar más bien la utilización de esquemas SPID tendientes a las redes inteligentes para prevenir colapsos en el sistema y mitigar el impacto de pérdidas importantes de generación ó demanda.
 - ▶ En muchos países se plantean soluciones basadas en técnicas modernas respecto al manejo de los sistemas de potencia, las mediciones, las comunicaciones y el control, con el uso de IEDs, PMUs, subestaciones automatizadas, información altamente redundante y centros de control descentralizados, todo lo cual conduce a redes inteligentes con capacidad de auto-curación y de formación de islas, para protegerse de las fallas en el sistema y evitar los apagones, mediante la detección temprana y las acciones correctivas.
- 

RECOMENDACIONES

- ▶ Se recomienda adelantar estudios sobre la introducción de redes inteligentes en el sistema eléctrico colombiano, para determinar su oportunidad, definir las metas a cumplir y el plan de acción para alcanzarlas.
 - ▶ La CREG debiera considerar un pronunciamiento sobre estas opciones. Los reguladores en USA y Europa han expedido resoluciones iniciales sobre el particular.
 - ▶ Se recomienda iniciar estudios que conduzcan a medidas para orientar las iniciativas de los agentes.
- 

TÉRMINOS DE REFERENCIA: CONTRATACIÓN DE UNA ASESORÍA PARA DEFINIR INFRAESTRUCTURAS AVANZADAS DE REDES ELÉCTRICAS, DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES EN EL SIN, QUE PROTEJAN EL SISTEMA DEL RIESGO DE APAGONES Y AUMENTEN LOS INDICES DE CALIDAD

ALCANCE

- ▶ Estado del arte
 - ▶ Comparación de configuraciones y esquemas
 - ▶ Recomendación para el caso colombiano
 - ▶ Mapa de ruta
 - ▶ Plan de acción
 - ▶ Integración de los sistemas de redes inteligentes en las actividades de generación, transmisión y distribución
 - ▶ Propuesta de interacción entre las infraestructuras de redes eléctricas, de comunicaciones y de computadores
- 

TÉRMINOS DE REFERENCIA: CONTRATACIÓN DE UNA ASESORÍA PARA DEFINIR INFRAESTRUCTURAS AVANZADAS DE REDES ELÉCTRICAS, DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES EN EL SIN, QUE PROTEJAN EL SISTEMA DEL RIESGO DE APAGONES Y AUMENTEN LOS INDICES DE CALIDAD

ALCANCE (cont.)

- Proponer arquitectura de la información:
 - PMU + PDC + SCADA (Unidades de Medición Fasorial más Concentradores de Datos Fasoriales más Sistema de Control y Adquisición de Datos).
 - IED + SLAN + WAN (Dispositivos Electrónicos Inteligentes más Redes de Área Local de las Subestaciones más Redes de Área Amplia), bajo el estándar IEC 61850.
 - DSA + IS + EMS (Estimación Dinámica del Sistema más Sistema Inteligente de Base de Datos más Sistema de Administración de la Energía).
- Efectuar un diagnóstico de la situación actual del SIN, hacia la perspectiva de las redes inteligentes
- Dentro del mismo, hacer el diagnóstico para una muestra seleccionada de empresas
- Proponer las bases de la configuración de los centros de control para las redes inteligentes en el SIN (GBCCA, Grid Based Control Centers Architecture, Arquitectura de los centros de control para la red inteligente).