

La importancia de un mercado de servicios complementarios en un sistema con alta inserción de energía renovable

1

ENERGÍAS RENOVABLES

- Sus ventajas y bondades
- Su proliferación
- La alta inserción es la tendencia en los sistemas eléctricos actuales y del futuro

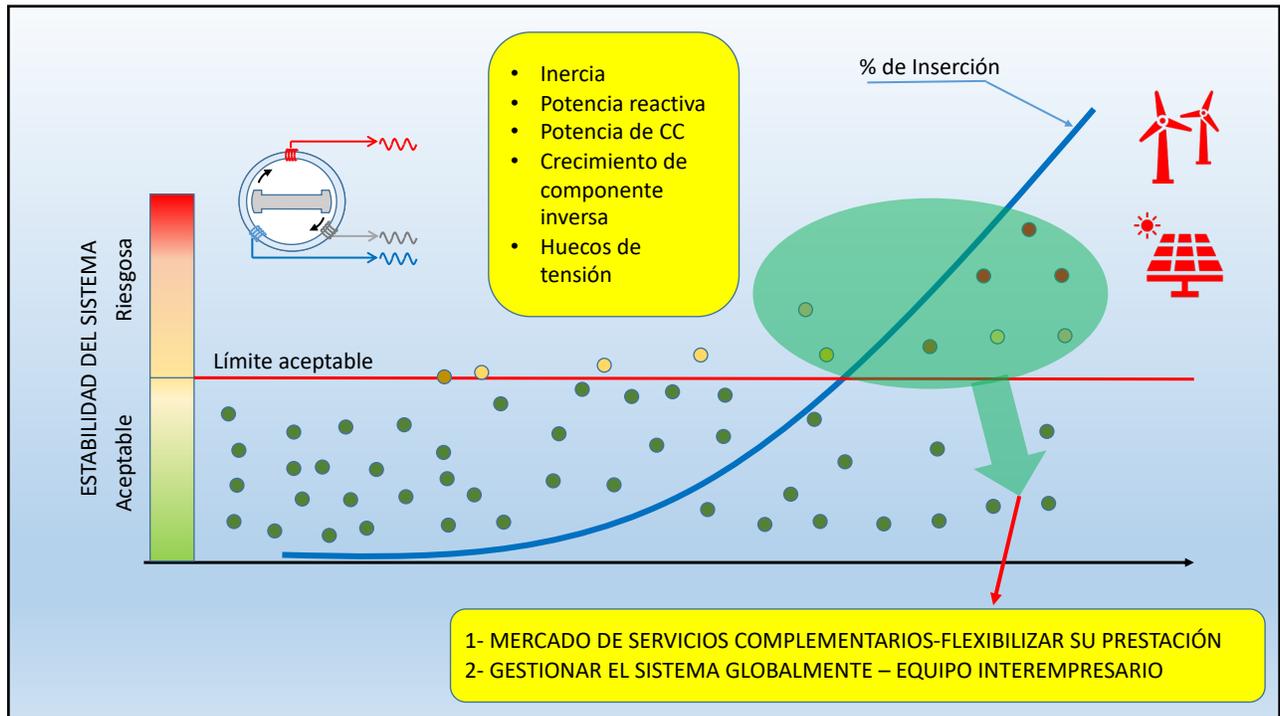
IMPACTO EN EL SISTEMA

- La alta inserción tiene varios impactos en los sistemas eléctricos tradicionales
 - Inestabilidad (varios factores)
 - Pérdida de fortaleza del sistema
 - Baja inercia
 - Reducción de la corriente de cc
 - Los algoritmos de las protecciones se ven afectadas por la distorsión de las ondas de corriente
 - Pérdida o exceso de potencia reactiva

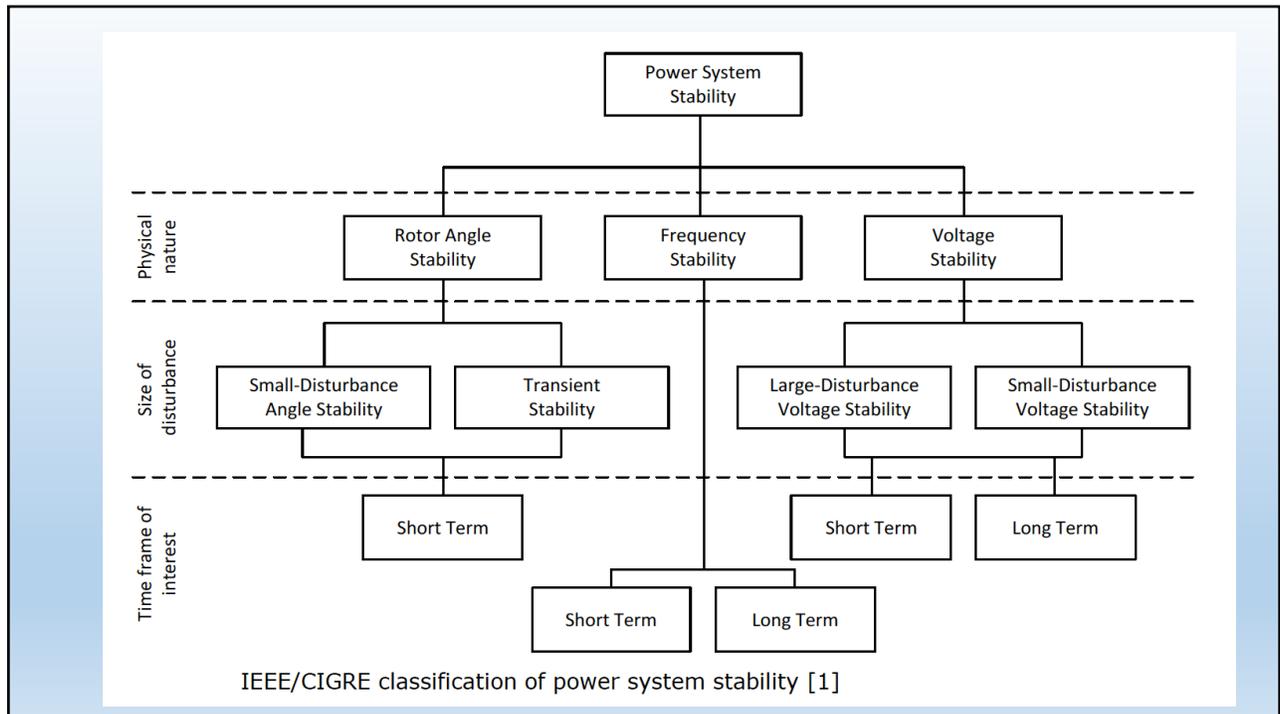
¿COMO SE RESUELVE ESTE TEMA?

- En parte con la modernización (flexibilización) de las normativas para incentivar la presencia de tecnologías que cubran algunos de estos impactos (Servicios complementarios)
- Tomando todo el tema como un solo tema, para incluir otros impactos que no son resueltos por los SC

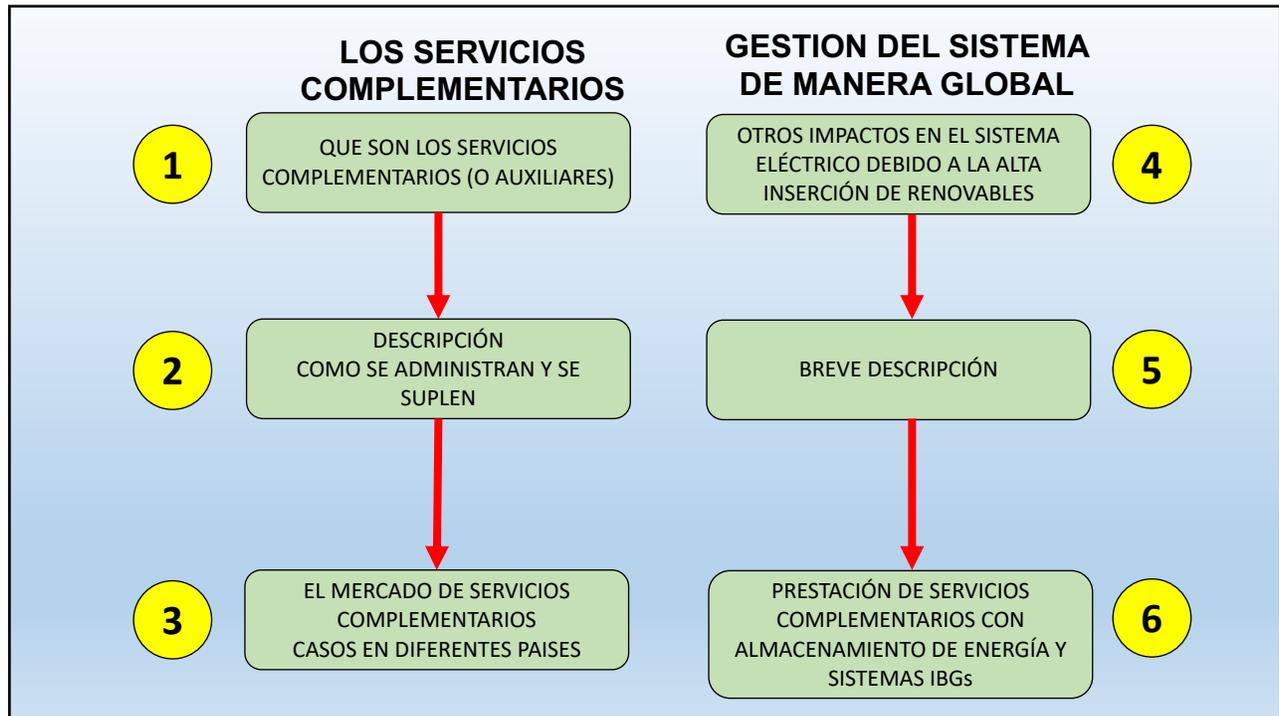
2



3



4



5

Que son los Servicios Complementarios (o Auxiliares) en un Sistema Eléctrico

6

Los servicios auxiliares o Servicios Complementarios en un Sistema Eléctrico

Uno de los temas que están recibiendo mayor atención en la reorganización de la industria eléctrica es la seguridad y la confiabilidad del suministro eléctrico.

Para satisfacer el desafío de alcanzar un sistema eléctrico confiable y seguro, y a su vez mantener las funciones básicas de producir y entregar la energía y potencia eléctrica a los clientes, los operadores del sistema se apoyan en los Servicios Auxiliares (en algunas partes también se llaman Servicios Complementarios)

Estos servicios permiten que el Operador del Sistema (TSO = Transmission System Operator):

- a) Mantenga el balance entre la generación y la demanda
- b) Mantenga el voltaje y la frecuencia en sus valores correctos
- c) Evite un colapso del sistema en caso de contingencias
- d) Restaure rápidamente el sistema en caso de colapso

7

Algunas Definiciones

Con respecto a las definiciones, no hay una sola, y depende de los diferentes lugares y sistemas eléctricos. También depende del tiempo, ya que ha ido cambiando de acuerdo a la evolución del sistema eléctrico. A continuación algunas definiciones:

“Aquellos servicios que son necesarios para mantener la transmisión de capacidad y energía desde las fuentes hacia las cargas mientras mantienen una operación confiable del sistema de transmisión por parte del Suplidor del Servicio de Transmisión de acuerdo con las buenas prácticas”

FERC (Federal Energy Regulatory Commission) (1996)

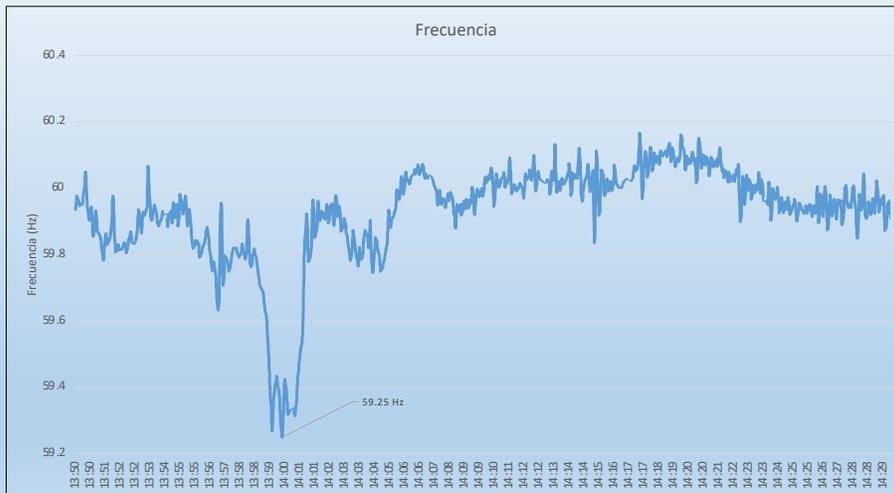
“Todos los servicios requeridos por el operador del sistema de transmisión o distribución para ayudarlo a mantener la integridad y estabilidad de los sistemas de transmisión o distribución, como también la calidad de la potencia.”

Eurelectric (2004)

“Los Servicios Auxiliares son servicios fundamentales para mantener objetivos específicos en la seguridad, estabilidad de frecuencia y estabilidad y nivel de voltaje en los Sistemas de Potencia” (CIGRE – Methods and Tools for Costing Ancillary Services)

8

Caso de Activación del Esquema de Deslaste Automático de Carga sin disparo de generación



Falta de reserva
primaria y
secundaria en el
Sistema.

9

Agrupación de los servicios complementarios Según el tiempo de respuesta

- Según el orden de acción frente a cualquier evento o necesidad del sistema los servicios auxiliares tienen las siguientes clasificaciones:
 1. Control primario (Tiempos de respuestas de 3-30 segundos)
 2. Control secundario (Tiempos de respuestas de 1-30 minutos)
 3. Control terciario (Tiempos de respuestas de 30-120 minutos)
 4. Otros ordenados por el TSO – (Tiempos de respuestas variable)

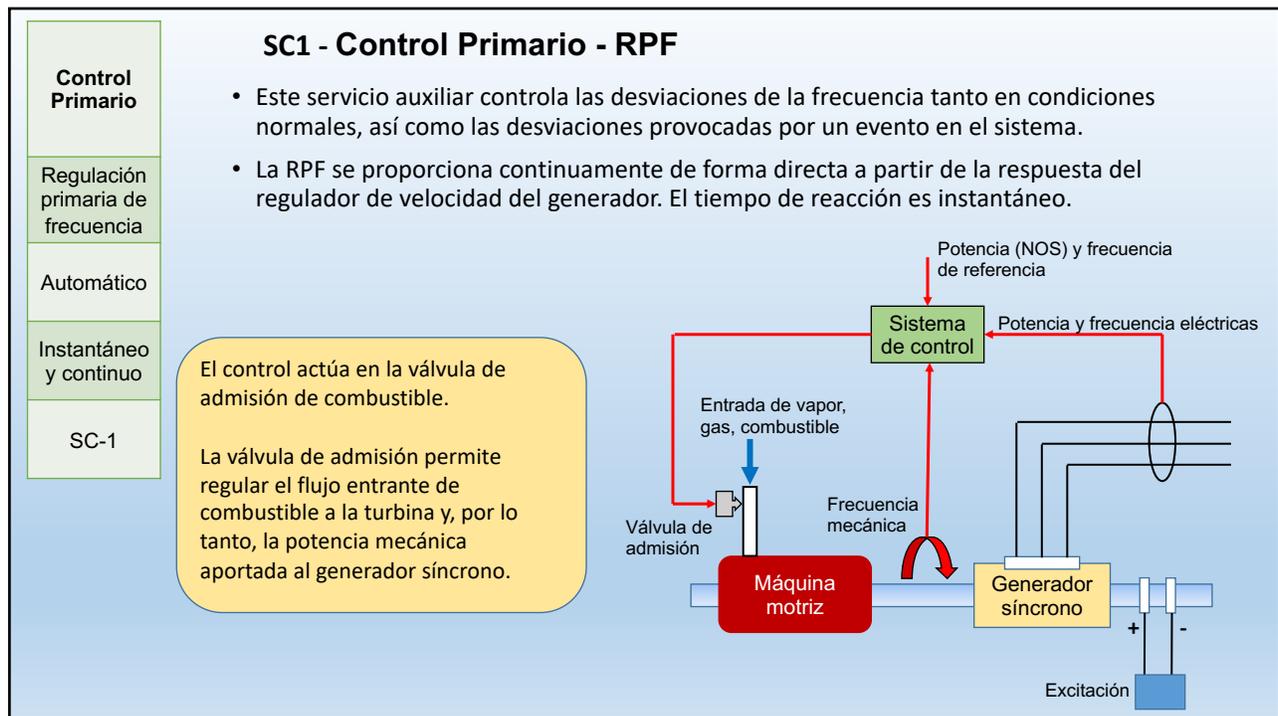
10

Clasificación de servicios complementarios

Control Primario	Control Secundario			Control terciario de red	Control de Voltaje	Arranque en negro
Regulación primaria de frecuencia	Regulación secundaria de frecuencia	Reserva rodante para contingencias (Spinning reserve)	Reserva no rodante para contingencias (no spinning reserve)	Reservas para reemplazo		
Automático	Ordenado por TSO			Ordenado por TSO		
Instantáneo y continuo	Continuo	Accionamiento con eventos		Ante eventos	Continuo	Ante eventos
SC-1	SC-2	SC-3	SC-4	SC-5	SC-6	SC-7

Tabla 4: Resumen de servicios auxiliares de 17 países encuestados extraída de: **Ancillary Services: an overview of International Practices Working group C5.06 - CIGRÉ**

11



12

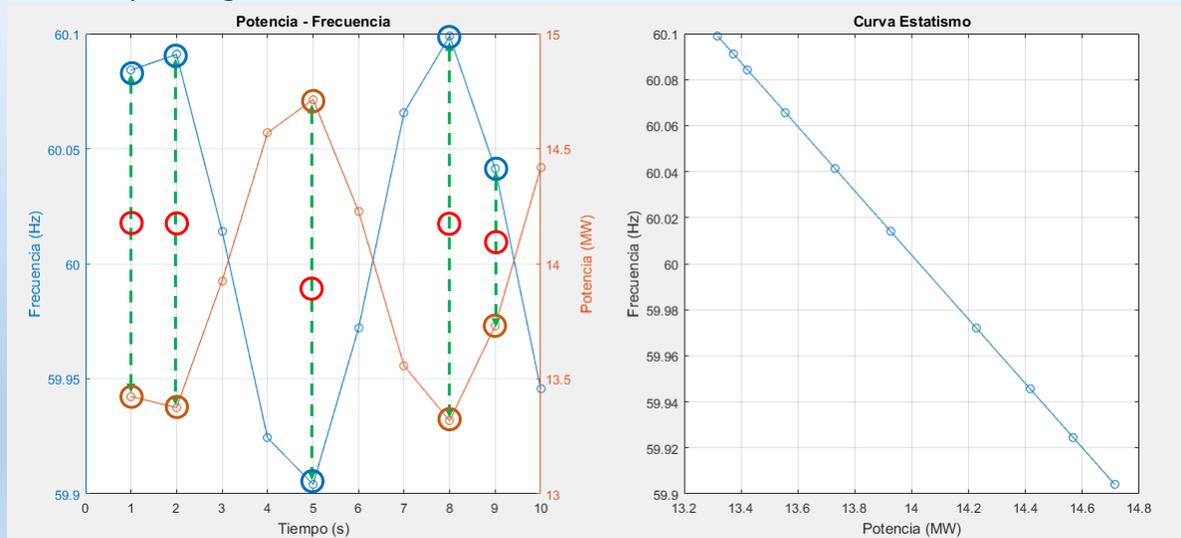
Regulación Primaria de Frecuencia RPF

- La Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) corresponde a la acción automática que realizan los reguladores de velocidad de los generadores con el fin de corregir los desbalances instantáneos entre generación y carga, asegurando así la estabilidad del sistema.
- Ante un desbalance entre la potencia eléctrica generada y la consumida, el principal objetivo de la RPF consiste en estabilizar la generación con la carga, pero la frecuencia del sistema queda desviada. Opera en un rango de tiempo que va desde los 2 a los 30 segundos (dependiendo del tipo de generador) después de ocurrida una falla

13

Regulación Primaria de Frecuencia RPF - Estatismo

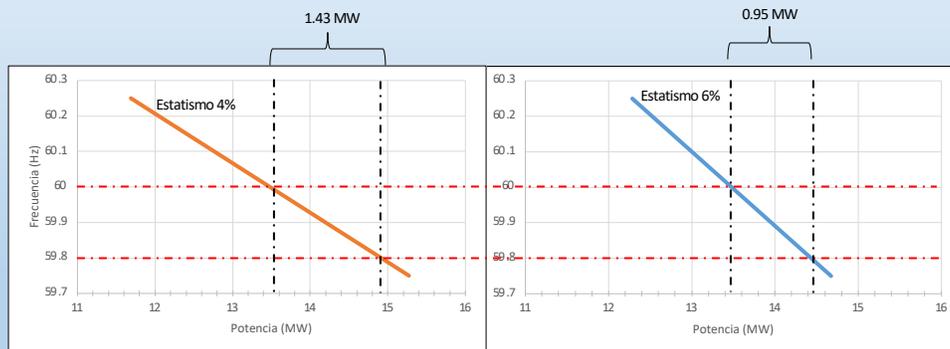
Cada generador actúa de acuerdo a su estatismo, este parámetro es el aporte de potencia realizado por un generador de acuerdo a la variación de la frecuencia del sistema.



14

Regulación Primaria de Frecuencia RPF

Cuando hay una variación de la demanda del sistema, se presenta una variación en la frecuencia. Los generadores comparten la variación de la carga de acuerdo a su estatismo ajustado.



15

Evaluación RPF Central Quisqueya II

Evaluar

Selecione el Día:

Año:	Mes:	Día:
2016	5	3
2017	6	4
2018	7	5

Período Evaluado: 9

Seleccionar Período: 9

Margen RPF: 20.88 MW
Margen RSF: 24 MW

Cantidad de unidades en línea: 12

	Calculados	Exigidos
Estatismo:	4.36973	<6.0 %
NOS Calculado:	161.072	179.124
Porcentaje Evaluación:	100	Mayor a 75%

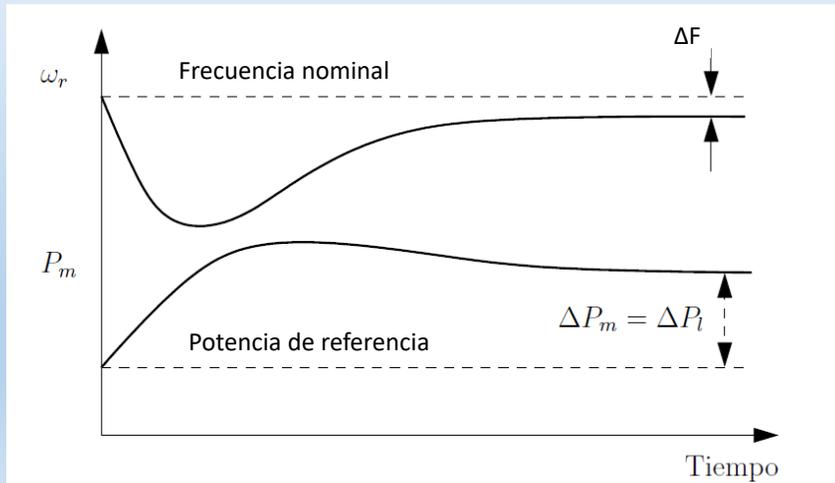
Potencia - Frecuencia

Curva Estatismo

16

Regulación Primaria de Frecuencia RPF

La presencia del estatismo provoca la aparición de un error en la frecuencia en régimen permanente. El error es corregido por acción de la regulación secundaria de frecuencia.



17

SC2 - Control Secundario - RSF

Control Secundario

Regulación secundaria de frecuencia

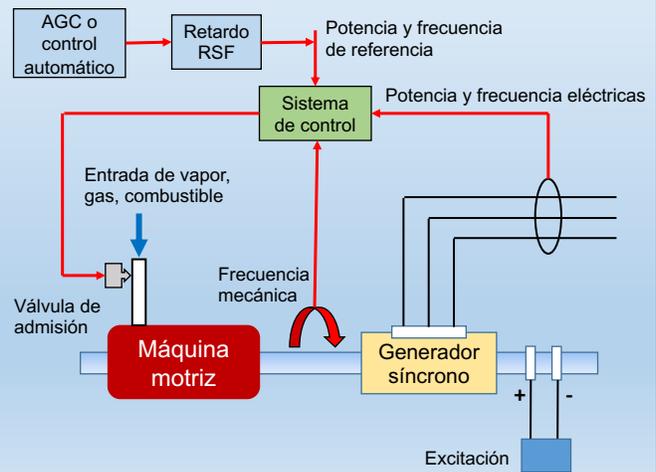
Ordenado por TSO

Continuo

SC-2

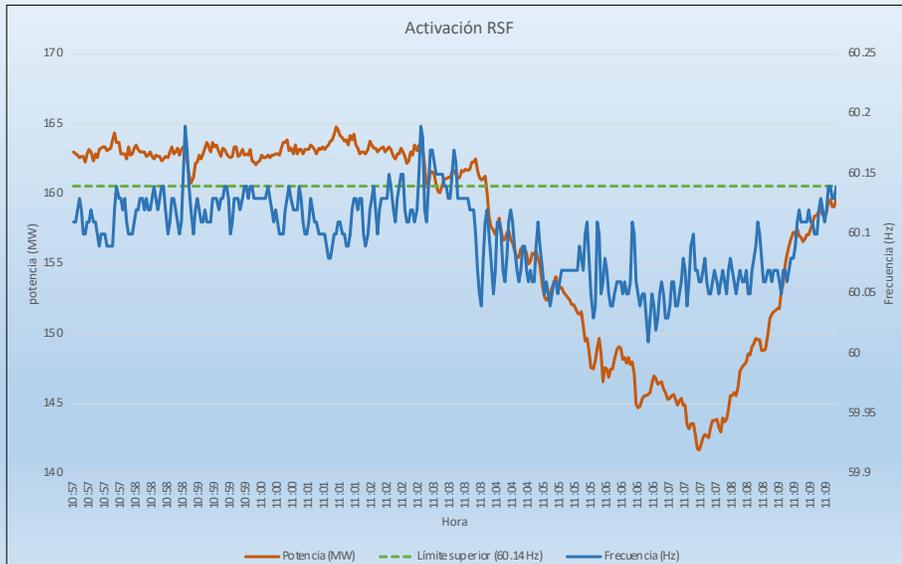
- La función de este servicio auxiliar es mantener la frecuencia en su valor nominal y recuperar la reserva de RPF luego cuando esta se encuentre agotada.
- La reserva secundaria tiene un retardo de entre 10 y 150 segundos.
- Puede ser activada mediante el control automático local o mediante un control común del sistema (Automatic Generation Control AGC)

La RSF agrega un control de la consigna de potencia de la unidad mediante



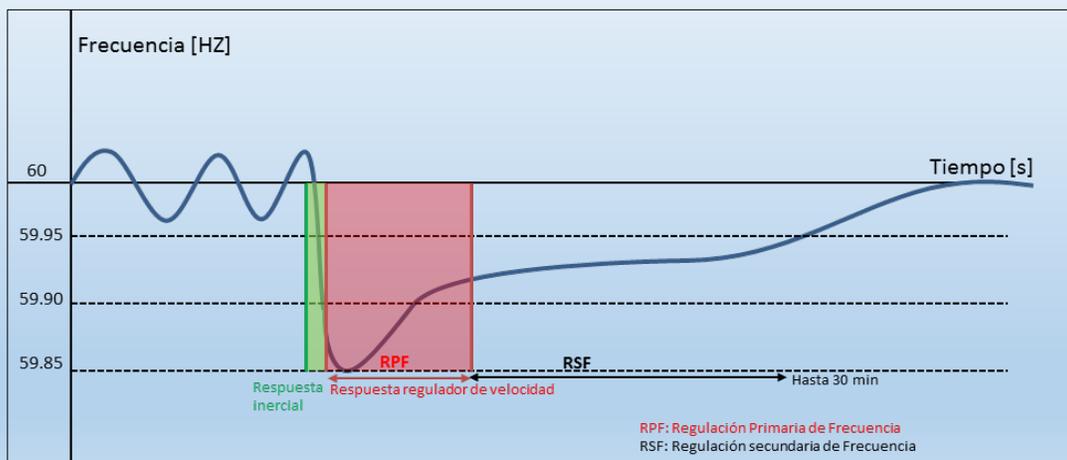
18

- La Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) tiene como objetivo eliminar el desvío de la frecuencia luego cuando se agota la reserva primaria y recuperar esta reserva.



19

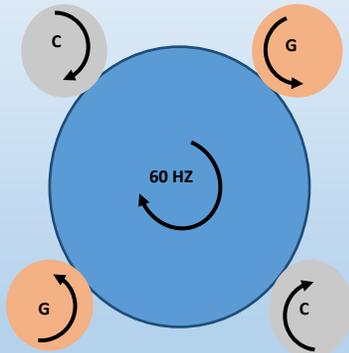
Acción de la regulación de frecuencia



20

Efecto de la Inercia en las variaciones de frecuencia.

Un Sistema Eléctrico puede ser representado por un volante de inercia que rota a una misma velocidad de sincrónica (Ejemplo 3600 RPM para 2 pares de polos)



Continuamente acelerado por los generadores y frenado por las cargas.

La masa rotante no cambiara la velocidad de giro instantáneamente, la inercia se opone a los cambios bruscos en la velocidad.

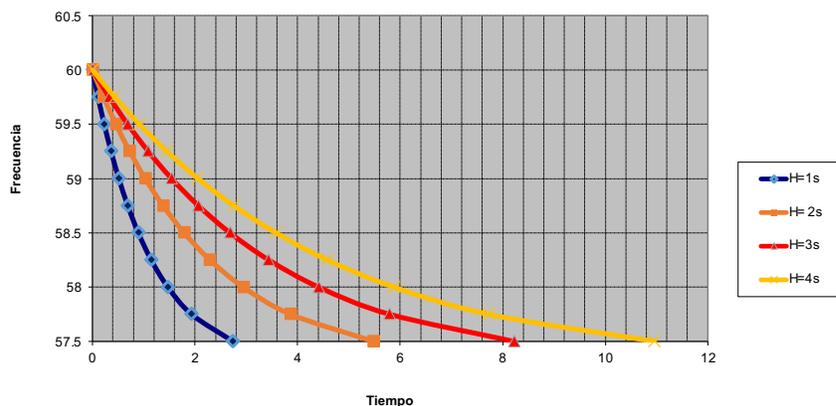
La inercia es la primera barrera que limita la caída en la frecuencia ante un evento, dando tiempo a que actúen el control primario secundario de la regulación de frecuencia.

21

Efecto de la Inercia en las variaciones de frecuencia

Caída de frecuencia por un 10 % de desbalance

Suponiendo que no actúa ningún Recurso Estabilizante



Se estima que la constante de inercia del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado SENI es de aproximadamente **3 segundos**.

22

Control Secundario	<h3 style="margin: 0;">SC-3 Control Secundario - Spinning Reserve</h3> <ul style="list-style-type: none"> Es una reserva de potencia disponible en los generadores sincronizados a la red, cuyo tiempo de respuesta es inmediata y se activa por instrucción del operador de la red. Se utiliza solo para corregir caídas de frecuencia La pérdida de aporte (o demanda) requiere servicios que son mas lentos que los controles de la respuesta primaria, pero más rápidos que las unidades de seguimiento de carga (o secundarios/terciarios) Se utiliza para mantener la estabilidad del sistema luego de ocurrido un evento. La magnitud de estos servicios es normalmente una función de los generadores mas grandes en la red. Estos servicios están previstos para mantener una cierta magnitud de capacidad de rápida respuesta en la red. Este servicio es mas lento que la RPF y solo se utiliza por un período máximo de 15 minutos luego del evento.
Reserva rodante para contingencias (Spinning reserve)	
Ordenado por TSO	
Accionamiento con eventos	
SC-3	

23

Reserva rodante:

Reserva Rodante Regulante. Se define como reserva rodante regulante a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía y que tiene como finalidad que la unidad generadora participe efectivamente en la Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia. Normalmente la magnitud de esta reserva será del 3% a 5% de la generación en cada hora

Segundos	Potencia (MW)	Frecuencia (Hz)
1	14.0	60.2
3	13.8	60.2
5	14.0	60.2
7	14.2	60.2
9	15.0	60.2
11	15.5	60.2
13	11.5	59.2
15	14.5	60.2
17	14.8	60.2
19	14.5	60.2
21	13.0	60.8
23	12.5	60.8
25	12.2	60.8
27	12.0	60.8
29	11.8	60.8
31	12.2	60.8
33	12.5	60.8
35	12.8	60.8
37	13.0	60.8
39	12.8	60.8
41	12.8	60.8

24

Control Secundario
Reserva no rodante para contingencias (no spinning reserve)
Ordenado por TSO
Accionamiento con eventos
SC-4

SC-4 Control Secundario - Non Spinning Reserve

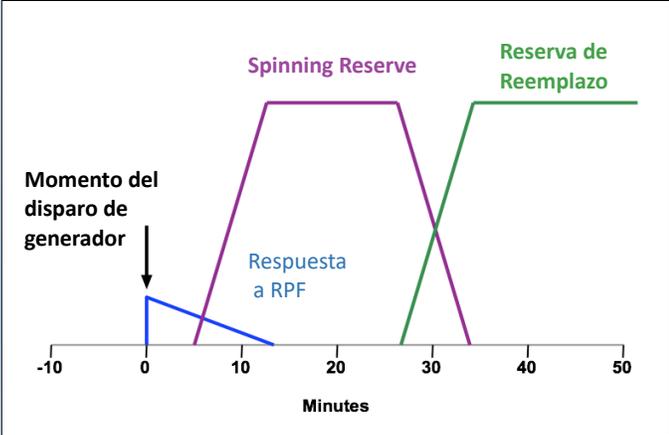
- Esta reserva esta disponible en los generadores que no están sincronizados a la red. El uso de esta reserva es la misma que la Spinning Reserve. Es mas lenta porque tiene que esperar el momento de arranque.
- Esta reserva presenta el riesgo inherente de falla en el proceso de arranque y sincronización del generador.
- Se asigna normalmente a generadores de rápido arranque. (tipo Haina TG)

25

Control terciario de red
Reservas para reemplazo
Ordenado por TSO
Ante eventos
SC-5

SC-5 Control Terciario - Reservas para Reemplazo

- Es una reserva no rodante que esta disponible después de 30 minutos a 1 hora.
- El objetivo de esta reserva es recuperar la reserva rodante del sistema



Momento del disparo de generador

Spinning Reserve

Reserva de Reemplazo

Respuesta a RPF

Minutes

26

Control de Voltaje	<h3>SC-6 - Servicio de control de tensión</h3> <ul style="list-style-type: none"> El servicio de control de voltaje es un servicio auxiliar crítico usados por los operadores de todos los sistemas. Puede ser suplido por los generadores síncronos tradicionales, los aerogeneradores o compensadores estático de reactivo (SVC)
Ordenado por TSO	
Continuo	
SC-6	

27

OTRAS FORMAS DE APORTE DE REACTIVO



Capacitores.

- Son utilizados en los puntos en los cuales por medio de inyección de potencia reactiva se pretenda aumentar el nivel de tensión.



Reactores.

- Por su capacidad de absorber reactivos son utilizados para disminuir tensiones en los nodos que se requieran, los cuales son generalmente nodos terminales de líneas de transmisión largas.



Compensador Síncrono.

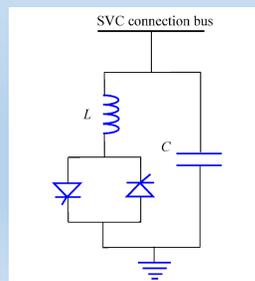
- Máquinas síncronas las cuales funcionan en un punto de su curva P-Q en la cual no generan potencia activa, y por el contrario la consumen con el propósito de vencer la fricción rotación. Su función es la de generar o absorber potencia reactiva al sistema.

28

OTRAS FORMAS DE APORTE DE REACTIVO

Static Var Compensator- SVC:

Consiste en un banco de condensadores en paralelo, junto con un reactor controlado por tiristores, variable en paralelo. Cuando el reactor se desconecta totalmente, el sistema se comporta como un condensador. Si parte del reactor se conecta en paralelo, absorbe parte de la potencia reactiva generada por el condensador, entonces, es posible variar la potencia reactiva desde valores positivos hasta valores negativos cuando todo el reactor es conectado.

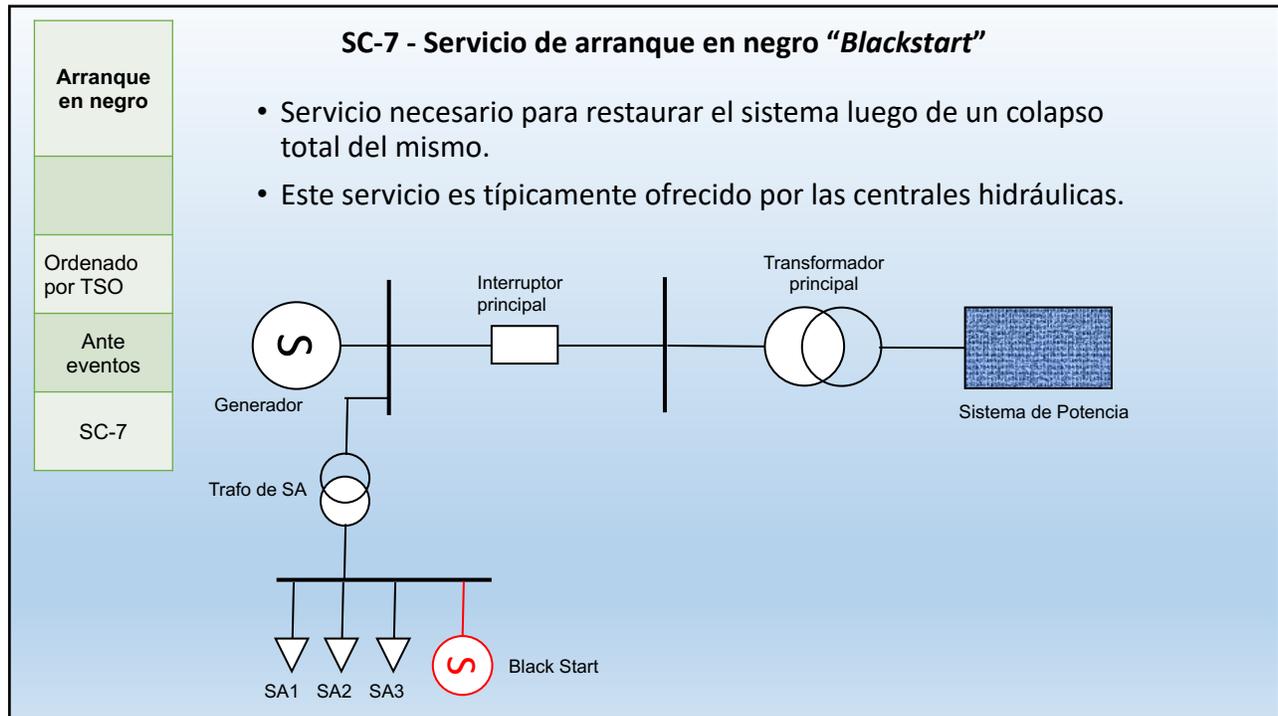


29

OTRAS FORMAS DE APORTE DE REACTIVO

Componente	Control	Suministra reactivos	Absorbe reactivos	Velocidad de Respuesta
Generador	Continuo	Si	Si	Rápida
Compensador Sincrónico	Continuo	Si	Si	Rápida
SVC	Continuo	Si	Si	Muy rápida
Banco de Capacitores	Discreto	Si	No	Variable
Banco de Reactores	Discreto	No	Si	Variable
Transformador con cambiador de tomas bajo carga	Discreto	Modifica el flujo de potencia reactiva		Lento

30



31

EL MERCADO DE SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

32

Como ya se dijo, los servicios auxiliares son servicios esenciales para la gestión de la seguridad del sistema eléctrico, facilitan el comercio ordenado de electricidad y aseguran que el suministro de energía sea de calidad aceptable.

Ante el avance de la generación renovable, que producen energía limpia, aparece el problema que estos tipos de generación no aportan inercia ni Servicios Complementarios, desplazando a su vez máquinas rotativas mas caras que estaban aportando servicios complementarios.

Ante este tema, muchos Administradores de Mercados Eléctricos en el mundo, han creado un Mercado de Servicios Complementarios (o Auxiliares).

Este tema persigue básicamente los siguientes objetivos:

- 1- Que se sigan aportando los Servicios Complementarios, ya que son imprescindibles para la seguridad y estabilidad del Sistema Eléctrico
- 2- No recargar los proyectos de energías renovables con la obligación de aportar estos servicios complementarios, pues se incrementaría significativamente el costo del proyecto
- 3- Permitir el ingreso de nuevas tecnologías, como por ejemplo baterías.
- 4- Permitir la maximización de penetración renovable en un sistema

Dependiendo el país, puede ser el caso que en este Mercado de Servicios Complementarios (MSC) se incluyan los siete servicios nombrados mas arriba, o solo algunos.

Asimismo, en otros Sistemas, como el de Brasil o Argentina, se incluyen en este mercado otros Recursos Estabilizantes, como por ejemplo el DAG (Disparo Automático de Generación), el RAG (Reducción Automática de Generación), o el aporte de potencia reactiva por medio de Compensadores Sincrónicos.

33

RESUMEN DE SERVICIOS AUXILIARES	Primario Control de Frecuencia		Secundario Control de Frecuencia				Terciario Control de la red		Otro Control de Voltaje		Otro Blackstart	
			Control de frecuencia de carga (Regulación)	Ante contingencia - Spinning Reserves	Ante contingencia- No Spinning Reserves	Reservas de reemplazo						
	No ordenada por el TSO Instantáneo y Control Continuo		Continua		Ordenada por el TSO Se activa con eventos							
	AS 1	AS 2	AS 3	AS 4	AS 5	AS 6	AS 7					
Argentina	Control de frecuencia primario	Obligatoria pagada / Mercado	Control de frecuencia de carga (Regulación)	Obligatoria pagada / Mercado	Reservas a corto plazo		Control de frecuencia secundario					Capacidad de blackstart
Rtime	2-3 s		Pocos minutos				2 min					
Dtime	30 a 60 s		Pocos minutos a 1 hora		5/10/20 min		pocos minutos					pocos min a pocas hrs
Brasil	Control de frecuencia primario	Obligatoria no pagada	Control de frecuencia secundario	Obligatoria no pagada	Usa control primario		Reservas rápidas			Soporte de reactivo al control de voltaje (Unidad generadora sincronizada)	Soporte de reactivo al control de voltaje (Generador)	Capacidad de blackstart
Rtime	0		8 s				5 min			Permanente	Según lo solicitado	Según lo solicitado
Dtime	30 s		10 min				30 min			Permanente	Algunos minutos	Algunos minutos
Alemania	Primario Control de Frecuencia	Subasta pública	Control secundario de frecuencia	Subasta pública	Reservas a corto plazo			Reservas de minutos				
Rtime	0		30 s					7,5 min				
Dtime	30 s		5 min					15 min				

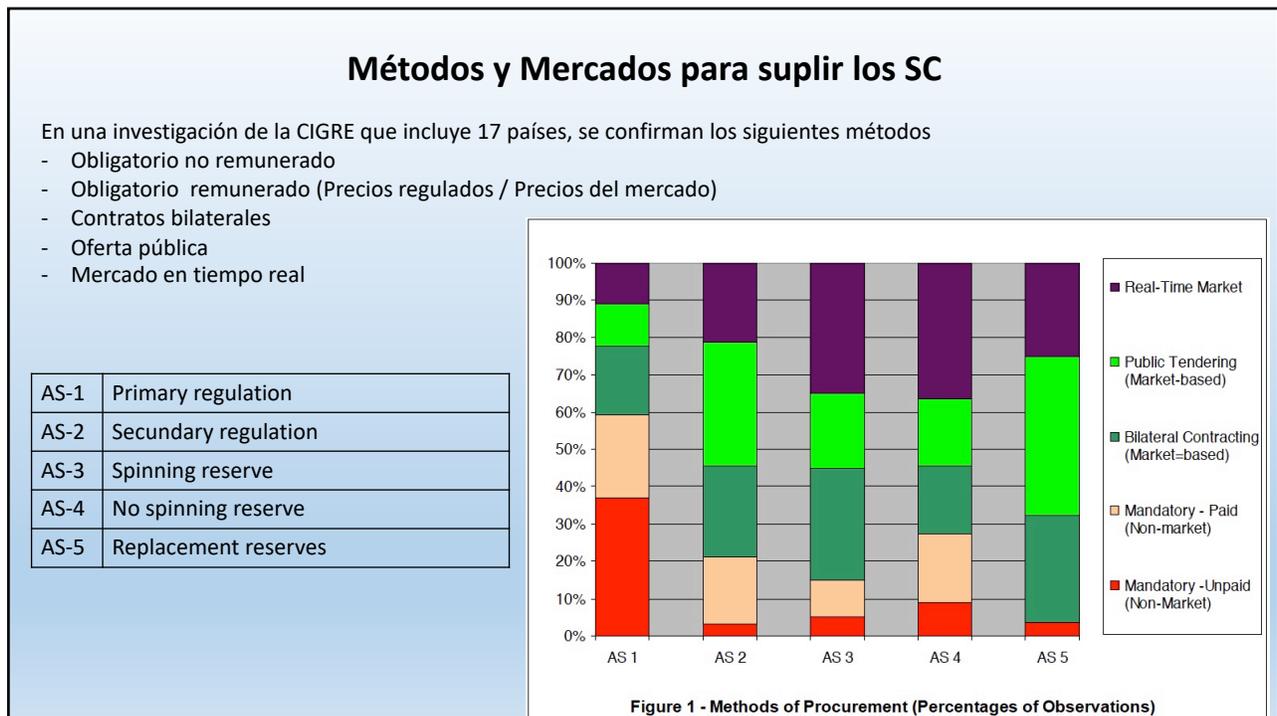
TSO: Transmission system operator. - **Rtime**: Inicio de entrega de reserva. - **Dtime**: Tiempo de entrega de reserva.

34

RESUMEN DE SERVICIOS AUXILIARES	Primario Control de Frecuencia		Secundario Control de Frecuencia				Terciario Control de la red		Otro Control de Voltaje		Otro Blackstart		
			Control de frecuencia de carga (Regulación)	Ante contingencia - Spinning Reserves		Ante contingencia- No Spinning Reserves		Reservas de reemplazo					
	No ordenada por el TSO Instantáneo y Control Continuo		Continua		Ordenada por el TSO Se activa con eventos								
	AS 1		AS 2		AS 3		AS 4		AS 5		AS 6		AS 7
España	Reserva primaria	Obligatoria no pagada	Reserva secundaria	subasta pública					Reserva terciaria	Desviación de margen de reserva	Control de voltaje (mínimo requerimiento)	Control de voltaje (disposición opcional más allá del requisito mínimo)	Blackstart (No es considerado como un servicio auxiliar a remunerar)
Rtime	0		0										
Dtime	30 s		5 min						15 min	30 min			
USA	Control primario		Control secundario (mercado de regulación)	Mercado					Desequilibrio energético (mercado de energía)			Reactiva (requisitos de ingreso)	Blackstart (asignación de costos)
Rtime	0												Dentro de 1 hr
Dtime			5 min										90 min - 4 hr
Corea	Control de frecuencia primario		Control de frecuencia secundaria							Reserva a largo plazo / Reserva de reemplazo			Blackstart (Mencionado pero no como un AS especificado)
Rtime	10 s		0										pocas min a pocas hrs
Dtime	10 s / 60 s		30 s										
República Dominicana	Regulación primaria	Obligatorio pagado	Regulación secundaria	Obligatorio pagado							Obligatorio		
Rtime	5 s		10 s										
Dtime	30 s		150 s										

TSO: Transmission system operator. - Rtime: Inicio de entrega de reserva. - Dtime: Tiempo de entrega de reserva.

35



36

Casos particulares de Mercados de Servicios Auxiliares y Recursos Estabilizantes

37

Caso Australiano

Servicio de Regulación de frecuencia en el mercado Australiano.

El Mercado de SA Australiano está orientado sobre todo al control de la frecuencia

Los servicios auxiliares de control de frecuencia (FCAS) son adquiridos por AEMO (Australian Energy Market Operator) como servicios auxiliares integrados al mercado spot, para mantener la frecuencia del sistema dentro de los límites operativos especificados en los estándares de operación de frecuencia.

El MASS (Market Ancillary Service Specification) establece la especificación más detallada de los servicios auxiliares del mercado y cómo se mide y verifica el rendimiento de la prestación de este servicio por parte de los participantes del mercado.

El MASS está diseñado para:

- Evitar cualquier tratamiento especial con respecto a las diferentes tecnologías utilizadas por los participantes del mercado.
- Tratar las instalaciones de servicios auxiliares exigiendo el mismo rendimiento para todos.
- Proporcionar un acceso equitativo al mercado para los participantes existentes y futuros.

Las definiciones y requisitos de los servicios auxiliares del mercado detallados en MASS están diseñados para permitir que AEMO administre la frecuencia del sistema de acuerdo con los estándares operativos de frecuencia.

38

Caso Australiano

Servicio de Regulación de frecuencia en el mercado Australiano.

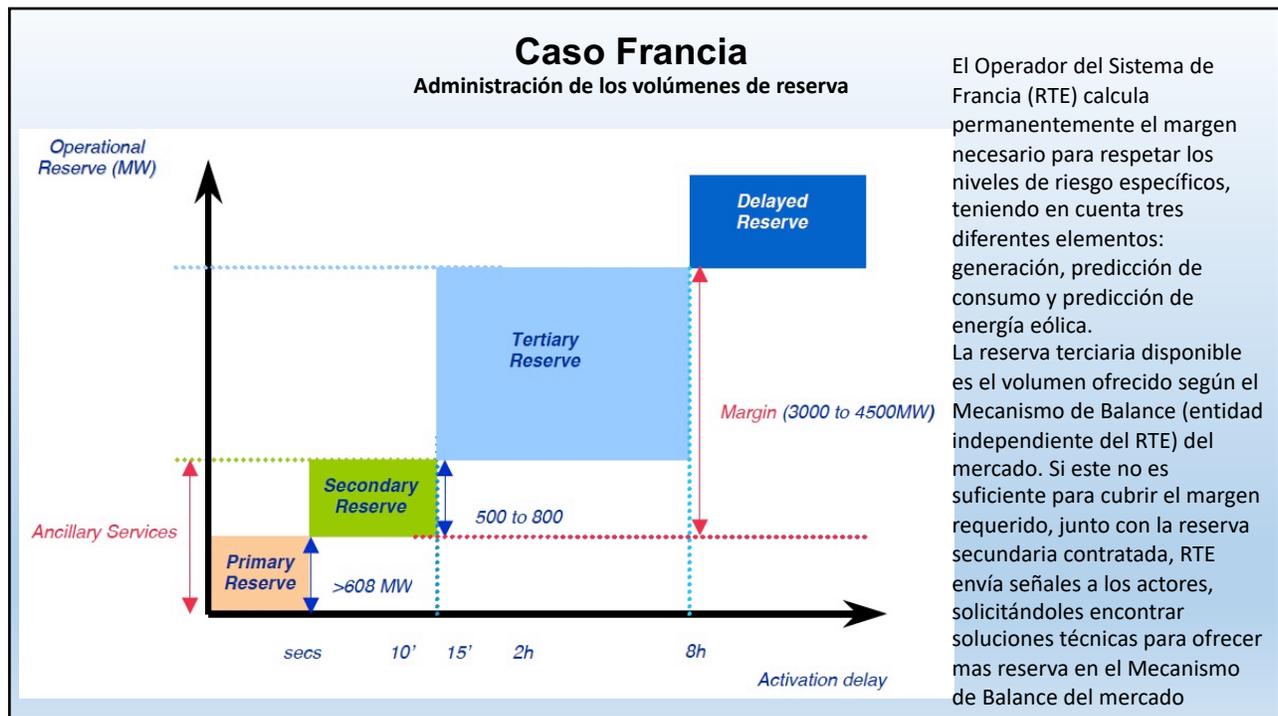
- En el Mercado Eléctrico Nacional de Australia (NEM) existen 8 mercados para 8 servicios diferentes que controlan la frecuencia. Estos servicios son los siguientes:

SERVICIO	OBJETIVO	Responsables
Regulacion de frecuencia hacia arriba	Regulacion de frecuencia	Generadores con AGC
Regulacion de frecuencia hacia abajo	Regulacion de frecuencia	Generadores con AGC
Respuesta rapida hacia arriba (6 segundos)	Respuesta ante eventos	Generadores (Respuesta del gobernador), cargas con EDAC
Respuesta rapida hacia abajo (6 segundos)	Respuesta ante eventos	Generadores (Respuesta del gobernador),
Respuesta lenta hacia arriba (60 segundos)	Respuesta ante eventos	Generadores (Respuesta del gobernador), cargas con EDAC
Respuesta lenta hacia abajo (60 segundos)	Respuesta ante eventos	Generadores (Respuesta del gobernador),
Respuesta con retardo hacia arriba (5 minutos)	Respuesta ante eventos	Generadores y cargas
Respuesta con retardo hacia abajo (5 minutos)	Respuesta ante eventos	Generadores y cargas

39

Caso Francia

Administración de los volúmenes de reserva



40

Caso Brasil

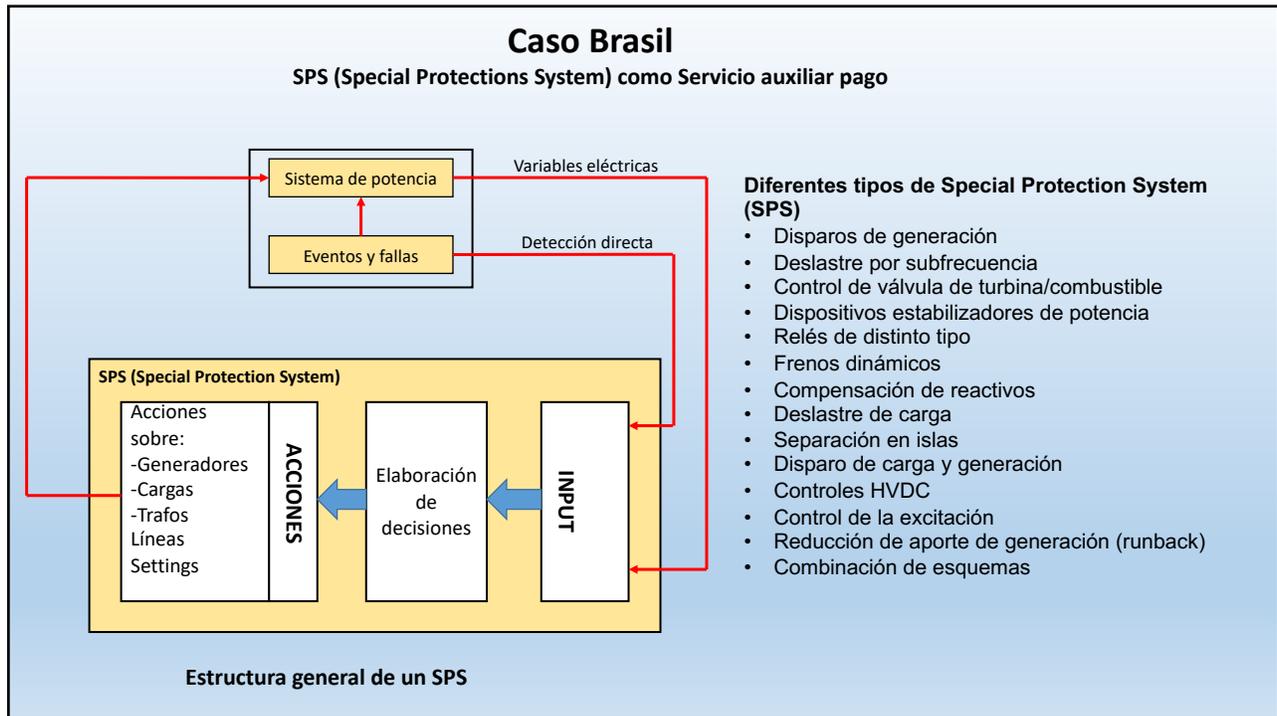
Remuneración de los Servicios Auxiliares

Los Agentes que proveen Servicios Auxiliares tales como Regulación Secundaria de Frecuencia, aporte de Potencia Reactiva por medio de compensación sincrónica, unidades de generación para auto restauración (black start), y sistemas especiales de Protecciones (SPS), son remunerados por medio de los Acuerdos de Servicios Auxiliares (ASA). Estos contratos tienen por objeto reembolsar a los Agentes los costos fijos de implementación y los costos variables de provisión del SA en cuestión. Estos servicios serán pagados por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), a través de cargos a los servicios del sistema (ESS)

41

Tipo de Servicio Auxiliar	Forma de proveer el servicio	Remun. por ASA	Recuperación de costos		
			Costos Fijos	Costos Variables	
				O&M	Pérdidas adicionales
RPF	Obligatorio	NO	-	-	-
RSF	Obligatorio (AGC)	SI	SI (No AGC) Reemplazo de equipos existentes	SI – Renta de canal de comunicación	-
Reserva Pronta	Obligatorio (plantas no despachadas)	NO	-	SI (consumo de combustible)	-
Aporte de Reactiva - Generador	Obligatorio	NO	-	-	-
Aporte de Reactiva – Compensador Sincrónico	Obligatorio	SI	SI (Gastos de convertir unidades)	SI – Tarifa de AS	SI – Se elabora procedimiento específico
Aporte de reactiva-Distribuidoras	Obligatorio	SI	SI – (reemplazo de equipos)	-	-
Black Start	Obligatorio	SI	SI – Compra de equipos	SI	-
SPS	Obligatorio	SI	SI – Compra de equipos	SI – Renta de canal de comunicación	-

42



43

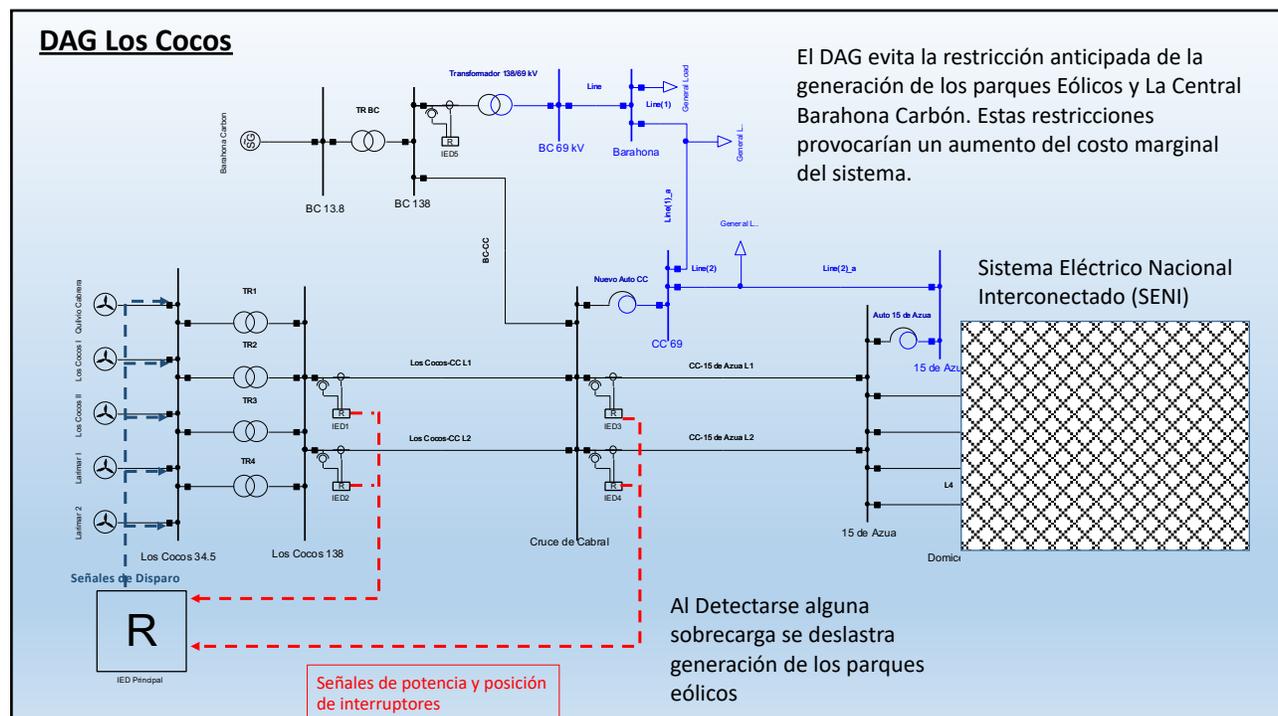
Caso República Dominicana

SPS en el SENI:
Disparo Automático de Generación.

44

- **Flowgate:** Detección de una posible congestión debida a la ocurrencia de un evento futuro. Esta posible congestión afectaría la seguridad del sistema.
- La solución adoptada por el Organismo Coordinador del SENI es restringir anticipadamente la generación asociada a ese nodo, para aliviar la posible congestión en los enlaces.
- Un Deslaste Automático de Generación DAG es un camino alternativo para enfrentar y resolver las posibles congestiones en el sistema.

45



46

OTROS IMPACTOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DEBIDO A LA ALTA INSERCIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Fuente: proyecto europeo MIGRATE

48

PROBLEMAS VINCULADOS A LA ESTABILIDAD DEL ANGULO DEL ROTOR

1- Aparece un nuevo fenómeno de oscilaciones de potencia

Las SSCI (Sub Synchronous Controller Interaction). Siempre se han evitado los efectos de las oscilaciones subsíncronas, que son fenómenos que aparecen a frecuencias menores que la sincrónica.

Tradicionalmente estas oscilaciones subsíncronas, vinculadas a líneas largas compensadas con un reactor en serie, podía producir resonancia subsíncrona en los generadores, y dañar los ejes.

Este nuevo fenómeno se define como: "La interacción adversa entre un dispositivo de electrónica potencia con otro dispositivo de potencia (como módulo de generación de energía, dispositivo electrónico de potencia o un sistema compensado en serie) a frecuencias por debajo de la frecuencia nominal del sistema "

2- Reducción de los márgenes de estabilidad transitoria

Normalmente los sistemas de generación eólica Full Converter tienen una función que los protege contra reacción del aereo post falla (FSF Fault Support Function) y mantiene la estabilidad transitoria del sistema. Conforme va creciendo la inserción de renovables, esta función puede no ser suficiente. En este caso se propone agregar un control suplementario de amortiguamiento (SCD Supplementary Control Damping)

49

PROBLEMAS VINCULADOS CON LA ESTABILIDAD DE LA FRECUENCIA

En caso de desequilibrio entre la carga y la generación en un área con generadores síncronos, la frecuencia sube o baja. Un exceso de generación acelera las máquinas síncronas en el sistema y conduce a una frecuencia de red creciente, un déficit en la generación provoca el efecto contrario

Los sistemas con frecuencia estable son capaces de mantener o restaurar el equilibrio entre carga y generación con mínima pérdida de carga desladrada automáticamente. La inestabilidad de frecuencia ocurre en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que conducen al disparo de unidades generadoras y/o de cargas.

3- Reducción de la inercia del sistema

La respuesta inercial comienza inmediatamente después de que ocurre el desequilibrio, y mantiene el equilibrio hasta que se activa la regulación primaria (entre 2 y 5 segundos). La energía almacenada en la masa rotatoria de los generadores síncronos y por lo tanto su velocidad angular disminuye. Como la frecuencia de la red está vinculada sincrónicamente a la velocidad angular de generadores síncronos, también disminuye. El efecto de autorregulación es proporcional al RoCoF (Rate of Change of Frequency).

La inercia es proporcionada en gran parte por generadores síncronos y turbinas acopladas mecánicamente en las centrales eléctricas convencionales. Otra porción más pequeña es proporcionada por Motores síncronos conectados sincrónicamente (es decir, sin interfaz PE) a la red. Las centrales eléctricas convencionales son reemplazadas cada vez más por la generación de energía renovable que se conecta a la red principalmente a través de electrónica de potencia. En este caso, el dispositivo inversor desacopla la parte eléctrica y lo mecánica parte del dispositivo generador (o de los paneles solares), lo que resulta en una falta de respuesta inercial a los cambios en la frecuencia de la red. Además, la carga de motores conectados directamente a la red es reemplazado cada vez más por motores conectados a través de una interfaz de electrónica de potencia (variadores). Ambos aspectos conducen a una reducción significativa inercia del sistema de potencia

4- Pérdida o reducción de la participación en el mantenimiento de la frecuencia con interfaces de Electrónica de Potencia

Para un funcionamiento eficaz de la estabilidad de la frecuencia, es importante que ni carga ni generación se disparen involuntariamente, mientras la frecuencia permanezca dentro de la banda predefinida para el sistema. Si esto ocurre, podría aumentar el desequilibrio entre carga y generación aún más. Por el contrario, es beneficiosa una participación en la contención de la frecuencia por parte de la carga. Esto conduce a una dependencia de la frecuencia de la carga total, llamada efecto de autorregulación. Este efecto desaparece con el uso de variadores para los motores industriales

50

PROBLEMAS VINCULADOS CON LA ESTABILIDAD DEL VOLTAJE

Un sistema de energía debe mantener la estabilidad del voltaje, en todos las barras del sistema, incluso después de haber ocurrido una perturbación que lo desplace de su condición de operación inicial. Similar a la estabilidad angular, esta perturbación puede ser pequeña (por ejemplo, pequeños cambios en la carga) o grandes (por ejemplo, cortocircuitos, disparo de un generador, etc.)

5- Huecos de tensión producen huecos de frecuencia

Este problema se refiere a la fase de recuperación de la potencia activa después de un cortocircuito. La recuperación de potencia de los generadores síncronos, junto con la recuperación del voltaje es muy rápido. La recuperación de potencia activa de los aerogeneradores puede ser más lenta debido a la tensión mecánica en la estructura, que debe ser mantenido a niveles aceptables. El impacto de este problema es fuertemente dependiente del tamaño del área involucrada, junto con su inercia y la penetración de generación renovable. El problema se ve agravado por la disminución de la inercia y una mayor propagación de caídas de tensión. La generación con inversores pero sin motor primario mecánico, como la fotovoltaica, se pueden controlar de tal manera que no contribuyan significativamente a este problema

6- pérdida de potencia reactiva

Tradicionalmente, la regulación de la tensión y por tanto la gestión de la potencia reactiva en la red de transporte se hace principalmente con centrales eléctricas convencionales. Además, los operadores de la red instalan equipos compensadores de potencia para respaldar la gestión de la energía reactiva, donde necesario. Si no se supe la demanda de potencia reactiva de los elementos del sistema de transmisión (principalmente líneas y transformadores), los voltajes en el área respectiva disminuyen.

El aumento de la generación con inversores va reemplazando y desplazando a los generadores síncronos. Esto reduce las capacidad de control de voltaje dentro de la red de transmisión ya que la generación con inversores no proporciona las mismas capacidades.

51

7- Exceso de potencia reactiva

La demanda de potencia reactiva de los elementos del sistema de transmisión como líneas aéreas, cables y transformadores es altamente dependiente de su carga. Las líneas aéreas requieren suministro de energía reactiva (actúan como una inductancia) en caso de que estén muy cargadas y proporcionan potencia reactiva (actúan como una capacitancia) con cargas bajas. Los transformadores siempre requieren y los cables siempre proporcionan potencia reactiva, pero en cualquier caso la cantidad depende de la corriente y, por tanto, de la carga.

Como el aumento de la penetración de la generación por inversores reduce la capacidad de control de voltaje en las redes de transmisión, esto podría aumentar el problema y producir en algunas zonas altos voltajes, especialmente porque la proporción relativa de generación interconectada con inversores puede ser mayor en tiempos de carga baja que de carga alta.

PROBLEMAS VINCULADOS CON EL FUNCIONAMIENTO DE LAS PROTECCIONES

Contribución de corriente de cortocircuito de la generación con inversores es sólo un poco mayor que la nominal. Los sistemas de generación con inversores difieren de los generadores sincrónicos: La contribución de la corriente de cortocircuito se fija por estrategias prediseñadas del control electrónico y del tipo de convertidor.

Impacto en los algoritmos de protección: La protección de distancia (21) es la función de protección más afectada en escenarios de alta penetración de renovables:

- La forma de onda de las corrientes se distorsionan durante el período de transición y difiere de la corriente de cortocircuito del generador síncrono clásico.
- La estrategia de control de supresión de inyección de corriente de secuencia negativa (I2) hace que el inversor alimente cualquier tipo de falla aún en un estado estable de cortocircuito.
- Consecuencias: - Impacto negativo en los algoritmos de direccionalidad - Impacto negativo en los algoritmos de selección de fase defectuosos: - Corrientes superpuestas.