



Marco Conceptual de los Esquemas Suplementarios de Protecciones

CONSEJO NACIONAL DE OPERACIÓN
Subcomité de Estudios Eléctricos
Abril de 2014

Contenido

1. OBJETIVO GENERAL.	1
2. MARCO CONCEPTUAL.	2
ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN –ESP-	2
2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIONES	6
2.2 ASPECTOS TÍPICOS DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIONES.	7
3. DEFINICIÓN DE ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN –ESP-.	7
3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS ESQUEMAS ESPECIALES DE PROTECCIONES	8
3.2 TIPOS DE ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN ESP	9
3.3 APLICACIONES QUE NO CONSTITUYEN ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIONES	10
3.4 DESARROLLO DE ESPECIFICACIONES DEL ESP	11
3.4.1 <i>Determinación de la contingencia a administrar</i>	11
3.4.2 <i>Estudio del problema producido por la contingencia</i>	12
3.4.3 <i>Resultados esperados</i>	12
3.5 PROPÓSITO DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN.	13
3.5.1 <i>Manejo de congestiones en la red</i>	13
3.5.2 <i>Preservar la estabilidad de la frecuencia</i>	13
3.5.3 <i>Preservar la estabilidad angular</i>	14
3.5.4 <i>Inestabilidad Angular ante Pequeñas Perturbaciones</i>	16
3.5.5 <i>Preservar la estabilidad de la tensión</i>	16
3.5.6 <i>Prevenir la sobrecarga térmica</i>	18
3.5.7 <i>Prevenir la activación de las oscilaciones en el sistema de potencia</i>	18
3.6 BENEFICIOS	18
3.6.1 <i>Rechazos Automáticos de generación -RAG´s-</i>	19
3.6.2 <i>Esquema suplementario de desconexión de carga –EDAC-</i>	20
3.6.3 <i>Esquema de rechazo de carga</i>	20
3.6.4 <i>Esquemas de separación de sistemas (áreas)</i>	20
3.6.5 <i>Combinación de esquemas</i>	20
3.6.6 <i>Estabilizadores de potencia –PSS-</i>	22
3.6.7 <i>Controladores FACTS</i>	22
3.6.8 <i>Control sobre el ajuste de generación</i>	28
3.6.9 <i>Desconexión y reconexión controlada de líneas de transmisión</i>	28

3.6.10	<i>Esquema de desconexión de carga por baja tensión</i>	29
3.6.11	<i>Esquema suplementario de protección angular</i>	29
3.6.12	<i>Control Automático de generación -AGC-</i>	30
3.7	CRITERIOS PARA RECOMENDAR LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN.	31
3.8	DEFINICIÓN DE LA TEMPORALIDAD DE SU OPERACIÓN	31
4.	DISEÑO DE UN ESQUEMA ESP	31
4.1	ESTUDIO DEL SISTEMA	32
4.2	DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN	32
4.3	DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN.....	32
4.4	PUESTA EN SERVICIO, PRUEBAS Y VERIFICACIÓN DE FUNCIONAMIENTO	33
5.	MEDIDAS FASORIALES	33
5.1	APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA DE MEDIDA FASORIAL PARA LA PROTECCIÓN DE ÁREA AMPLIA Y EL CONTROL	34
5.2	SEPARACION CONTROLADA DE ÁREAS E INTERCONEXIONES	34
5.3	DESLASTRES INTELIGENTES DE CARGA.....	35
5.4	RESTAURACION INTELIGENTE DEL SISTEMA DE POTENCIA	36
6.	ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS INSTALADOS EN EL SIN COLOMBIANO	38
6.1	ESQUEMAS DE RECHAZO DE GENERACIÓN.....	38
6.2	ESQUEMAS DE RECHAZO DE CARGA.....	39
6.3	DESCONEXIÓN DE CONTROLADA DE LÍNEAS O SEPARACIÓN DE ÁREAS	40
7.	BIBLIOGRAFIA	41

1. OBJETIVO GENERAL.

Presentar informe al Comité de Operación de la primera etapa del trabajo de conceptualización de los Esquemas Suplementarios de Protección –ESP-, también conocidos como Sistemas Especiales de Protecciones, que permita tener un marco de referencia para su aplicación en Colombia, su pertinencia y aplicabilidad en el Sistema Interconectado Nacional -SIN-.

2. MARCO CONCEPTUAL.

ÁMBITO DE APLICACIÓN DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN –ESP–

En general, el ámbito de aplicación y acción de los Esquemas Suplementarios o Especiales de Protección –ESP– abarca el Sistema Interconectado Nacional –SIN–, actuando sobre líneas de transmisión y subestaciones en media, alta y extra-alta tensión, plantas de generación y sistemas de distribución, los cuales deberán activarse ante eventos que podrán ser causantes de inestabilidades, sobrecargas, colapsos de tensión y frecuencia, etc. del SIN y tomar acciones previamente planificadas.

Los Esquemas de Protección de la Integridad del Sistema incluyen los denominados esquemas especiales –SPS–, acciones remediales –RAS–, esquemas de baja frecuencia (Under Frequency) –UF– o tensión (Under Voltage) –UV–, esquemas fuera de paso (Out-of-Step) –OOS–, etc., definidos por el IEEE PSRC (IEEE Power System Relaying Committee) como Esquemas de Protección de la Integridad del Sistema (System Integrity Protection Schemes –SIPS–). Todos estos esquemas proveen medidas razonables para evitar disminuir o parar los colapsos en cascada causados por contingencias extremas [3].

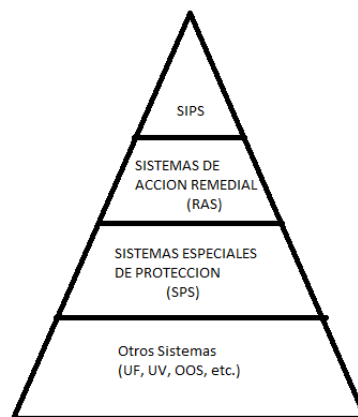


Figura No. 1 Estructura jerárquica de un Esquema de Protección de la Integridad del Sistema según la referencia [20].

El IEEE¹ y el CIGRÉ² definen un Esquema de Protección de la Integridad del Sistema -SIPS- como un sistema diseñado para detectar una condición particular de un sistema eléctrico, que se sabe puede causarle una condición inusual e indeseada, y tomar algún tipo de acción predeterminada para contrarrestar la condición observada de alguna manera controlada. En algunos casos un SIPS es diseñado para detectar una condición del sistema que se sabe será causante de inestabilidades, sobrecarga, colapso de voltaje, etc. La acción de control puede ser la apertura de una o más líneas, desconexión o reducción de generación, deslastre de carga o cualquier medida que alivie el problema.

En la literatura técnica internacional se trata de manera similar a los Esquemas de Protección de la Integridad del Sistema –SIPS- con los Esquemas Especiales de Protecciones –SPS- y los Esquemas de Acción Remedial –RAS- (Remedial Action Scheme). No obstante, la NERC difiere en esa denominación y prefiere llamarlos Esquemas Especiales de Protecciones -Special Protection Schemes –SPS-. En este documento se les denominará Esquemas Suplementarios de Protecciones –ESP- [3, 6, 21]

De acuerdo con el North American Electric Reliability Corporation -NERC- (antes National Electric Reliability Council)³, las acciones correctivas de los esquemas suplementarios o especiales no se limitan al aislamiento de las componentes falladas e incluye acciones tales como cambios en generación y demanda o reconfiguración del sistema para mantener la estabilidad, el voltaje y los flujos de potencia en niveles aceptables. Según el NERC, un esquema suplementario o especial de protecciones no incluye los deslastres de carga por baja frecuencia o baja tensión, condiciones de falla que deben ser aisladas o la actuación de los relés de protección de fuera de paso o pérdida de sincronismo (ANSI 78), no diseñadas como parte integrante de un sistema especial o suplementario de protecciones. Igualmente, puede implementarse un esquema especial de protecciones para mitigar condiciones temporales o anormales de operación debido a actividades de expansión o de mantenimiento o en circunstancias en las cuales los operadores no sean capaces de reaccionar de manera rápida para evitar las condiciones adversas en el sistema de potencia [15].

1 Institute of Electrical and Electronics Engineers –IEEE-

2 Conseil International des Grands Réseaux Électriques -CIGRÉ-

3 The North American Electric Reliability Corporation (NERC) es una corporación sin ánimo de lucro con base en Atlanta, Georgia, fundada en marzo 28 de 2006, como sucesor del National Electric Reliability Council, también conocido como NERC. El original NERC fue fundado en junio 1 de 1968 por la industria eléctrica de Estados Unidos para promover la confiabilidad y suficiencia del transporte de energía en bloque en los sistemas eléctricos de Norteamérica (Canadá, Estados Unidos, México). Sitio web <http://www.nerc.com/Pages/default.aspx>

Las aplicaciones con acción local y no integradas a los esquemas nacionales o regionales, y que constituyen esquemas operativos temporales orientados a la protección de equipos específicos, definidos en el nivel de la distribución que no tienen el propósito de afrontar problemas en mediana o gran escala, y que perderán su vigencia ante la entrada en servicio de los proyectos de expansión que subsanarán las deficiencias que se pretenden cubrir no se consideran esquemas suplementarios de protección.

Los Esquemas Suplementarios son instalados para proteger la integridad del sistema de potencia o de partes estratégicas que lo componen, en oposición a los esquemas convencionales que están dedicados a proteger algún componente o elemento específico.

La necesidad de los Esquemas Suplementarios de Protecciones ha sido demostrada en los colapsos y apagones en diferentes sistemas eléctricos de potencia alrededor del mundo, indicando la necesidad de incrementar la inversión y el desarrollo de medidas coordinadas de defensa y planes adecuados de restauración, cuyo impacto debe ser considerado en el largo plazo, respaldo en adecuados estudios. La naturaleza diversa de los disturbios extremos, asociada con la ocurrencia no anticipada e infrecuente, apunta hacia la necesidad de acciones automatizadas para estabilizar el sistema de manera controlada bajo un plan de defensa.

La planificación y el desarrollo de sistemas de interconexión implican estudios sistemáticos de rutina sobre una amplia gama de trastornos graves y pruebas frecuentes para la correcta ejecución. La introducción de medidas automáticas o restricciones operativas específicamente diseñadas deberán responder a las perturbaciones identificadas a tener graves consecuencias, como la separación de sistema o el aislamiento de áreas (formación de islas). Sin embargo, estos estudios sistemáticos sólo podrán examinar una parte de la innumerable combinación de las posibles contingencias que podrían afectar la red.

De acuerdo con el IEEE, el EPRI⁴ y el CIGRÉ, los esquemas suplementarios o especiales se clasifican de la siguiente manera, según su aplicación[14]:

- **Local (Sistema de Distribución)** – Los ESP en este nivel son simples y tiene una función dedicada. Los procesos de detección de la condición prevista, dispositivos

⁴ El Electric Power Research Institute –EPRI–. Lleva a cabo la investigación, desarrollo y desarrollo (I + D) en relación con la generación, distribución y utilización de energía eléctrica para el beneficio del público. Es una organización independiente, sin fines de lucro, que reúne a científicos e ingenieros, así como expertos del mundo académico y de la industria para ayudar a abordar los desafíos de la electricidad.

usados y de toma de decisiones se localizan en subestaciones en el nivel de distribución, afectando porciones limitadas del sistema, tales como circuitos radiales o pequeñas redes. Un ejemplo es el caso de los circuitos seleccionados para hacer parte de un esquema de deslastre o desconexión de carga.

- **Área Eléctrica (Sistema de Transmisión)** - Los procesos de detección de la condición prevista, dispositivos usados y de toma de decisiones se localizan en subestaciones en el nivel de distribución, transmisión o porciones del sistema eléctrico, limitando el impacto en áreas eléctricas vecina o interconexiones entre sistemas eléctricos. En esta categoría están los esquemas suplementarios que afectan plantas o unidades de generación.
- **Subsistemas o de Áreas Eléctricas** – La operación de este tipo de esquemas tiene alto impacto en más de una empresa de generación y transmisión. Estos ESP son más complejos, involucran múltiples parámetros y estados. La información es recogida tanto local como remotamente aunque el proceso de decisión pueda estar centralizado. Se requieren facilidades de comunicaciones para efectuar la recolección de la información y para ejecutar acciones en otras áreas.
- **Sistemas de Área Amplia**- Estos ESP son muy complejos e involucran sistemas de comunicaciones y decisiones multinivel para contingencias o escenarios de colapso del sistema de potencia. Requiere sistemas de comunicaciones para recolección de datos de múltiples localidades y tiene alto impacto en todo el sistema interconectado.

El concepto de impacto adverso significativo debe entenderse como la afectación de la capacidad de operación de los sistemas, y puede asimilarse a una o más de las siguientes condiciones derivadas de fallas o alteraciones que se consideran tienen un impacto perjudicial en los siguientes aspectos:

- La estabilidad del sistema.
 - La respuesta dinámica del sistema o disparo de equipos.
 - Violación de los niveles de tensión en condiciones de emergencia.
 - Superación de los límites de capacidad de transmisión en los límites en estado de emergencia.
 - Pérdidas elevadas de carga.
-

2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIONES

Las siguientes descripciones no cubren todas las posibles clasificaciones, pero no describen varios métodos comunes y convenientes. Un método conveniente de clasificación es mediante las variables de entrada del esquema que detectan contingencias del sistema y las perturbaciones [27]:

Basada en eventos. Los esquemas basados en eventos detectan directamente las salidas y/o eventos de fallas y pone en marcha acciones, tales como la desconexión de generador/carga para mitigar total o parcialmente el impacto de eventos. Este tipo de control de lazo abierto se utiliza comúnmente para prevenir la inestabilidad del sistema cuando las acciones correctivas necesarias se deben aplicar lo más rápidamente posible.

Basadas en parámetros. Los esquemas basados en parámetros miden variables para las que un cambio significativo confirma la ocurrencia de un evento crítico. Esta es también una forma de control de lazo abierto, pero con detección indirecta de eventos. El método indirecto se utiliza principalmente para detectar remotamente el estado de los interruptores (por ejemplo, un extremo opuesto de una línea) y los cambios repentinos importantes que pueden causar inestabilidades que no se pueden fácilmente de manera directa. Proporcionar la ejecución oportuna de la acción correctiva, las variables medidas pueden incluir el potencia, la medida angular, etc, y/o sus variaciones.

Basado en la respuesta. Los sistemas de monitoreo de esquemas basados en la respuesta del sistema durante los disturbios e incorporan un proceso de lazo cerrado para actuar ante las condiciones reales del sistema. La acción de los esquemas basados en respuesta puede ser ajustada más finamente respecto de la magnitud de la perturbación, pero normalmente no es lo suficientemente rápido para evitar inestabilidades siguientes a perturbaciones graves. Algunos tipos de esquemas por baja frecuencia –UFLS- o tensión –UVLS- y algunos esquemas de deslastre pueden ser interpretados como sistemas de lazo cerrado basado en la respuesta. Un esquema basado en la respuesta se puede utilizar cuando es aceptable un incremento de la acción remedial (por ejemplo, paso a paso).

Combinación de los anteriores. La mayoría de los esquemas basados en de eventos y en parámetros son activados por una combinación de eventos y parámetros. Estos esquemas

inician acciones previamente planeadas, basadas en estudios de las contingencias predefinidas en el sistema para una variedad de condiciones.

2.2 ASPECTOS TÍPICOS DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIONES.

Los detalles críticos para el diseño de un Esquema Suplementario de Protecciones y sus características de funcionamiento, se deben determinar mediante estudios pertinentes. Entre las recomendaciones y conclusiones más importantes de estos estudios podría ser:

Criterios de actuación. Las condiciones críticas del sistema de potencia para las cuales un esquema debe estar listo para actuar cuando sea necesario.

Condiciones de arranque. Las contingencias críticas para iniciar la acción si el esquema está disponible. Los esquemas basados en parámetros deben detectar los cambios críticos en las condiciones del sistema de potencia más que detectar condiciones específicas.

Medidas adoptadas. La acción correctiva mínima requerida por cada contingencia (cuando está en funcionamiento) y las medidas correctivas máxima aceptable para cada contingencia (cuando sea pertinente).

Requisitos de tiempo o de tiempo permitido. El máximo permitido para que la acción correctiva se lleve a cabo.

3. DEFINICIÓN DE ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN –ESP–.

Los Esquemas Suplementarios de Protecciones de la integridad del sistema son aquellos sistemas de protecciones diseñados para detectar una condición particular y conocida de un sistema eléctrico de potencia, que se sabe puede causar una condición operativa inusual e indeseada y tomar algún tipo de acción predeterminada para contrarrestar la condición observada de una manera controlada, a fin de mitigar las consecuencias derivadas de esa

condición, permitiendo con posterioridad un aceptable desempeño del sistema de potencia. Estos esquemas son instalados para proteger el sistema de potencia o porciones estratégicas, en oposición a los sistemas de protecciones convencionales que están dedicados a elementos o aparatos específicos.

La mayoría de los Esquemas Suplementarios de Protecciones se utilizan para tratar una variedad de problemas del sistema, incluida la estabilidad de tensión y los manejos de las cargas. Aplicaciones menos comunes incluyen la detención de fenómenos como la resonancia sub-síncrona y la supresión las oscilaciones que producen el efecto de torsión en generadores. Las medidas adoptadas por los Esquemas Suplementarios de Protecciones pueden incluir, sin limitarse a la reconfiguración del sistema, el rechazo generación o ajustes de rápidos de potencia (runback), deslastres de carga, inyección o absorción de potencia reactiva o inserción resistencias de frenado y rampas rápidas de HVDC.

Los Esquemas Suplementarios de Protecciones son una solución sustancialmente más rápida y menos costosa de implementar que la construcción de la infraestructura de transmisión y transformación. Los Esquemas Suplementarios de Protecciones permanentes se han aplicado en algunos casos en los que el costo asociado a la expansión del sistema es prohibitivo, la construcción no es posible debido a limitaciones físicas, o la obtención de algunos permisos no es factible. En otros casos, se han implementado esquemas temporales para mantener la confiabilidad del sistema, hasta que se construye la infraestructura de transmisión, o cuando el riesgo de la confiabilidad es temporal (por ejemplo, durante las salidas temporales de equipos) y los gastos asociados con las actualizaciones permanentes de transmisión no se justifican [15]. Aunque el despliegue de los Esquemas Especiales de Protecciones por lo general representa una alternativa menos costosa que la construcción de nuevas infraestructuras, trae consigo elementos operacionales únicos entre los que destacan: (1) los riesgos de falla sobre la demanda y de la activación involuntaria, (2) el riesgo de interacción con otros Esquemas Especiales de Protecciones en formas no previstas, (3) incremento en la gestión, el mantenimiento, los requerimientos de coordinación y complejidad en el análisis.

3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS ESQUEMAS ESPECIALES DE PROTECCIONES

Los criterios de diseño para un ESP deberán incluir las siguientes características [7]:

Confiabilidad

Certeza de que el ESP operará cuando sea requerido, es decir, en todos los casos en donde se requieran acciones de control para evitar un colapso.

Disponibilidad

La inhabilidad del ESP para operar debido a una falla de uno o más de sus componentes debe ser mínima. El ESP debe estar diseñado con el más alto grado de disponibilidad y deberá estar coordinado con los sistemas de protección existentes (protecciones locales).

Seguridad

Certeza de que el ESP operará cuando sea requerido, es decir, no aplicará acciones de control a menos que ellos sean necesarios para evitar un colapso.

Selectividad

Habilidad para seleccionar la cantidad y la acción de control correcta para ejecutar la función de estabilización del sistema eléctrico de potencia, evitando acciones de control si ellas no son efectivamente necesarias para evitar el colapso.

Robustez

La habilidad del ESP para proveer Confiabilidad, Seguridad y Selectividad en todo el rango dinámico y de estado estable del sistema eléctrico de potencia que aparecerá durante la operación del mismo.

Intervención del operador

La intervención del operador en las acciones de control del ESP es nula o mantenida a un mínimo.

3.2 TIPOS DE ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN ESP.

De acuerdo con las experiencias de las diferentes empresas de energía alrededor del mundo, y según las recopilaciones realizadas en diversos trabajos del IEEE y el CIGRÉ, es posible definir distintos tipos de ESP, los cuales son aplicables en los siguientes aspectos [14,20, 22]:

- a) Rechazos automáticos de generación –RAG-
-

- b) Rechazos o desconexión automática de carga.
- c) Deslastres automáticos de carga por baja frecuencia y/o tensión –EDAC- mediante sistemas adaptables o selección estadística, usando de esquemas df/dt o tasas de cambio en la frecuencia (Rate of Change of Frequency –ROCOF-)
- d) Esquemas de alarma por inestabilidades angulares o de tensión, mitigaciones de sobrecargas, congestión y esquemas adaptables para sobrecargas en líneas de transmisión (adaptive load mitigation schemes) mediante el cálculo microprocesado de la temperatura del conductor.
- e) Separación de sistemas (áreas o interconexiones)
- f) Suicheo de condensadores en paralelo (shunt) o controladores FACTS.
- g) Control de cambiadores de tomas coordinados con bancos condensadores o controladores FACTS.
- h) Control de SVC/STATCOM
- i) Control de válvulas de turbinas (fast valving)
- j) Controles de HVDC
- k) Control de sistemas estabilizadores de potencia y excitaciones discretas
- l) Frenado dinámico y ajustes de potencia en generadores (runback)
- m) Conexión y desconexión de bancos condensadores
- n) Turbinas de gas de arranque rápido o para arranque autónomo (Black Start)
- o) Acciones AGC
- p) Desacoplamiento de barras en subestaciones

3.3 APLICACIONES QUE NO CONSTITUYEN ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIONES

Teniendo en cuenta las propuestas del NERC, el CIGRÉ, el IEEE y diversas publicaciones, los siguientes esquemas no constituyen ESP por sí mismos:

- a) Deslastres de carga por baja tensión o baja frecuencia de aplicación local no asociados a esquemas de deslastre aplicados al SIN.
 - b) Dispositivos de aplicación local para proteger los posibles daños de equipos sin condición de fallas presentes, desconectando o modificando la operación de dicho equipos, tales como la operación de protecciones de pérdida de campo, alta temperatura en transformadores, transferencia de circuitos, etc.
 - c) Esquemas de recierre monopolar o tripolar.
-

- d) Dispositivos aplicados a compensaciones serie o paralelo, FACTS (Flexible AC Transmission System), transformadores de cambio de fase (Shifting-Phase), transformadores de frecuencia variable, sistemas de excitación de generadores y cambiadores de tomas de transformadores.
- e) Esquemas para prevenir altas tensiones mediante maniobras de líneas de transmisión de manera automática.
- f) Esquemas de desenergización de líneas de transmisión cuando están abiertas en un extremo (líneas como condensadores).
- g) Operación de relés fuera de paso o pérdida de sincronismo (ANSI/IEEE 78)
- h) Esquemas operativos que proveen protección anti-aislamiento, por ejemplo para proteger la carga de los efectos de ser aislada con insuficiente generación para mantener la frecuencia y la tensión en niveles aceptables.
- i) Esquemas de protección que operan localmente interruptores, distintos a la condición de falla, tales como aperturas bajo condición de corriente de aporte (infeed current), tal que la protección del extremo remoto pueda detectar una falla o reducir su efecto.
- j) Secuencias automáticas que continúan acciones manuales del operador.
- k) Esquemas de protección de resonancia sub-síncrona (SSR).
- l) Modulación de enlaces HVDC o de compensadores estáticos –SVC- o controladores FACTs mediante el uso de controles suplementarios, tales como ángulo de amortiguamiento o de frecuencia aplicados a oscilaciones locales o inter-área.
- m) Sistemas de protecciones que incluyen múltiples elementos dentro de su zona de protección o que aísla más de un elemento fallado a causa de que no existe un dispositivo de interrupción entre los elementos fallados.

3.4 DESARROLLO DE ESPECIFICACIONES DEL ESP

Las especificaciones de los ESP deberán ser establecerse a partir de los siguientes criterios:

3.4.1 Determinación de la contingencia a administrar

Las contingencias o eventos administrar por parte de los ESP son:

- Atender una perturbación particular, por ejemplo la desconexión de un generador o una planta por apertura por falla de un circuito asociado a fin de evitar sobrecargas en otros circuitos.

- Atender una condición particular del sistema, por ejemplo desconexión de carga en el sistema de potencia por actuación de los esquemas de deslastre, ante una caída de frecuencia por pérdida importante de generación.
- Atender una condición atractiva económicamente en sí, por ejemplo.
- Atención sobre una condición atractiva económicamente dada una perturbación.
- Automatizar análisis de contingencia aleatoriamente y producir soluciones.

3.4.2 Estudio del problema producido por la contingencia

Los siguientes aspectos deberán ser tenidos en cuenta antes de la implantación de un ESP [7,23]:

- Desarrollo de diferentes estrategias de solución, estudios y criterios de planeación.
- Estudios de operación en tiempo real.
- Estudios de coordinación y control con otras protecciones y sistemas de control.
- Tipo de tecnología y arquitectura a usar.
- Existencia de otros ESP para coordinación.
- Definición de normas o estándares a usar.
- Determinación de las estrategias más factibles.
- Análisis económico de las soluciones elegidas y determinación de la solución óptima.
- Identificación y especificación de desempeño del ESP.
- Preparación de documento con la especificación del ESP.

3.4.3 Resultados esperados

Los resultados esperados de la implementación de un ESP son:

- Tipo de SIPS empleado y funciones que realizará
 - Definición de la ubicación del SPS en el sistema eléctrico
 - Definición de los criterios que demandan la utilización de un SIPS
 - Definición de los requerimientos de desempeño solicitado al SIPS
-

3.5 PROPÓSITO DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN.

Es posible definir el propósito de los esquemas suplementarios de acuerdo con la aplicabilidad en los siguientes aspectos:

3.5.1 Manejo de congestiones en la red

Las principales motivaciones para el manejo de las congestiones son las siguientes:

- Evitar racionamiento en zonas deficitarias del sistema de potencia debido a congestiones en los flujos de potencia en la red.
- Maximizar el despacho de energía más económica.
- Proteger corredores de transmisión al liberar la congestión en los mismos.
- Estabilizar el sistema de potencia ante eventos de contingencia extrema y de baja probabilidad.

3.5.2 Preservar la estabilidad de la frecuencia.

Mantener frecuencia dentro del rango de funcionamiento nominal (idealmente al valor nominal de la constante) es esencial para un funcionamiento adecuado de un sistema de energía. Una desviación de frecuencia máxima aceptable (por lo general 2 Hz) es dictada por un ajuste óptimo de los circuitos de control de las centrales de generación de energía eléctrica. Cuando se alcanza este límite, la protección de la unidad se desconecta las unidades de la planta. Esto hace que la situación sea aún peor, la frecuencia puede descender más y finalmente llevar al colapso total de todo el sistema.

Para la corrección de las pequeñas desviaciones se usa el Control Automático de Generación (AGC) las desviaciones más grandes requieren el uso de las reservas rodantes o acelerar la puesta en marcha de los generadores. Cuando se producen alteraciones más graves, por ejemplo, pérdida de una central (todas las unidades generadoras), la pérdida de un importante centro de carga o pérdida de interconexiones, bien sea en AC o en DC, se pueden requerir medidas de control de emergencia para mantener la estabilidad de frecuencia. Medidas de control de emergencia pueden incluir. Algunas medidas comunes son:

- Desconexión para prevención de daños de unidades de generación del tipo térmico por baja frecuencia



- Deslastre de carga por baja frecuencia para reversar la caída de la frecuencia, de manera local o remota o el uso de esquemas automáticos.
- Reducción de la generación rápidamente mediante el control rápido de válvulas (fast Valving), disparo de unidades hidráulicas o actuación de las desviaciones de agua ante altas frecuencias.
- Apertura controlada de líneas de interconexión por actuación de los relés de baja frecuencia para evitar la propagación de los disturbios.
- De control de transferencia de potencia HVDC.
- Separación del sistema en islas donde exista el balance carga-generación

Los dispositivos locales automáticos utilizados para la desconexión de cargas son los relés de baja frecuencia (Under Frequency Load Shedding –UFLS-). Por lo general, se activan cuando la frecuencia se deprime, alcanzando un nivel predefinido y/o con una tasa predefinida de cambio. Su acción es la desconexión de la carga en varios pasos (de 5 - 20% cada uno, según la práctica) de los alimentadores que supervisan. Sin embargo, su uso efectivo depende en gran medida de su afinación cuidadosa basada en estudios previos, ya que no hay ninguna coordinación en línea entre ellos. Otra desventaja es que sólo pueden reaccionar a la baja frecuencia, puesto que el aumento de la frecuencia no está cubierto por esta aplicación para este tipo de relés. En algunos casos, el impacto de su operación puede ser negativo, ya que no son capaces de la capacidad de adaptarse a la situación que se presente, por ejemplo cuando la producción de distribución/generación descentralizada varía en el tiempo por lo que muy a menudo la tensión de los alimentadores de distribución llegarían a alimentar a la red (inyección de potencia). Así que no aparecerían como cargas y su desconexión puede hacer que la situación empeore.

Una solución al problema descrito en el párrafo anterior puede ser el uso de esquemas de deslastre centralizados, de la misma manera como se usa en empresas de otros países (Hydro-Quebec por ejemplo) [2]

3.5.3 Preservar la estabilidad angular

La estabilidad transitoria de un sistema de potencia está caracterizada por la capacidad de todos los generadores de mantener el sincronismo, cuando el sistema es sometido a una perturbación severa, tal como un corto circuito de baja resistencia (falla sólida) con la consecuencia de la pérdida de bloques importantes de carga o generación. La respuesta de la

generación se presentará con variaciones importantes en los ángulos de los generadores con variaciones grandes en los flujos de potencias activa y reactiva.

Una pérdida de sincronismo o deslizamiento puede afectar a una unidad generadora, una planta con varias unidades de generación, un área eléctrica o varias áreas interconectadas, lo cual podrá ocurrir rápidamente durante la primera oscilación de potencia o después de varias oscilaciones de carácter creciente. Este riesgo es mayor en sistemas de potencia poco enmallados o ante flujos de potencia muy elevados. Las consecuencias son grandes perturbaciones o transitorios que afectarán a los consumidores, tales como depresión en las tensiones, grandes desviaciones en el valor de la frecuencia, desconexión de cargas, etc. Estas oscilaciones podrán producir desconexión de unidades generadoras y apertura de líneas de interconexión por operaciones inadecuadas de las protecciones.

Las condiciones de deslizamiento pueden causar oscilaciones de tensión intolerables en el área afectada. El flujo de potencia hacia el área afectada puede ser modulado mediante deslastres de carga o generación, suicheos de aparatos de control de la potencia reactiva o separación de áreas.

Algunas medidas son:

- Rechazo de generación.
- Frenado dinámico (dynamic braking).
- Control rápido de válvulas para fijación de ajustes en potencia (setpoints) en generadores (Runback).
- Conexión de reactores con valores totales cercanos a la generación.
- Esquemas de alta velocidad de deslastre de carga.
- Separación controlada de áreas o interconexiones.

En el caso de la inestabilidad ángulo transitoria, debe presentarse una perturbación severa que no permita a un generador suministrar su energía eléctrica a la red (normalmente una desconexión de una línea que conecta el generador con el resto del sistema con el fin de despejar un cortocircuito), hará que esta sea absorbida por el rotor del generador, aumentando su energía cinética, lo que conlleva a una aceleración repentina de su velocidad por encima de valores aceptables y eventualmente a un daño del generador.

3.5.4 Inestabilidad Angular ante Pequeñas Perturbaciones

La inestabilidad angular ante pequeñas perturbaciones o eventos se refiere a la capacidad del sistema de potencia de mantener el sincronismo cuando se encuentra sometido a pequeñas perturbaciones (pérdida de una porción pequeña de la generación o de la carga, circuitos en sistemas de distribución, etc. que excitarán algún modo de oscilación). Los sistemas poseen muchos modos de oscilación debido a una gran variedad de interacciones entre los elementos que lo componen. Muchas oscilaciones de este tipo son derivadas de los intercambios de energía entre las masas giratorias de los generadores. Un sistema de potencia con varias unidades generadoras presentará múltiples modos de oscilación, los cuales se presentarán en las franjas de 0,1 a 2,0 Hz para las oscilaciones electromecánicas. Los modos de oscilación no amortiguados pueden ser del tipo local (0,7 a 2,0 Hz) o del tipo inter-área (0,1 a 0,7 Hz).

Una forma tradicional de amortiguación de estas oscilaciones es utilizando los sistemas estabilizadores de potencia (PSS), que controlan o modulan la tensión de salida del generador. La afinación coordinada de los PSS es una tarea compleja y debe llevarse a cabo fuera de línea.

De manera general, el manejo de este tipo de oscilaciones se ejecuta usando controles de lazo cerrado, tales como las excitaciones de los generadores (Reguladores Automáticos de Voltaje – AVR-), estabilizadores de potencia –PSS- y la conexión o desconexión de compensaciones estáticas de potencia reactiva (Static Var Compensator -SVC-) o controles FACTS. Estos esquemas especiales están asociados a acciones de control no continuas (no permanentes) y generalmente, no son usados para mejorar el desempeño del sistema en caso de problemas de estabilidad de pequeñas perturbaciones.

En la actualidad se está discutiendo y probando el uso de los PSS asociados a unidades de medida fasorial –PMUs-.

3.5.5 Preservar la estabilidad de la tensión.

Las tensiones en un sistema deben ser controlados dentro de un rango predeterminado. Los soportes o el consumo de reactiva se usan para controlar la tensión. Las altas transferencias de potencia activa sin suficiente soporte de reactiva pueden producir un colapso por tensión o una inestabilidad de voltaje, la cual puede aparecer aún si no existe estabilidad angular.

La inestabilidad del voltaje es, básicamente, causada por una falta de disponibilidad de soporte de potencia reactiva en algunos nodos de la red, donde la tensión puede caer de manera incontrolable. La falta de potencia reactiva puede esencialmente tener dos orígenes. El aumento gradual de la demanda de energía en su parte reactiva no se puede cumplir en algunas barras o el cambio repentino de una topología de red que produce la reorientación de los flujos de corriente de tal manera que la suficiente potencia reactiva necesaria no es posible entregarla a algunas barras.

La relación entre la potencia activa que se consume en la zona supervisada y las tensiones correspondientes se expresa por las llamadas curvas PV (denominadas como “curvas nariz”). EL incremento de los valores de carga pueden estar acompañados por una disminución de la tensión (excepto en una carga capacitiva). Cuando se aumenta aún más la carga, es posible alcanzar el punto de máxima carga, sin la posibilidad de que energía adicional pueda ser transmitida en esas condiciones. En caso de cargas de potencia constante la tensión en el nodo se vuelve incontrolable y disminuye rápidamente. Sin embargo, el nivel de tensión cerca de este punto a veces es muy bajo, lo que no es aceptable en condiciones normales de funcionamiento, aunque todavía se encuentra dentro de la región estable. Pero en los casos de emergencia, es posible manejar la tensión por un período corto.

Las acciones remediales deben incluir un ajuste en los soportes de tensión o controlar el flujo de potencia en esa parte del sistema.

Algunas medidas son:

- Conectar condensadores y desconectar reactores.
- Control sobre los cambiadores de tomas (bloqueo, acción automática, etc.)
- Modulación de la potencia en HVDC.
- Uso de unidades de arranque rápido.
- Incremento de ajustes en AVR's y uso de controles conjuntos.
- Deslastre de carga necesaria para estabilizar tensión.
- Cambios rápidos en el despacho de acción local o remota.

Los relés de bajo voltaje son una solución local convencional. El criterio para proceder a la desconexión de carga es un nivel de tensión previamente definido en el nodo supervisado.

La inestabilidad transitoria de tensión está en el rango de los segundos (generalmente entre 1 y 3 segundos) y el papel principal en estos casos lo juegan los motores de inducción y los sistemas de transmisión HVDC.

3.5.6 Prevenir la sobrecarga térmica

Bajo ciertas condiciones, el sistema puede llegar a sobrecargarse y puede ser posible dejar el equipo e servicio solamente si se toman acciones remediales (deslastres de carga o generación o separación de áreas).

Debido a la inercia térmica en los equipos, las sobrecargas temporales más allá de los valores nominales pueden ser aceptables, siempre que el equipo antes de la contingencia no estuviera en carga nominal.

Debe notarse que si el equipo permanece en servicio se considera una acción SPS, pero si se sobrecarga y es desconectado se considera una acción de protecciones de sobrecarga.

3.5.7 Prevenir la activación de las oscilaciones en el sistema de potencia

Las oscilaciones de potencia en un sistema se deben mantener dentro de un rango aceptable y deben ser amortiguadas en pocos segundos para reducir las fluctuaciones de la tensión. Algunos disturbios ocasionados por pérdidas en generación, transmisión o carga pueden llevar a oscilaciones en el sistema con oscilaciones de tensión o niveles no amortiguados inaceptables.

Los esquemas suplementarios pueden ser aplicados para reducir las oscilaciones a límites tolerables o para llevar el punto de operación del sistema a zonas probadamente estables mediante la desconexión rápida de carga, generación o separación controlada de áreas.

3.6 BENEFICIOS

Seguridad

- Operación segura del sistema eléctrico ante descalces de obras de generación y transmisión.
- Monitoreo de la red en tiempo real.
- Flexibilidad de operación, evitando un parque generador con mayor probabilidad de falla.
- Incremento de la estabilidad del sistema eléctrico en su totalidad, aislando zonas críticas.

Disponibilidad

- Desprendimientos de carga controlados, evitando colapsos totales del SEP.
- Minimización de la energía no suministrada, evitando una interrupción generalizada del servicio.

Beneficios económicos

- Posibilidad de acceso a generación más económica disponible en puntos remotos de la red.
- Uso de la capacidad máxima teórica de las líneas sin pérdida de seguridad.
- Evita utilizar centrales cuya operación es más ineficiente.
- Aumento de la productividad de las industrias al evitar interrupciones generalizadas en caso de falla.
- Aislamiento de zonas con problemas, reduciendo pérdidas por cortes totales de energía.

3.6.1 Rechazos Automáticos de generación -RAG's-.

- Los esquemas de rechazo de generación son un medio efectivo de mantener la estabilidad del sistema, evitando la ampliación de disturbios.
 - El principio es la desconexión rápida de alguna generación puede disminuir el flujo de potencia a través de líneas que sufren reducción de su capacidad de transporte, debido a disturbios locales (cortocircuitos) que tienen un efecto no grande sobre el balance carga/generación en un sistema interconectado grande.
 - La reducción rápida en el flujo de potencia en una ruta por reducción en la capacidad reduce la probabilidad de oscilaciones grandes potencia que llevarían a inestabilidades.
 - Los esquemas de rechazo de generación se pueden clasificar en: Esquemas dependientes del estado de las líneas de transmisión; disparos transferidos desde una o varias subestaciones hacia las unidades de generación en las subestaciones de conexión, más aplicado a plantas hidroeléctricas que térmicas.
-

- Esquemas que actúan sobre la estabilidad transitoria. Miden la aceleración y velocidad de las plantas respecto a la frecuencia del sistema desconectando suficiente generación para asegurar la estabilidad. De muy compleja aplicación.
- Esquemas híbridos. Iniciado por el estado de las líneas de transmisión.

3.6.2 Esquema suplementario de desconexión de carga –EDAC-

Durante emergencias severas en el sistema resultantes de una generación insuficiente, se hace necesario desconectar automáticamente carga para evitar el colapso total, y servir de apoyo en los procesos de restablecimiento. Es posible aplicar relés de baja frecuencia para iniciar un proceso seguro y ordenado de separación de áreas o sistemas si la emergencia supera la capacidad de los esquemas de deslastre de carga. El programa de deslastre de carga debe estar coordinado con las limitaciones de los equipos en operación para bajas frecuencias (unidades térmicas, servicios auxiliares, etc.).

3.6.3 Esquema de rechazo de carga

- Diseñados para desconectar carga a raíz de una pérdida de generación o líneas de interconexión importantes.
- Los esquemas de rechazo de carga pueden ser iniciados para aliviar condiciones de sobre carga en los elementos del sistema de potencia.
- También puede ser iniciado por exceder los límites térmicos de equipos o líneas de transmisión.
- Los esquemas de rechazo de carga son separados de los esquemas de deslastre de carga.

3.6.4 Esquemas de separación de sistemas (áreas)

Este esquema consiste en desconectar las áreas de control ante la ocurrencia de una perturbación que provoque una desviación importante de una variable eléctrica que comprometa la integridad de la red. La separación de áreas se usa en condiciones extremas donde la posibilidad de mantener una o varias áreas en servicio de manera sincronizada es poco probable, por lo cual que se opta por la separación de áreas, para intentar mantener en forma aislada la red eléctrica de esa área estable.

3.6.5 Combinación de esquemas



El uso de esquemas combinados de acuerdo con el NERC, deberá tener en cuenta si se basan en uno o más de los siguientes casos:

- Eventos detectados directamente, por ejemplo por fallas para poner en marcha acciones tales como la desconexión del generador/carga para mitigar total o parcialmente el impacto de eventos.
- Mediante la medida de variables para prevenir la inestabilidad del sistema, cuando las acciones correctivas necesarias se deben aplicar lo más rápidamente posible mediante la medida directa de variables o cambios de parámetros para las que un cambio significativo confirma la ocurrencia de un evento crítico para proporcionar información oportuna ejecución las medidas correctivas. Las variables medidas pueden incluir la potencia, el ángulo, la frecuencia, etc.

Teniendo en cuenta los anteriores aspectos, la combinación de esquemas puede darse por uno o más de los siguientes aspectos:

- Parámetros y estado de los equipos monitoreados por el esquema (por ejemplo, tensión, corriente o potencia, posición del interruptor) y puntos de control específicos y ubicaciones.
- ¿En qué condiciones se activará el esquema (por ejemplo, siempre armado, armado de ciertas condiciones del sistema, umbrales de actuación, etc.)?
- Si la activación se realizará de forma automática o manual, si es necesario.
- Criterios de activación -las cantidades analógicas y/o estado de los equipos monitoreados para determinar la existencia de la condición del sistema para el que el esquema esté armado (por ejemplo, patrones de generación/carga, reservas de potencia reactiva, la carga de instalaciones).
- Medidas adoptadas, por ejemplo: instalaciones de transmisión de maniobra conectadas o desconectadas; generadores desconectados, arranques de generadores o ajustes de potencia (runback, fast valving); carga desconectada; posiciones en cambiadores de tomas; cambios en ajustes (setpoint) de referencia en AVR , SVC , convertidor HVDC; etc.

3.6.6 Estabilizadores de potencia –PSS-

- La adición de sistemas estabilizadores de potencia –PSS- a los reguladores automáticos de voltaje -AVR- para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia es muy común.
- Los modelos convencionales usan realimentación con medidas locales para amortiguar oscilaciones locales e inter-área, reajustados a medida que el sistema evoluciona.
- Las últimas propuestas indican la inclusión de medidas fasoriales remotas como señal de entrada.

3.6.7 Controladores FACTS

A finales de los ochentas, el Electric Power Research Institute –EPRI- en los Estados Unidos de América, formalizó el concepto general de FACTS, con los siguientes dos objetivos principales:

- Incrementar la capacidad de transferencia de potencia de los sistemas de transmisión.
- Mantener el flujo en las rutas designadas.

El primer objetivo implicaba que el flujo de potencia en una línea dada debe poderse incrementar hasta su límite térmico, forzando la corriente necesaria por la impedancia en serie si y solo si, al mismo tiempo, se mantiene la estabilidad del sistema con el control adecuado en tiempo real de los flujos durante y después de una falla.

El segundo objetivo implica que, controlando la corriente en una línea (por ejemplo, cambiando su impedancia aparente), el flujo de potencia se restringe a corredores designados. También implícito en este objetivo es que la trayectoria primaria de flujo pueda cambiar rápidamente a una trayectoria secundaria bajo alguna condición de contingencia, y así mantener la operación adecuada del sistema.

Las aplicaciones de los controladores FACTS buscan el incremento en el uso de la capacidad disponible de transmisión. Se tienen presiones de todo tipo (técnicas, económicas, ecológicas, políticas) que hacen cada día más difícil la construcción de nuevas instalaciones de transmisión. Esto tiene como consecuencia una utilización más intensa de las redes de transmisión existentes. Este uso más intensivo debe lograrse sin que peligre la seguridad de los sistemas de transmisión. Esta es la razón de que los controladores FACTS se deben definir a partir de las necesidades de las redes eléctricas.

Desde el punto de vista de la planeación, la capacidad más importante que se espera de los dispositivos FACTS diseñados para mejorar la estabilidad de las redes, es su capacidad de reducir el impacto de la falla inicial. Esto no solo mejora la utilización de la capacidad de transmisión disponible, sino logra que la red sea capaz de soportar un segundo incidente, evitando posibles fallas posteriores o fenómenos en cascada.

CONTROLADORES FACTS	
FUNCIÓN	CONTROLADORES FACTS Y EQUIPO CONVENCIONAL
Control de voltaje	Plantas generadoras Cambiadores de tomas convencionales Capacitor/reactor convencional en derivación Compensador estático de VARs (SVC) Compensador estático síncrono (STATCOM) Controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) Almacenamiento superconductor de energía (SMES) Sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS) Compensador estático convertible (CSC)
Control de flujo de potencia	Plantas generadoras Regulador convencional de ángulo de fase Compensación serie convencional Capacitor serie controlado por tiristores (TCSC) Reactor en serie controlado por tiristores (TCSR) Cambiador de fase controlado por tiristores (TCPST) Controlador unificado de flujo de potencia (UPFC) Sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS) Compensador serie estático síncrono (SSSC)
Estabilidad transitoria	Capacitor serie convencional Resistencia controlada por tiristores (TCBR) SVC, STATCOM, TCSC, TCPST, UPFC, BESS, SMES, SSSC, CSC Métodos Convencionales • Resistencia • Excitación • Seccionar L.T. , etc
Estabilidad dinámica	Capacitor serie convencional Estabilizador de sistema potencia TCSC, SVC, STATCOM, UPFC, SSSC

Tabla No. 1 Función de los controladores FACTS (en negrilla) [24].

Definición de iniciales usadas:

Compensador sincrónico estático (Static Synchronous Compensator –STATCOM-): Es un compensador de potencia reactiva de tipo estático conectado en paralelo (shunt), cuya salida de corriente capacitiva o inductiva puede ser controlada con independencia del al tensión. Del sistema.

Generador sincrónico estático (Static Synchronous Generator -SSG): es un convertidor de potencia auto-conmutada alimentado desde una fuente de energía eléctrica y operado como un conjunto de tensiones de salida multifásica, la cual puede ser acoplada a un sistema de potencia controlable independientemente con el propósito de intercambiar potencia activa y reactiva.

Sistema de almacenamiento de energía por baterías (Battery Energy Storage System – BESS-): Convertidores de tensión que usan un sistema de almacenamiento de energía por medios químicos, conectado en paralelo, capaz de ajustar rápidamente la cantidad de energía suministrada o absorbida de un sistema de potencia.

Superconductores de almacenamiento de energía magnética (Superconducting Magnetic Energy Storage –SMES-): Es un dispositivo superconductor de almacenamiento de energía electromagnética que contiene convertidores electrónicos que inyecta y/o absorbe la potencia activa y/o reactiva rápidamente o controla dinámicamente el flujo de potencia en un sistema AC.

Compensadores estáticos de potencia reactiva (Static Var Compensator –SVC-): Es un compensador estático conectado en paralelo cuya salida se ajusta para que absorba o entregue corriente capacitiva o inductiva, para mantener parámetros específicos del sistema de potencia, conectado típicamente a una barra.

Reactor controlado por medio de tiristores (Thyristor Controlled Reactor –TCR-): Es una inductancia controlada por tiristores conectada en paralelo, cuya reactancia efectiva variará de manera continua, de acuerdo con la variación de que haya en el encendido de los tiristores.



Reactor controlado (suicheado) por tiristores (Thyristor Switched Reactor –TSR-): Es un controlado (suicheado) por tiristores cuya reactancia efectiva varía en pasos escalonados de cero a plena operación.

Condensador controlado (suicheado) por tiristores (Thyristor Switched Capacitor –TSC-): Es un condensador o capacitor controlado (suicheado) por tiristores cuya reactancia efectiva varía en pasos escalonados de cero a plena operación.

Static Var Generator or Absorber (SVG): Es un equipo, dispositivo o Sistema que es capaz de extraer de manera controlada corriente capacitiva o inductiva de un Sistema eléctrico de potencia y por consiguiente, generar o absorber potencia reactiva. Generalmente, se trata de capacitores o reactores conectados en paralelo (shunt) controlados por tiristores.

Sistemas de compensación de reactiva (Static Var System –SVS-): Es una combinación de diferentes compensadores estáticos controlados (suicheados) de manera estática o mecánica en modo de operación coordinado.

Resistencia de frenado controlada por tiristores (Thyristor Controlled Braking Resistor –TCBR-): Es una resistencia en paralelo controlada (suicheada) por tiristores, la cual es controlada para ayudar en la estabilización de un sistema de potencia o para minimizar la potencia acelerante durante un disturbio de una unidad generadora.

Compensadores serie estáticos sincrónicos (Static Synchronous Series Compensator –SSSC-): Es un generador sincrónico estático operado con o sin una fuentes de energía eléctrica externa con las características de un compensador, cuya salida de tensión está en cuadratura y controlable independientemente de la corriente de línea con el propósito de aumentar o disminuirla caída de tensión en una línea y por consiguiente, controlar la potencia transmitida. Los SSSC pueden incluir almacenamiento o absorción transitoria de energía para ampliar el comportamiento dinámico del sistema de potencia por compensación adicional de potencia activa temporal, aumentando o disminuyendo momentáneamente la caída de tensión, de origen resistivo, en una línea de transmisión.

Controlador de flujo de potencia interlíneas (Interline Power Flow Controller –IPFC-): El IPFC es un controlador de reciente introducción y no ha sido definido por el IEEE aún. Una definición adecuada sería: es la combinación de dos o más Compensadores Serie Sincrónicos Estáticos –SSSC- acoplados por un enlace común para facilitar el flujo direccional de potencia

activa entre los terminales AC de los SSSCs controlados, a fin de suministrar compensación reactiva independiente para ajustar el flujo de potencia activa en cada línea y mantener la distribución deseada entre las líneas. La estructura del IPFC puede también incluir un STATCOM, acoplado al enlace común de los IFFCs con el objeto de proveer una compensación reactiva en paralelo (shunt) para absorber o suministrar el déficit total de potencia activa de los SSSCs combinados.

Capacitores serie controlados por tiristores (Thyristor Controlled Series Capacitor – TCSC-): Un reactor de reactancia capacitiva consiste de una serie de bancos capacitores en paralelo con un reactor controlado por tiristores para suministrar una reactancia capacitiva variable.

Capacitancia serie controlada (suicheada) por tiristores (Thyristor-Switched Series Capacitor –TSSC-): Un compensador de reactancia capacitiva consiste en un banco de condensadores en paralelo para proveer un control escalonado de reactancias capacitivas en serie.

Reactor serie controlado por tiristores (Thyristor-Controlled Series Reactor –TCSR-): Un compensador de reactancia inductiva consiste en un reactor serie, en paralelo con un reactor controlado por tiristores para proveer una reactancia inductiva serie variable.

Reactor serie controlado por tiristores -Thyristor-Switched Series Reactor –TSSR-): Un compensador de reactancia inductiva consiste en un reactor en paralelo con un reactor controlado por tiristores para suministrar un control escalonado de reactancia inductiva serie.

Controlador de flujo unificado de potencia (Unified Power Flow Controller –UPFC-): La combinación de un compensador sincrónico estático –STATCOM- un compensador serie estático -SSSC- con un punto común, permite el flujo bidireccional de potencia activa entre los terminales de un SSSC y los terminales en paralelo del STATCOM, y son controlados para suministrar simultáneamente compensación serie sin fuente externa de energía eléctrica alguna. El UPFC, por medio de la inyección de voltaje en serie sin restricciones angulares, es capaz de controlar, simultánea o selectivamente, la tensión de línea de transmisión, la impedancia, y el ángulo ϕ , alternativamente, el flujo de potencia real y reactiva en la línea. El UPFC también puede proporcionar compensación reactiva en paralelo controlable de forma independiente

Transformador de cambio de fase controlado por tiristores (Thyristor-Controlled Phase Shifting Transformer –TCPST-): Un transformador de cambio de fase ajustada por tiristores controlados (suicheados) provee un cambio del ángulo de fase rápidamente.

Controlador de interfase (Interphase Power Controller –IPC-): Un controlador de potencia activa y reactiva conectado en serie consiste, en cada fase, de ramas inductivas y capacitivas sometidos a tensiones de cambio de fase por separado. La potencia activa y reactiva se puede ajustar de forma independiente mediante el ajuste de los cambios de fase y/o las impedancias de rama, utilizando interruptores mecánicos o electrónicos. En el caso particular en que forman la impedancia inductiva y capacitiva un par conjugado, cada terminal de la IPC es una fuente de corriente pasiva depende de la tensión en el otro terminal.

Limitador de tensión controlado por tiristores (Thyristor-Controlled Voltage Limiter – TCVL-): Un varistor de metal-óxido (MOV) controlador por tiristores se utiliza para limitar el voltaje a través de sus terminales durante condiciones transitorias.

Regulador de tensión controlado por tiristores (Thyristor-Controlled Voltage Regulator – TCVR-): Es un transformador controlado por tiristores, el cual puede proporcionar tensión variable en fase con control continuo

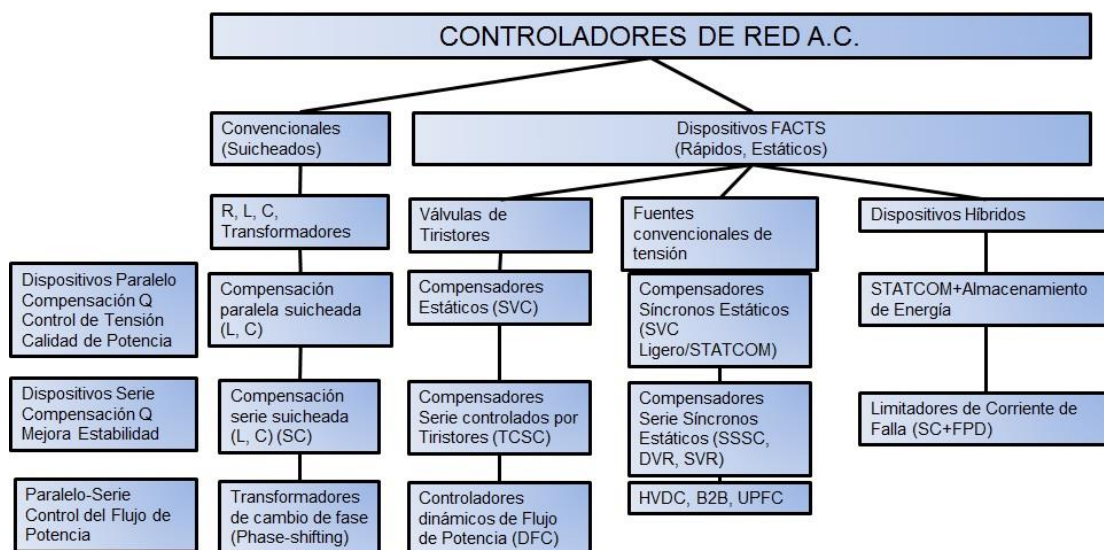


Figura No. 2 Clasificación de los Controladores FACTS según la referencia [25].

3.6.8 Control sobre el ajuste de generación

Cuando una línea de transmisión sale de manera forzada y no es posible retornarla al servicio, durante períodos de alta demanda, es posible que la línea o líneas de transmisión vecinas puedan sobrecargarse. El esquema de detección de la salida de línea de transmisión debería observar las condiciones de estrés en el sistema y ejecutar acciones correctivas. Estas acciones correctivas deben mantener el equilibrio de los flujos de carga y generación y pueden incluir el envío de ajustes automáticos a la generación cercana y en algunos casos, el aumento de las generaciones y/o desconexión de cargas de cargas en otras áreas para equilibrar el sistema y evitar el daño de equipos.

El asunto es delicado cuando se trata de unidades térmicas que usan vapor debido a la respuesta de la caldera ante los rechazos de carga parcial y debe ser bien estudiado antes de su implementación. Mientras que los incidentes de baja excursión por fuera de la frecuencia nominal se producen muy a menudo, los incidentes de alta variación frecuencia nominal son poco usuales y requieren que se demuestre la capacidad de respuesta de la caldera para aceptar ajustes previamente definidos (runback). La aplicación de estos esquemas para lograr no sólo una respuesta inmediata a las perturbaciones de frecuencia, pero también en los siguientes minutos (>30 segundos) después de presentado el evento en términos de la estabilidad, requieren un mayor esfuerzo para lograr un equilibrio entre la potencia térmica del generador de vapor y la carga generada.

3.6.9 Desconexión y reconexión controlada de líneas de transmisión

La apertura y el cierre rápido de líneas de transmisión que fallan es una tecnología bien establecida y empleada desde hace mucho tiempo. Sin embargo, el cierre automático de transmisión líneas, después de la eliminación de la falla no es ampliamente utilizado. A pesar de la planificación criterios generalmente se basan en el supuesto de falla (condiciones de permanente por defecto), se sabe que más del 90% de las fallas en las líneas es temporal en la naturaleza (en su mayoría causado por descarga atmosférica). Por lo tanto, con el reinicio automático, el sistema restaura su integridad en un tiempo no mayor a un (1) segundo para la mayoría de las fallas en las líneas de transmisión. Además, dado que la mayoría de las fallas en las líneas de transmisión se produce por una falla monofásica, el recierre puede aumentar significativamente la seguridad del sistema para una amplia gama de escenarios de operación.

El recierre monopolar puede fallar en algunas situaciones anormales, provocando impactos negativos en algunos equipos de sistema de potencia, especialmente en los generadores. Este impacto no es grande en los generadores hidráulicos, adecuadamente localizados, cuando es comparado con sus similares térmicas. Por lo tanto, su aplicación en sistemas hidráulicos es más habitual que en el caso de sistemas térmicos.

Existen otras alternativas de desconexión y reconexión de líneas, las cuales están orientadas a convertirlas en condensadores estáticos. Esta medida es usada de manera controlada por el operador a fin de obtener una mayor inyección de potencia reactiva.

3.6.10 Esquema de desconexión de carga por baja tensión

- Los deslastes de carga por baja tensión constituyen una opción usada en ocasiones como medio final para evitar el colapso de tensión en un área
- La acción de desconexión de carga no es diferente a otros esquemas de deslastre, incluyendo baja frecuencia y sobre carga.
- La iniciación del evento de bajas tensiones viene combinado con otros parámetros, tal como el déficit de potencia reactiva, lo que hace que tenga una característica única, dado que se ajusta a un valor determinado y con un tiempo definido de actuación.
- Es posible complementar estos esquemas con otros parámetros tales como estado de líneas de transmisión y disponibilidad de fuentes de potencia reactiva, lo que puede requerir medida de parámetros de área amplia.

3.6.11 Esquema suplementario de protección angular

En los sistemas eléctricos de potencia se presenta una amplia gama de perturbaciones, pequeñas o grandes, durante operación y deben estar diseñados para sobrevivir a tales perturbaciones causadas por fallas en el sistema de transmisión, pérdidas de generación, etc. El sistema por lo general se ajusta a estas perturbaciones y sigue funcionando de manera satisfactoria y dentro de los límites deseados de tensión y frecuencia. Algunas perturbaciones sin embargo, podrían causar la pérdida de sincronismo entre los sistemas eléctricos interconectados que llevan a la pérdida de la generación y la carga, y en ocasiones a los apagones en toda la zona. Para mitigar el efecto de estas perturbaciones, es una práctica común instalar los controles llamados sistemas de protección especiales que ayudan en el mantenimiento de la estabilidad del sistema, denominados de detección fuera del paso (00s),

que detectan la pérdida de estabilidad angular y realizan el aislamiento de la red de manera controlada para preservar la estabilidad dentro de las redes más pequeñas.

3.6.12 Control Automático de generación -AGC-

La programación de la generación y el control son componentes importantes de la operación diaria del sistema eléctrico de potencia. El objetivo general es controlar la potencia eléctrica de salida de los generadores de manera que siga el cambio continuo de la demanda de una manera económica. Gran parte de la funcionalidad asociada es proporcionada por un programa de Control de Generación Automática (AGC), instalado en el centro de control. Los operadores de un centro de control juegan un papel importante también. Ellos controlan la programación del despacho económico y para ello coordinan con los operadores de las plantas de generación la operación de las plantas y de manera remota, interactúan con el programa de AGC, monitoreando sus resultados que reflejen las condiciones en tiempo real del funcionamiento.

Los cuatro objetivos básicos de la operación del sistema de potencia durante la operación en condiciones normales asociados con el control de la generación automática (AGC):

- Coincidencia entre la generación total con la carga total del sistema eléctrico.
- Regulación de error de frecuencia del sistema eléctrico cercana a cero.
- Distribución de generación del sistema entre las áreas de control de manera que iguale a los valores programados.
- La distribución de la generación del área entre las fuentes disponibles de generación de área para que los costos de operación se reduzcan al mínimo.

El primer objetivo está convencionalmente asociado con la regulación primaria del regulador de velocidad. Los reguladores de velocidad de la turbina responden proporcionalmente a las desviaciones de frecuencia y, normalmente, deben bajar la tasa de cambio de frecuencia a cero dentro de un marco de tiempo de varios segundos. Los tres últimos objetivos se consiguen mediante controles suplementarios dirigidos desde los centros de control de área. El segundo y tercer objetivos AGC son clásicamente asociados con la función de la regulación o el control frecuencia-potencia, mientras que el cuarto está asociada con la función de despacho económico de AGC. Las funciones de regulación y de despacho económico típicamente operan en marcos de tiempo de varios segundos y varios minutos, respectivamente.

3.7 CRITERIOS PARA RECOMENDAR LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS DE PROTECCIÓN.

Si bien no existe un criterio definido y acordado para recomendar su instalación, la instalación de los ESPs se podría recomendar en casos como por ejemplo:

- Cuando por una condición anormal operativa se prevea la pérdida de X% de la demanda de un área.
- Para garantizar la confiabilidad del sistema, un área o una porción de carga.

Sin embargo, antes de la implementación de un esquema se debe tener en cuenta:

- Elaboración de estudios de planeación, operación y coordinación.
- Evaluación de soluciones y alternativas y evaluación de desempeño.
- Concertación con los agentes involucrados.
- Identificación de los puntos de monitoreo y ajustes (sobrecarga, bajo voltaje, medida fasorial, baja frecuencia, ángulos de estabilidad, etc.).

3.8 DEFINICIÓN DE LA TEMPORALIDAD DE SU OPERACIÓN

Su temporalidad estará limitada a la eliminación de la restricción que justificó la instalación del esquema.

4. DISEÑO DE UN ESQUEMA ESP

De acuerdo con el proyecto titulado “Special Protection Schemes: Limitations, Risks, and Management” (PSERC project S-35) del Power Systems Engineering Research Center (PSERC), PSERC Publication 10-19 de diciembre de 2010, el diseño de un esquema SIPS es muy importante debido al hecho de que ayudarán a mantener la integridad de un sistema de potencia durante una perturbación extrema. Por lo tanto, deberán diseñarse para ser altamente confiables. Uno de los aspectos más importantes de en la implementación de los esquemas SIPS es el sistema de comunicación que permite el intercambio de datos entre el seguimiento y

control de dispositivos. La operación del esquema otro aspecto en el diseño, el cual puede habilitado automática o manualmente. La redundancia es una técnica útil que se usa para aumentar su confiabilidad. Normalmente, los SIPS se componen de tres partes: vigilancia, detección de eventos y la mitigación. La calidad de del esquema se mide en términos de velocidad y la precisión de la operación, y la redundancia en el diseño.

Los pasos recomendados a seguir son los siguientes:

4.1 ESTUDIO DEL SISTEMA

Identifican las limitaciones en diversas contingencias en el sistema de potencia. Las limitaciones podrían ser del tipo térmico, tensión o los límites relacionados con las inestabilidades angulares. Algunos de los aspectos importantes de los estudios del sistema incluyen el entendimiento de los requisitos y objeto de la aplicación, la identificación de límites, tales como las condiciones de sobrecarga, baja tensión, baja frecuencia y así sucesivamente.

4.2 DESARROLLO DE LA SOLUCIÓN

La solución basada en estudios del sistema deberá ser analizada a fin de tener recomendaciones específicas sobre lo que debe hacerse, como el siguiente paso. Las recomendaciones deben referirse a los límites de estabilidad, condiciones que SIPS deben operar, la cantidad de carga que habría que desconectar cuando sea necesario, los límites de tensión en las barras, y otros diversos límites.

4.3 DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

En la etapa de ejecución, por lo general deben ser respondidas muchas cuestiones prácticas tales como:

- ¿Qué tecnología es necesaria para cumplir con los requisitos funcionales de la SIPS de una manera económica?



- ¿Qué tipo de equipo de comunicación es necesaria para cumplir con el SIPS normas?
- ¿Cuál es la forma más confiable de la construcción de la redundancia, si es que se decide usarla?

4.4 PUESTA EN SERVICIO, PRUEBAS Y VERIFICACIÓN DE FUNCIONAMIENTO

Se debe tener un protocolo de pruebas que sea comprensible a fin de tener éxito la aplicación de la solución. Los errores detectados deben ser corregidos a fin de cumplir los requerimientos de las especificaciones deben cumplir. El plan de pruebas debe incluir:

- Las pruebas de laboratorio: la validación de resultados esperados en un ambiente controlado;
- Las pruebas de campo: prueba contra las condiciones del sistema no deseadas, lo más próximas a la realidad;
- La rutina de las pruebas: se deben realizar en forma periódica y gradualmente comprender el funcionamiento del SPS mejor en diferentes condiciones.
- Revisión de su operación adecuada ante eventos presentados en los cuales debió haber operado.

5. MEDIDAS FASORIALES

Las mediciones de área amplia (Wide-Area Measurements) han sido ampliamente utilizadas en los sistemas de gestión de energía (Energy Management Systems –EMS-) para el seguimiento, operación, y el control. En los últimos años, el advenimiento de la medición fasorial sincronizada ha añadido otra dimensión al campo de las mediciones de área amplia. Al mismo tiempo, el campo de los sistemas de protección ha sido dominada por los relés basados en computadoras, que hacen que sea relativamente fácil de comunicar con los relés y por lo tanto incluirlos en muchos sistemas de protección innovadoras. Los Sistemas Especiales de Protección (SPS) o esquemas de medidas correctivas (RAS) son un ejemplo de la integración de los sistemas de protección a través de las comunicaciones. En los últimos años, debido a las exigencias operativas impuestas a las redes de transmisión por la desregulación, ha quedado

más claro que las mediciones de área amplia y su integración en los sistemas de protección y control es una necesidad.

5.1 APLICACIONES DE LA TECNOLOGÍA DE MEDIDA FASORIAL PARA LA PROTECCIÓN DE ÁREA AMPLIA Y EL CONTROL

La mediciones sincronizadas de datos de área extensa, por ejemplo mediante el uso de unidades de medida fasorial (Phasor Measurement Unit –PMU-) se adapta bien para seguir la dinámica de la red en tiempo real, mediante la definición de la toma de un cierto número predeterminado de muestras por segundo, proporcionando la capacidad para la detección dinámica y en tiempo real de las condiciones del sistema. Ellas ofrecen importantes mejoras para prevenir y minimizar el impacto de las perturbaciones en los siguientes aspectos:

- Detección de condiciones de inestabilidad que puede llevar a separación de áreas o sistemas tales como análisis de separación angular, monitoreo de oscilaciones inter-área, sobrecargas térmicas en líneas de transmisión, monitoreo y control de estabilidad de las tensiones, etc.
- Deslastres inteligentes de carga.
- Mejoramiento en los procesos de restauración ante eventos de colapso del sistema de potencia.

5.2 SEPARACION CONTROLADA DE ÁREAS E INTERCONEXIONES

La información de la medición fasorial sincronizada, tal como la diferencia de ángulo de fase a través de una interconexión, permite la evaluación de la presión sobre las redes y la identificación temprana de los problemas potenciales, tanto a nivel local como regional e internacional. La información en tiempo real de la separación angular permite que el operador pueda anticipar, detectar y corregir problemas en condiciones anormales del sistema. La separación de un sistema de potencia en islas es el último recurso cuando se experimentan condiciones de estrés en el mismo (térmicas, ángulos, tensiones, problemas de frecuencia) y la posterior propagación de la perturbación que produciría el desmembramiento inevitable del

sistema. Lo ideal sería que cada isla tenga una generación equilibrada con la carga. En la práctica, este no es el caso, por lo que podría ser necesario deslastrar carga o desconectar generación.

La separación en islas o áreas del sistema de potencia bajo estas condiciones se consigue utilizando Esquema de Protección de la integridad del sistema (SIPS). Estos planes se diseñan en base en condiciones pre-calculadas condiciones del sistema -los niveles de carga, topología, interrupciones planificadas y no planificadas, etc-, aunque muchas situaciones prácticas las condiciones son bastante diferentes a aquellas bajo las cuales se concibió el esquema.

El esquema adoptado deberá contar con el apoyo de estudios fuera de línea y lectura de los parámetros en tiempo real (como la diferencia de ángulo de fase), ligados a los límites de transferencia de las líneas, basados en las condiciones reales del sistema y el alcance de las contingencias, estableciendo un umbral determinado para una ángulo o una tasa de cambio del ángulo y en combinación con otros eventos o parámetros y otras acciones (como la separación inteligente de áreas). El esquema puede ser adoptado con una mejor comprensión de las condiciones vigentes en el sistema de potencia con mejor desempeño que los convencionales SIPS. Incluso si un estado del sistema en particular no ha sido previamente estudiado y simulado en condiciones fuera de línea, los esquemas basados en PMU's llevarían a acciones más seguras. Como resultado, la vigilancia de área amplia, con base en las condiciones en tiempo real, mostrará que el funcionamiento de los sistemas de transmisión estará más cerca de sus límites de transferencia sin poner en peligro la seguridad requerida.

Los requisitos para la aplicación de aislamiento inteligente dependerán del tipo y complejidad del sistema y el papel de las mediciones PMU. Las mediciones PMU pueden ser añadidas a los SIPS existentes para mejorar y acelerar de detección de inestabilidad. Sin embargo, los requisitos para implementar una separación rápida y precisa en el sistema de potencia, utilizando un esquema centralizado que proporciona la detección de inestabilidad, es muy exigente en cuanto al número de datos requeridos. La aplicación requeriría un gran número de puntos de datos sincronizados y canales de comunicación dedicados.

5.3 DESLASTRES INTELIGENTES DE CARGA

Como las perturbaciones del sistema de área amplia se propagan a través el sistema de potencia debido a condiciones de sobrecarga o inestabilidad, la desconexión de carga puede

ser iniciada ya sea por los operadores (si hay suficiente tiempo e información), o mediante la aplicación de SIPS. Si se presenta una mayor degradación del sistema de potencia continúa y hay un peligro inminente de separación de áreas eléctricas, las SIPS podrían estar diseñadas para dividir el sistema en una forma pre-programada. Por lo general, sin tener en cuenta las posibles islas que puedan crearse, el deslastre automático es iniciado por los relés de baja-frecuencia o en algunos casos por la rata o tasa de cambio de la frecuencia (df/dt).

La carga desconectada por los relés de baja frecuencia es una estrategia que en muy buen grado es rápida, sencilla y confiable pero tiene varias desventajas, tales como la reducción de carga cuando la frecuencia ya es baja y la desconexión no óptima de carga. La aplicación de la velocidad de cambio de la frecuencia en el tiempo es un indicador inmediato del desequilibrio carga-generación. Sin embargo, la naturaleza oscilatoria de la rata de cambio de la frecuencia puede hacer la medición relativamente confiable.

La desconexión inteligente de carga de manera automática reducirá la posibilidad de sobrecargas en líneas o podrá prevenir la inestabilidad del sistema antes de que el sistema de potencia inicie un proceso de creación de islas. Debe iniciarse un proceso de Deslastre Automático si es no es posible preservar la integridad del sistema y si el análisis muestra que menos carga sería desconectada bajo un esquema intencional de aislamiento. Las mediciones sincronizadas pueden proporcionar información en tiempo real sobre las condiciones del sistema de potencia.

En conclusión, los algoritmos implementados en las SIPS deben iniciar cualquier acción de desconexión automática de la carga, separación planificada o una probable mezcla de ambas acciones, mediante el uso de esquemas confiables de comunicaciones.

5.4 RESTAURACION INTELIGENTE DEL SISTEMA DE POTENCIA

Dado que no es posible evitar completamente los apagones, la restauración eficaz y rápida del sistema eléctrico es necesaria para minimizar el impacto de las perturbaciones importantes. Una restauración rápida es de suma importancia y puede minimizar significativamente consecuencias para los usuarios.

Algunos de los elementos claves para la restauración son:

- Procedimientos bien definidos que requieren la coordinación general dentro de la zona de restauración, así como con las áreas eléctricas vecinas y las interconexiones.
 - Las herramientas de software de restauración confiables y que puedan asistir adecuadamente a los operadores para ejecutar procedimientos óptimos para una buena toma de decisiones con base en las medidas en tiempo real.
 - Las soluciones de control reduciendo los riesgos de sobrecargas e inestabilidad durante la recuperación.
 - Entrenamiento y capacitación de operadores en línea para manejo de cargas en frío.
-

6. ESQUEMAS SUPLEMENTARIOS INSTALADOS EN EL SIN COLOMBIANO

6.1 ESQUEMAS DE RECHAZO DE GENERACIÓN

Esquema	Necesidad del esquema	Acción	Estado
Sobrecarga Transformadores de la Subestación Las Flores 110/34.5 kV, 50 MVA	Disminución de sobrecargas en los transformadores de Flores 110/34.5 kV Disminución de la generación atrapada en la subárea Atlántico	<u>Etapas 1</u> Disparo G-TF01	Habilitado
RAG 1: Seccionador S200 cerrado	Limitar la Sobrecarga de cualquiera de los circuitos Chivor - Guavio 1 o 2	Bajar generación en todas las unidades que se encuentren en línea hasta que se produzca una corriente tal que desenganche el esquema ($I < 1200$ A)	Habilitado
RAG 2: Seccionador S200 abierto	Limitar la Sobrecarga de cualquiera de los circuitos Chivor - Guavio 1 y Chivor - Torca 1	Bajar generación en las unidades 5 a 8, que se encuentren en línea hasta que se produzca una corriente tal que desenganche el esquema ($I < 1200$ A)	Deshabilitado
RAG Guavio	Indisponibilidad de los circuitos Guavio - Circo a 220 kV ó cuando se encuentren indisponibles los circuitos Guavio - Tunal y Guavio - Reforma a 220 kV.	Disparo 1 Unidad de Guavio	Deshabilitado
	Indisponibilidad de los dos circuitos Chivor - Torca a 220 kV ó cuando se encuentren indisponibles los circuitos Guavio - Tunal y Guavio - Reforma a 220 kV.	Disparo 1 Unidad de Guavio	Deshabilitado
	Evitar la sobrecarga de las líneas que salen de Guavio y Chivor ante indisponibilidades en la red y/o disparo de líneas	Disparo 2 Unidades de Guavio	Deshabilitado
RAG Betania	Evitar pérdida de sincronismo de las unidades de Betania	Disparo 1 Unidad de Betania	Deshabilitado

6.2 ESQUEMAS DE RECHAZO DE CARGA

Esquema	Necesidad del esquema	Acción	Estado
Teledisparo asociado a la transformación de Tebsa 220/110 kV	Disminución de sobrecargas en la transformación de Tebsa 220/110 kV Disminución de la generación de seguridad a 110 kV	Disparo de carga en: Etapa 1: Unión Etapa 2: 20 de Julio Etapa 3: Silencio Etapa 4: Silencio	Habilitado
ESPS S/E El Río 110/34.5kV y Vte de Julio 110 kV (PRESENTACIÓN)	Ante contingencias n-1 en las líneas del área Atlántico a nivel de 110 kV, se pueden presentar sobrecarga en la línea TEBSA - EL RÍO 110 kV	Disparo en 2 segundos del interruptor del lado de alta del transformador El Río 110/34.5 kV	Habilitado
	Ante contingencias n-1 en las líneas del área Atlántico a nivel de 110 kV, se pueden presentar sobrecargas en las líneas TEBSA - VTE DE JULIO o TEBSA TVTE DE JULIO 110 kV	Deslaste de carga en la Subestación VEINTE DE JULIO 110 kV a los 2 segundos: 39 MW si el esquema opera en punta dos ó 30 MW si el esquema opera en el resto de los periodos	Habilitado
ESPS S/E CENTRO 110 kV	Ante contingencias n-1 en las líneas del área Atlántico a nivel de 110 kV, se pueden presentar sobrecarga en la línea LN-723 Oasis - Centro 110 kV	Deslaste del 100% de la carga de la S/E Centro 110 kV	Habilitado
Esquema de deslaste de carga asociado a los transformadores de Santa Marta 220/110/34.5 kV	Disminución de la sobrecarga de un transformador de Santa Marta 220/110/34.5 kV ante disparo del otro.	Lado de 34,5 kV - 1.8 s. Lado de 110 kV - 4 y 4,5 s según trafo.	Habilitado
Teledisparo asociado a la salida de un Autotransformador en Esmeralda, cuando no se cuenta con generación en la subárea	Evitar el colapso de la subárea ante fallas en transformación	Disparo de carga: <u>Etapa 1: Esmeralda - Rosa 115 kV</u> <u>Etapa 2: Esmeralda - Viterbo 115 kV</u> <u>Etapa 3: Esmeralda - Manizales 115 kV y esmeralda-insula 115 kV</u> <u>Etapa 4: Esmeralda - Irrá 115 kV</u>	Habilitado
Implementación de las funciones RAG y EDAC en el Bajo Anchicayá, el cual define la combinación de disparo más adecuada entre la generación y/o carga para mantener el sistema estable después de un disturbio.	Evitar la desconexión de la demanda de Buenaventura y problemas relacionados con la estabilidad ante disparo de las líneas Bajo - Chipichape 1 y 2	Ejecución de la combinación de disparo de unidades de generación del Bajo Anchicayá / disparo de circuitos de carga del sistema de Buenaventura.	Habilitado
Esquema de deslaste de carga asociado a los transformadores de Cerromatoso 500/110/34.5 kV	Disminución de la sobrecarga de un transformador de Cerromatoso 500/110/34.5 kV ante disparo del otro.	Etapa 1: Disparo a los reactores terciario de ISA. • Disparo a uno de los hornos de la mina de Cerro Matoso. Etapa 2: Disparo de Cerromatoso - Planeta Rica 110 kV y al TR Montelibano 110/34.5 kV de Electricaribe ó disparo a la subestación Caucasia de EPM, según posición de selector.	Habilitado
Esquema de deslaste de carga asociado a los transformadores de Chinú 500/110/34.5 kV	Disminución de la sobrecarga de un transformador de 500/110/34.5 kV de la subestación Chinú en caso de la contingencia N-1 del otro transformador, evitando el colapso del área.	<u>Etapa 1:</u> Disparo a los reactores del terciario de ISA y disparo al interruptor 7320 del circuito Chinú Coveñas 110 kV <u>Etapa 2:</u> Disparo a los reactores del terciario de ISA y disparo al interruptor 7130 del circuito Chinú Sincé 110 kV <u>Etapa 3:</u> Disparo a los reactores del terciario de ISA y disparo al interruptor 7160 del circuito Chinú Planta 110 kV	Dejar habilitado
1. Esquema de deslaste de carga en la subestación Montería. 2. Esquema de deslaste de carga en la subestación Río Sinú. 3. Esquema de separación de las subáreas Chinú y Cerromatoso por oscilación de potencia y sobrecarga 4. Esquema separación de las subáreas Chinú y Cerromatoso por baja tensión	Cerrar el circuito Montería - Río Sinú 110 kV para descargar los transformadores de Chinú 500/110/13,8 kV	Esquema 1: Deslaste del 45% de la carga de Montería en 2,5 segundos por sobrecorriente direccional del circuito Chinú - Montería 110 kV (566A). Esquema 2: Deslaste del 98% de la carga de Río Sinú en 600 milisegundos por sobrecorriente direccional del circuito Tierra alta - Río Sinú 110 kV (504A). Esquema 3: Disparo de la línea 753 - Tierra Alta - Urrá 110 kV por evento de oscilación de potencia y sobrecorriente (550A) o disparo por pérdida de sincronismo. Esquema 4: Disparo de la línea 753 - Tierra Alta - Urrá 110 kV por baja tensión ETAPA1: V(p.u) = 0,8 p.u y Top = 60 s ETAPA2: V(p.u) = 0,73 p.u y Top = 5 s	Habilitado
Esquema de deslaste de carga asociado al transformador de San Mateo 230/115/13,8 kV	Cerrar el circuito Convención - Tibú 115 kV y cubrir la contingencia del ATR de San Mateo 230/115 kV	Dispara el Interruptor de la bahía de línea San Mateo a Insula 115 kV.	Habilitado
Esquema de deslaste de carga asociado al transformador de Ocaña 230/115/13,8 kV	Cerrar el circuito Convención - Tibú 115 kV y cubrir la contingencia del ATR de Ocaña 230/115 kV	Dispara el Interruptor de la bahía de línea Ocaña a Convención 115 kV.	Habilitado
Deslaste de carga asociado a los Transformadores de Ternera 220/66 kV, teniendo en cuenta el T-TER09 que está empachado con el T-TER01 desde el 22 de mayo de 2011	Salida del transformador T-TER02	<u>Etapa 1 (3,2 s)</u> Disparo del 63 % de la carga de Ternera 13.8 kV <u>Etapa 1 (3,2 s)</u> Disparo del 63 % de la carga de Ternera 13.8 kV <u>Etapa 2 (4 s)</u> Disparo a los interruptores 6130 o 6140 de 66 kV	Habilitado
	Salida de los transformadores empachados T-TER01 y T-TER09	<u>Etapa 1 (3,2 s)</u> Disparo 63 % de la carga de Ternera <u>Etapa 2 (4 s)</u> 37 % Ternera y Teledisparo a 37% Zaragocilla y 63 % El Bosque <u>Etapa 3 (4,4 s)</u> Apertura local de los interruptores en Ternera hacia Gambote	
Deslaste de carga de la subestación Zaragocilla 66 kV	Sobrecarga del circuito Cartagena - Chambacú 66 kV	<u>Etapa 1 (2 s)</u> Con teledisparo: Disparo 56% de la carga de Zaragocilla <u>Etapa 2 (2,5 s)</u> Con teledisparo: Disparo 44% de la carga de Zaragocilla <u>Etapa 3 (3 s)</u> Apertura local del interruptor de Chambacú a Zaragocilla	Habilitado
	Sobrecarga del circuito Ternera - Zaragocilla 66 kV	<u>Etapa 1 (1 s)</u> Disparo 56 % de la carga de Zaragocilla <u>Etapa 2 (2 s)</u> Disparo 44 % de la carga de Zaragocilla	
Deslaste de carga de la subestación El Bosque 66 kV	Sobrecarga del circuito Cartagena - Bocagrande 66 kV	<u>Etapa 1 (4,3 s)</u> Disparo 60% de la carga de El Bosque	Habilitado
	Sobrecarga del circuito Ternera - Bosque 66 kV	<u>Etapa 1 (4,3 s)</u> Disparo 25% de la carga de El Bosque	Habilitado
Deslaste de carga de la subestación Ternera 13,8 kV	Sobrecarga de un transformador 66/13,8 kV	<u>Etapa 1 (1,6 s)</u> Disparo 24 % de la carga de Ternera 13.8 kV	Habilitado
		<u>Etapa 2 (4 s)</u> Disparo 27 % de la carga de Ternera 13.8 kV	

6.3 DESCONEXIÓN DE CONTROLADA DE LÍNEAS O SEPARACIÓN DE ÁREAS

Esquema	Necesidad del esquema	Operación	Estado
Apertura de condensadores y disparo de Guajira - Cuestecitas y Cuestecitas - Valledupar	Control de sobretensiones en la subárea	<u>Etapa 1:</u> Apertura condensador 1 de Fundación 40 MVAR <u>Etapa 2:</u> Apertura condensador de Cuestecitas 40 MVAR <u>Etapa 3:</u> Apertura condensadores 2 y 3 de Fundación 20 MVAR <u>Etapa 4:</u> Apertura circuito 2 Guajira – Cuestecitas <u>Etapa 5:</u> Apertura circuito 1 Cuestecitas – Valledupar	Habilitado
Esquema de separación de áreas Colombia - Venezuela	Separación de los Sistemas para evitar el colapso de Colombia ó Venezuela ante ciertas contingencias	Disparo línea Cuestecitas - Cuatricentenario a 230 kV	Habilitado
Esquema apertura línea Corozo – San Mateo 230 kV	Separación de los Sistemas para evitar el colapso de CENS (Colombia) ó Venezuela (CADAFE) ante ciertas contingencias	Disparo línea San Mateo - Corozo a 230 kV en San Mateo	Habilitado
		Disparo línea San Mateo - Corozo a 230 kV en San Mateo	Habilitado
Esquema separación de áreas Colombia - Ecuador	Separación de los Sistemas para evitar el colapso de Colombia ó Ecuador ante ciertas contingencias	Disparo líneas Jamondino - Pomasqui 1 - 4 a 230 kV	Habilitado
Esquema Sobretensión Colombia - Ecuador	Mitigar el efecto de sobretensiones en la subárea sur y el norte de Ecuador	* Disparo líneas Jamondino - Pomasqui 1 - 4 a 230 kV * Disparo líneas Jamondino - San Bernardino * Disparo Condensadores Jamondino y San Bernardino (Ver detalle en el estudio)	Habilitado
	El transformador de Malena 230/44 kV esta conectado directamente a la línea.	Disparo del transformador de Malena 230/44 kV	Habilitado

7. BIBLIOGRAFIA

[1] System Protection Schemes: Limitations, Risks, and Management. Final Project Report. Power Systems Engineering Research Center. PSERC Publication 10-19. 2010.

[2] Special Protection Schemes in Electric Power Systems – Literature Survey. Swiss Federal Institute of Technology Zurich -EEH Power Systems Laboratory. Junio 6 de 2002.

[3] IEEE PSRC Report on Global Industry Experiences With System Integrity Protection Schemes (SIPS). IEEE Power System Relaying Committee report on the System Integrity Protection Schemes (SIPS) Survey. IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 25, NO. 4, OCTOBER 2010.

[4] Industry Experience with Special Protection Schemes. IEEE/CIGRE Committee Report. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 3, August 1996.

[5] A New Horizon for System Protection Schemes. Lachs, W. R. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 18, NO. 1, FEBRUARY 2003.

[6] TECHNOLOGICAL BREAKTHROUGHS IN SYSTEM INTEGRITY PROTECTION SCHEMES. Madani, V; Novosel, D; King, R. 16th PSCC, Glasgow, Scotland, July 14-18, 2008.

[7] Special Protection Schemes. Protección de Redes Eléctricas. De la Quintana, A. CONECTA Ingeniería S.A. Reunión #10 Grupo Nacional de Protecciones y Control. Junio 16 de 2011. Bogota, Colombia.

[8] Reliability of Special Protection Systems. McCalley, J.D; Fu, W. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, No. 4, November 1999.

[9] Risk Assessment for Special Protection Systems. Fu, W; Zhao, S; McCalley, J.D.; Vittal, V; Abi-Samra, N. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, VOL. 17, NO. 1, FEBRUARY 2002.

[10] AN OPERATIONAL VIEW OF SPECIAL PROTECTION SYSTEMS. A report by the Current Operational Problems Working Group-E. IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, Vol. 3, No. 3, August 1988.

[11] ESQUEMAS DE PROTEÇÃO DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA - DISSERTAÇÃO DE MESTRADO. Paulo Cesar de Almeida. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica. Rio de Janeiro, julio 26 de 2002.

[12] System Protection Schemes in Power Network based on New Principles. Karlsson, D. ABB Automation Products AB.

http://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=Paper_2000_03&LanguageCode=en&DocumentPartID=&Action=Launch.

[13] Redundancy Considerations for Protective Relaying Systems. IEEE PSRC, WG I 19. March 2007.

[14] Global Industry Experiences with System Integrity Protection Schemes V. Madani, M. Begovic, et al. IEEE PSRC Working Group C4, Oct., 2009.

[15] NERC reliability standards, Protection and control. Special Protection Systems (SPS) and Remedial Action Schemes (RAS): Assessment of Definition, Regional Practices, and Application of Related Standards.

http://www.nerc.com/comm/PC/System%20Analysis%20and%20Modeling%20Subcommittee%20SAMS%20201/SAMS-SPCS_SPS_Technical_Reference_Final_Rev0_1.pdf

[16] WECC Standard PRC-004-WECC-1 – Protection System and Remedial Action Scheme Misoperation. <http://www.nerc.com/files/PRC-004-WECC-1.pdf>

[17] Special Protection Systems in Ontario. Rebellon, P. IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition –PSCE- 2009.

[18] Design and Implementation of Wide Area Special Protection Schemes. Madani, V et al. 57th Annual Texas A&M University Conference for Protective Relay Engineers. March 30 – April 1, 2004.

[19] Mitigation and Prevention of Cascading Outages: Methodologies and Practical Applications. Prepared by the Task Force on Understanding, Prediction, Mitigation and Restoration of Cascading Failures of the IEEE Computing & Analytical Methods (CAMS) Subcommittee. IEEE [Power and Energy Society General Meeting \(PES\), 21-25 July 2013.](#)

[20] Application Considerations in System Integrity Protection Schemes (SIPS). https://www.gedigitalenergy.com/smartgrid/May08/3_SIPS.pdf

[21] SIPS AND STRETCHED POWER SYSTEMS. Henville, C. Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change, 10th IET International Conference on. March 29 2010-April 1 2010.

[22] TEPCO's Experiences of Automatic Voltage Controllers and SIPS as Measures to Prevent Massive Power Outages. Imai, S. IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007.

[23] System Integrity Protection Schemes (SIPS). Miroslav Begovic, M.; Madani, V.; Novosel, D. 2007 iREP Symposium- Bulk Power System Dynamics and Control - VII, Revitalizing Operational Reliability. August 19-24, 2007, Charleston, SC, USA.

[24] Algunas consideraciones para identificar la aplicación de controladores FACTS en los sistemas de transmisión. Instituto de Investigaciones Eléctrica –IEE-. Sarmiento, H.G. CIGRÉ-MÉXICO BIENAL 2001.

[25] New types of FACTS-devices for power system security and efficiency. Rehtanz, C; Zhang, J-J. Lausanne, Switzerland. July 2007.

[26] Voltage Stability Improvement in Power Systems using Facts Controllers: State-of-the-Art Review. Gupta, S; Shukla, S. D. Power, Control and Embedded Systems (ICPCES), 2010 International Conference on. Nov. 29 2010-Dec. 1; 2010.

[27] REMEDIAL ACTION SCHEME DESIGN GUIDE. Remedial Action Scheme Subcommittee WECC. Noviembre 28 de 2006.