



**Universidad Autónoma de San Luis  
Potosí**



Facultad de Ingeniería

Centro de Investigación y Estudios de Posgrado

# Implementación de Esquema de Acción Remedial en Panamá.

## TESIS

Que para obtener el grado de:  
Maestro en Sistemas Eléctricos de Potencia

Presenta:

**Ulises Torres Islas**

Asesor:

Dr. Aarón Esparza Gurrola

Co-Asesor:

Dr. Juan Segundo Ramírez

San Luis Potosí, México



©2022 – ULISES TORRES ISLAS  
ALL RIGHTS RESERVED.



# Implementación de esquema de acción remedial en Panamá.

## Resumen

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) actuales tienen varias máquinas síncronas o sistemas multimáquinas interconectados mediante complejas redes de transmisión para la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica con mayor continuidad. La continuidad del suministro de energía está en función de la seguridad del SEP, la cual es evaluada a través de estudios de estabilidad de un SEP ante perturbaciones. El sistema debe de mantenerse estable durante cualquier perturbación y ante el comportamiento dinámico que inevitablemente experimenta ya que puede presentarse una variedad de perturbaciones tales como fallas de cortocircuito, pérdidas de generación, pérdida de elementos de transmisión o pérdida súbita de carga, entre otros.

La estabilidad de un sistema, que es la capacidad del sistema para regresar a su estado inicial o uno cercano a él después de cualquier perturbación, es la principal característica deseada para lograr una operación confiable y segura. En otras palabras, se puede definir que la estabilidad de un SEP es la capacidad del sistema para recuperar un estado de equilibrio de funcionamiento después de que se presenta alguna perturbación eléctrica o un cambio de punto de operación en él [1].

Los sistemas eléctricos de potencia actualmente suelen operar cerca de sus límites de capacidad de transmisión, esto debido a temas económicos, tecnológicos, ambientales, etc. Esto los hace vulnerables a experimentar una serie de fenómenos que en algún momento pudieran ocasionar su colapso total. A pesar de esto, los sistemas eléctricos de potencia deben de seguir manteniendo una alta confiabilidad y calidad. Por esta razón, es importante que el sistema opere dentro de los márgenes de seguridad que fueron establecidos durante su diseño. Los esquemas de protección especial como los esquemas de acción remedial suelen ser utilizados para evitar problemáticas a gran escala. Estos esquemas monitorean el sistema, y realizan acciones de control para contrarrestar los efectos negativos de ciertas perturbaciones.

Como muchos sistemas, el sistema panameño suele operar cerca de sus límites de capacidad de transmisión. Antes del 2018, el sistema de Panamá presentó múltiples perturbaciones en su red y en algunas ocasiones los llevó al colapso total del sistema. Derivado de estas circunstancias, la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) y Centro Nacional de Despacho (CND) vieron la necesidad de implementar un esquema de acción remedial, ellos realizaron un análisis de múltiples proveedores para determinar cuál era la mejor opción en el mercado y cubriera la experiencia necesaria para implementar estos esquemas. Después de múltiples reuniones y validación de información el proveedor que cubrió todos sus requerimientos fue Schweitzer Engineering Laboratories S.A. de C.V. (SEL).

En el presente trabajo se exponen el estudio de la red de Panamá y el diseño del RAS. Para esto se realizó el estudio de contingencia N-1 en toda la red de Panamá, la determinación de contingencias a implementar en conjunto con CND/ETESA, la delimitación de equipamiento para las múltiples contingencias y para un sistema de monitoreo, la construcción de tableros para los equipos suministrados, las pruebas operacionales y funcionales de los tableros, la realización de una Interfaz Humano-Maquina (IHM) para este esquema, el diseño y desarrollo de las implementaciones para salvaguardar el sistema de Panamá, las pruebas en lazo cerrado de las implementaciones realizadas, las pruebas preoperativas en sitio, la puesta en servicio de las implementaciones probadas en planta y la capacitación al CND/ETESA para el conocimiento de las implementaciones y uso del esquema.

Como se puede observar, este proyecto contempla desde la concepción del estudio y delimitación de contingencias, hasta la puesta en servicio. Sin duda este proyecto es actualmente uno de los proyectos más completos, complejos y de un gran alcance realizado por el área de ingeniería especializada de México y en el que el cliente quedó satisfecho en cada una de sus etapas realizadas. Si bien no todas las actividades están plasmadas en este documento, los temas relevantes a la implementación están considerados.

# Índice

Introducción .....	XII
<b>1 Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.....</b>	<b>1</b>
1.1 Estabilidad angular.....	2
1.2 Estabilidad de voltaje.....	5
1.3 Estabilidad de frecuencia.....	7
<b>2 Esquemas de Acción Remedial en Sistemas Eléctricos de Potencia.....</b>	<b>9</b>
2.1 Esquemas de acción remedial.....	10
2.2 Clasificación de los esquemas de acción remedial.....	11
<b>3 Contingencias, Equipamiento y Protocolos de Comunicación del Esquema de Acción Remedial de Panamá.....</b>	<b>17</b>
3.1 Red de Transmisión de Panamá.....	17
3.2 Hallazgos del Análisis General del Sistema.....	21
3.3 Contingencias y acciones para remediarlas.....	22
3.4 Equipamiento del RAS.....	23
3.5 Protocolos utilizados en el RAS.....	30
<b>4 Implementación del Esquema de Acción Remedial en Panamá.....</b>	<b>33</b>
4.1 Esquema de Sobrecarga para Líneas de 115kV.....	33
4.2 Esquema de Colapso de Tensión para Líneas de 230 kV.....	36
Open Line Detection Algorithm (OLDA).....	38
4.3 Esquema de Pérdida de MVAR.....	40
4.4 Esquema de Interconexión Panamá – Costa Rica.....	43
4.5 Esquema de Pérdida de Generación.....	45
Loss Of Generator Trigger (LOGT).....	47
4.6 Requisitos de tiempo del SPEAR.....	48
4.7 Descripción General de la Arquitectura y flujo de datos del Sistema.....	49
4.8 Sistema Primario Dual y Operación del Esquema.....	50
<b>5 Pruebas del Esquema de Acción Remedial e Implementación en Sitio.....</b>	<b>53</b>
5.1 Pruebas de Aceptación en Fabrica.....	53
5.2 Implementación en Sitio.....	55
Configuración de equipos.....	56

Validación de entradas del sistema. ....	56
Validación de Mediciones. ....	56
Validación de señales de Monitoreo. ....	57
Validación de parámetros y estados en la IHM. ....	57
Alarmas del SPEAR. ....	57
Pruebas generales del Sistema. ....	57
Pruebas reales del sistema. ....	58
Activación del sistema. ....	58
Conclusiones .....	75
Referencias Bibliográficas .....	77



# Lista de Figuras

Figura 1.1. Clasificación de estabilidad en Sistemas de Potencia. ....	2
Figura 1.2. Característica potencia-ángulo.....	3
Figura 1.3. Naturaleza de la respuesta de las oscilaciones. ....	4
Figura 1.4. Curva característica potencia-voltaje (curva PV). ....	6
Figura 2.1. Detección y Acción de RAS convencional.....	11
Figura 2.2. Acciones de control asociadas con el problema de la red eléctrica.....	12
Figura 2.3. Panorama general de un RAS. ....	15
Figura 3.1. Diagrama geográfico de la red de transmisión de Panamá. ....	18
Figura 3.2. Diagrama unifilar del sistema eléctrico de Panamá. ....	19
Figura 3.3. Diagrama simplificado del sistema eléctrico de Panamá.....	20
Figura 3.4. Paneles del RAS de Panamá. ....	24
Figura 3.5. SEL-3555. ....	25
Figura 3.6. SEL-3355. ....	25
Figura 3.7. SEL-2730M.....	26
Figura 3.8. SEL-2401. ....	26
Figura 3.9. FEP SEL-3530. ....	26
Figura 3.10. Gateway SEL-3530.....	27
Figura 3.11. SEL-Axion.....	27
Figura 3.12. Equipos Axion en Panamá. ....	29
Figura 3.13. Diagrama de Flujo de Datos. ....	31
Figura 4.1. Esquema de Sobrecarga para líneas de 115kV.....	34
Figura 4.2. Esquema de colapso de tensión para líneas de 230 kV. ....	36
Figura 4.3. Regiones de Operación del esquema de colapso de tensión.....	37
Figura 4.4. Diagrama lógico de OLDA.....	39
Figura 4.5. Esquema de colapso de tensión por pérdida de MVAR.....	40
Figura 4.6. Detector de pérdida de MVAR. ....	42
Figura 4.7. Esquema de Interconexión Panamá – Costa Rica. ....	43
Figura 4.8. Esquema de pérdida de generación SPE. ....	46
Figura 4.9. Diagrama Lógico del LOGT. ....	47

Figura 4.10. Tiempos de operación del SPEAR.....	48
Figura 4.11. Arquitectura conceptual del SPEAR. ....	49
Figura 5.1. Arquitectura conceptual del SPEAR. ....	54
Figura 5.2. Cuchillas seccionables abiertas para cargas de PAN y PAN2. ....	59
Figura 5.3. Salidas en Axion PAN_3 deshabilitadas.....	59
Figura 5.4. Salidas en Axion PAN_4 deshabilitadas.....	60
Figura 5.5. Salidas en Axion PAN2_3 deshabilitadas.....	60
Figura 5.6. Salidas en Axion PAN2_4 deshabilitadas.....	60
Figura 5.7. Salidas en Axion 24DIC_1 deshabilitadas.....	61
Figura 5.8. Salidas en RAC_A deshabilitadas.....	61
Figura 5.9. Salidas en RAC_B deshabilitadas.....	61
Figura 5.10. SPEAR en modo Habilitado – Monitoreo. ....	62
Figura 5.11. Validación de parámetros en IHM-A y IHM-B. ....	62
Figura 5.12. Ventana de Resumen de Cargas y Resumen de Generadores en IHM-A.....	62
Figura 5.13. Ventana de Resumen de Cargas y Resumen de Generadores en IHM-B.....	63
Figura 5.14. Contingencia Armada en IHM-A.....	63
Figura 5.15. Contingencia Armada en IHM-B.....	64
Figura 5.16. Ventana de Matriz de Cargas IHM-A.....	64
Figura 5.17. Ventana de Matriz de Cargas IHM-A.....	65
Figura 5.18. Apertura de la línea LT-230-56.....	65
Figura 5.19. Monitoreo del LOGT (sin activación por que aún se tiene cerrada la línea LT-230-57).66	
Figura 5.20. Monitoreo del LOGT (activación al abrirse la línea LT-230-57).....	66
Figura 5.21. Detección de contingencia en IHM-A.....	67
Figura 5.22. Detección de contingencia en IHM-B.....	67
Figura 5.23. Detección de contingencia software SynchroWAVE Monitoring.....	68
Figura 5.24. Validación de correcto disparo de Cargas en IHM-A.....	68
Figura 5.25. Validación de correcto disparo de Cargas en IHM-B.....	69
Figura 5.26. Validación de reportes emitidos por RAC-A y RAC-B. ....	69
Figura 5.27. SOE RAC-A. ....	70
Figura 5.28. SOE RAC-B. ....	70
Figura 5.29. SOE ECO_1.....	70

Figura 5.30. SOE ECO\_2..... 71  
Figura 5.31. SOE PAN\_3..... 71  
Figura 5.32. SOE PAN\_4..... 71

# Lista de Tablas

Tabla 1-1. Clasificación de Métodos para el estudio de estabilidad de voltaje. ....	6
Tabla 4-1. Señales configurables desde IHM para el esquema de sobrecarga. ....	34
Tabla 4-2. Señales configurables desde IHM para el esquema de colapso de tensión para líneas de 230 kV. ....	37
Tabla 4-3. Señales configurables desde IHM para el esquema de colapso de tensión por pérdida de MVAR. ....	41
Tabla 4-4. Señales configurables desde IHM para el esquema de Interconexión Panamá – Costa Rica. ....	43
Tabla 5-1. Condiciones iniciales. ....	71
Tabla 5-2. Detalles de la prueba. ....	72
Tabla 5-3. Tiempo de ciclo de disparo de la Prueba. ....	72

# Acrónimos

<b>Acrónimo</b>	<b>Descripción</b>
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos
CND	Centro Nacional de Despacho
CPU	Central Processing Unit
DAC	Disparo Automático de Carga
DAG	Disparo Automático de Generación
DAI	Disparo Automático de Interruptor
DAL	Disparo Automático de Línea
DAT	Disparo Automático de Transformador
DEI	Dispositivo Electrónico Inteligente
DFD	Diagrama de Flujo de Datos
DNP	Distributed Network Protocol
DQI	Data Quality Index
EA	Equipo de Acción
ECC	Esquema Complementario de Desconexión/Conexión Automática de Capacitores
ECR	Esquema Complementario de Desconexión/Conexión Automática de Reactores
ED	Equipo de Detección
EM	Equipo de Medición
EMN	Equipo de Monitoreo
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
FAT	Factory Acceptance Test
FEP	Front End Processor
GPS	Global Positioning System
GTS	Gateway
GW	Giga Watt
HIL	Hardware In the Loop
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	Interfaz Humano-Maquina
kV	Kilo Volt
LOGT	Loss Of Generator Trigger
MVA	Mega Volt Amper
MVAR	Mega Volt Amper Reactivo
MW	Mega Watt
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NGVL	Network Global Variable List
OLDA	Open Line Detection Algorithm
PMU	Phasor Measurement Unit
PSAF	Power Systems Analysis Framework
RAS	Remedial Action Scheme

RTAC	Real Time Automation Controller
RTDS	Real Time Digital Simulator
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SDH	Synchronous Data Hierarchy
SE	Subestación Eléctrica
SEL	Schwaitzer Engineering Laboratories S.A. de C.V.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrico de los Países de América Central
SOE	Sequence Of Event
SPEAR	Sistema de Protección Especial de Acción Remedial
VLAN	Virtual Local Area Network

# Agradecimientos

Primero que nada, quiero agradecer a la empresa Schweitzer Engineering Laboratories S.A. de C.V. (SEL), en especial a los directivos y al gerente del área de ingeniería especializada que me apoyaron y brindaron la oportunidad para realizar esta maestría, agradezco la confianza que tuvieron en mí, el apoyo brindado y el tiempo que me otorgaron para poder lograr esta meta personal y profesional.

Un agradecimiento al Dr. Juan Segundo y al Dr. Aaron Esparza que son mis asesores en este proyecto, sus aportaciones han sido de gran importancia y puedo asegurar que han enriquecido este trabajo y agradecer su tiempo y apoyo en este trabajo, asimismo agradezco a los profesores de la maestría por compartir sus conocimientos, sus enseñanzas y por acompañarme en esta maestría.

Agradezco a mis padres, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, porque gracias a sus enseñanzas he logrado convertirme en la persona que soy y me enseñaron superarme, me mostraron el camino correcto y que si soy una persona con valores y principios las metas se logran.

Quiero agradecer al ingeniero Alonso Castillo, quien fue parte clave para lograr este gran proyecto, más que un cliente encontré un gran amigo, su apoyo, conocimiento y compromiso con este proyecto hicieron que se logaran grandes cosas. De igual forma un agradecimiento a Javier Echeverría un gran amigo quien tuvo una gran aportación en este proyecto, además de haberme apoyado técnicamente en todo el camino de este importante proyecto.

En especial, quiero dar un agradecimiento a mi pareja de vida, que me ha acompañado en este proceso, que con su amor, paciencia y palabras de motivación me dieron la confianza para poder lograr esta meta en mi vida y la cual comparto con ella. También quiero agradecer a mi pequeña niña que siempre al oír sus risas y ver su sonrisa hace que me llene de energía para dar ese extra en la vida y en este proyecto.

Mi gratitud a la Universidad Autónoma de San Luis Potosí por darme la oportunidad de seguir formándome, por poner en mi formación a grandes académicos que me han hecho crecer personal y profesionalmente.

Este trabajo es un logro compartido con todas las personas que me ayudaron a llegar a esta meta, que en el tiempo de este proyecto de vida y profesional me tuvieron la paciencia, me brindaron su apoyo, compartieron conmigo su conocimiento y puntos de vista para lograr este objetivo.

*Muchas gracias a todos y cada uno de ustedes.*

# Introducción

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) han crecido significativamente desde sus inicios hace más de 100 años, esto por el incremento de la demanda energética que se tiene día con día. Debido a las variaciones de la demanda de energía eléctrica que se presenta a lo largo del año, en todo sistema se tienen periodos de demanda máxima en los que los sistemas suelen operar en condiciones de estrés, provocando que sea susceptible a experimentar eventos en cascada, pérdidas de estabilidad e incluso apagones [2].

Como en cualquier sistema dinámico, los sistemas eléctricos de potencia se encuentran continuamente susceptibles a perturbaciones, las cuales llevan al sistema de un estado de operación a uno diferente en forma de oscilaciones. La presencia de estas oscilaciones provoca que el sistema eléctrico tenga restricciones en la cantidad de energía que se puede transmitir entre las diferentes zonas del sistema eléctrico, estas oscilaciones pueden llevar a la formación de islas o colapso del sistema si no se toman acciones de control adecuadas. Como es sabido, las oscilaciones no sólo pueden llegar a afectar negativamente las áreas cercanas, también pueden producir un efecto negativo al sistema en áreas que pueden considerarse alejadas. Es por esta y otras razones que el tener medición de puntos distantes puede solventar el enfrentar efectos adversos entre áreas, por ello la importancia de contar con medición de área amplia para lograr el monitoreo y control del sistema de potencia.

La tecnología actual permite hacer uso de las Unidades de Medición Sincrofasorial (PMU, Phasor Measurement Units por sus siglas en inglés) y con esto obtener las mediciones de voltaje, corrientes, señales digitales y analógicas de la red en tiempo real, que permitan diseñar e implementar esquemas de control que logren la operación segura del sistema. El principal objetivo de este tipo de implementaciones basados en PMU es tomar acciones de control seguras y selectivas con las cuales se logre tener acciones antes de que el sistema entre en un estado de emergencia [3].

Con lo ya mencionado, es claro que el diseño e implementación de los Esquemas de Acción Remedial (RAS, Remedial Action Scheme por sus siglas en inglés) toman cada vez más importancia en el control y seguridad de los sistemas eléctricos de potencia, ya que, a partir de acciones de control como rechazos de generación, rechazos de carga o cambios en la topología del sistema, son capaces de asegurar la estabilidad del sistema y su operación confiable aun en estado crítico. Actualmente, se tienen diversas aplicaciones de estos esquemas de protección para inestabilidad de voltaje, bajas frecuencias, sobrefrecuencias, pérdida de sincronismo, inestabilidad angular y bajo amortiguamiento de oscilaciones [4,5,6]; la literatura de estos esquemas es vasta y de gran ayuda para el diseño [7,8,9].

La tecnología y equipos que se tienen hoy en día permiten evaluar e implementar esquemas de acción remedial basados en la medición y control de área amplia y con esto lograr una aplicación que permita mayor impacto positivo en el sistema y verse reflejado a gran escala. Actualmente, la mayoría de los sistemas cuentan con la tecnología, los dispositivos y la infraestructura suficiente para hacer implementaciones de RAS.



## Esquema general del trabajo.

### Capítulo 1: Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia.

En este capítulo se presenta el objetivo principal de un sistema eléctrico de potencia y cuáles son las principales perturbaciones a las que está expuesto, así como sus efectos. También se presenta una descripción de las categorías de estabilidad que se manejan en este campo de estudio.

### Capítulo 2: Esquemas de Acción Remedial en Sistemas Eléctricos de Potencia.

Aquí se da la definición de esquemas de acción remedial, su objetivo en los sistemas eléctricos de potencia y su clasificación basados en el problema del sistema y las acciones de carga. También se muestra cómo son utilizados en la práctica; se describen los puntos vulnerables de su aplicación en los sistemas de potencia modernos.

### Capítulo 3: Contingencias, Equipamiento y Protocolos de Comunicación del Esquema de Acción Remedial de Panamá.

Este capítulo es el comienzo de la descripción del RAS diseñado e implementado en Panamá. Describe brevemente la red panameña, los hallazgos del estudio de contingencias N-1 de la red, el equipo utilizado para lograr la implementación requerida y los protocolos a usar en este esquema para cubrir los tiempos de actuación.

### Capítulo 4: Implementación del Esquema de Acción Remedial en Panamá.

En este capítulo se describe cada una de las implementaciones realizadas, consideraciones tomadas y su forma de operación, se describe su interacción con la IHM. Además de las contingencias que se cubren, se muestran los tiempos de operación necesarios para mantener la estabilidad del sistema, se describe de manera general la arquitectura de comunicaciones y flujos de datos en el sistema y se da un resumen de la forma de operación de los controladores.

### Capítulo 5: Pruebas del Esquema de Acción Remedial e Implementación en Sitio.

Por último, este capítulo describe las pruebas realizadas al sistema, las consideraciones tomadas tanto para las pruebas como para la puesta en servicio en sitio, se muestra un ejemplo de una prueba realizada en sitio y se pueden observar los tiempos de operación y funcionalidad del esquema implementado.



# 1 Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia

En los sistemas eléctricos de potencia, el objetivo primordial es mantener el suministro de forma confiable y segura, a pesar de la incorporación y el gran crecimiento de las nuevas fuentes alternas de energía eléctrica y las nuevas tecnologías. Para lograr esto se debe asegurar de forma esencial la estabilidad del sistema de potencia en todo momento [10]. La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia es un tema que siempre ha sido abordado; sin embargo, a pesar de los avances que se han tenido en la tecnología de protección y control, los apagones causados por inestabilidad siguen presentándose continuamente [11,12,13]. Esto es debido a la configuración o estructura de algunos sistemas y por operar el sistema cercano a sus límites de operación. Perder estabilidad en un sistema eléctrico es un problema global ya que involucra diversos aspectos, por lo que mantener operando todas las áreas del sistema en estado estable se ha dificultado debido al incremento de generación asíncrona, congestión en las líneas de transmisión, operar el sistema cercano a sus límites de operación, etc.

La estabilidad en un sistema de potencia se define como su capacidad de mantenerse en equilibrio bajo condiciones de operación normal, así como también en condiciones críticas, pues cabe recordar que el sistema es sometido constantemente a perturbaciones, las cuales en ocasiones ponen en riesgo su correcta operación [14].

El sistema de potencia es un sistema altamente no lineal que opera en un ambiente de constante cambio; las cargas, la generación y parámetros de operación cambian continuamente. Cuando el sistema de potencia está sujeto a una perturbación, la estabilidad del sistema depende de las condiciones iniciales de operación, así como también, de la naturaleza de la perturbación. Los problemas de estabilidad del sistema de potencia pueden adoptar diferentes formas y la inestabilidad en un sistema está influenciada por una amplia gama de factores. El análisis de estabilidad puede ser más simple si se aborda realizando una clasificación adecuada. Para realizar la clasificación de la estabilidad en sistemas de potencia se consideran [15]:

- La naturaleza física de la inestabilidad resultante.
- El tamaño de la perturbación.
- Los dispositivos, procesos y los intervalos de tiempo que deben ser tomados en consideración.
- Los métodos más apropiados para calcular y predecir la estabilidad

La Figura 1.1 proporciona una visión global del problema de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia, identificando sus categorías y subcategorías. En la misma se observa que la estabilidad de voltaje es una subcategoría de la estabilidad de un SEP. Aunque las tres categorías se refieren a diversos aspectos del problema de estabilidad, en términos del análisis y de la simulación son realmente las extensiones de unas a otras sin límites claramente definidos.

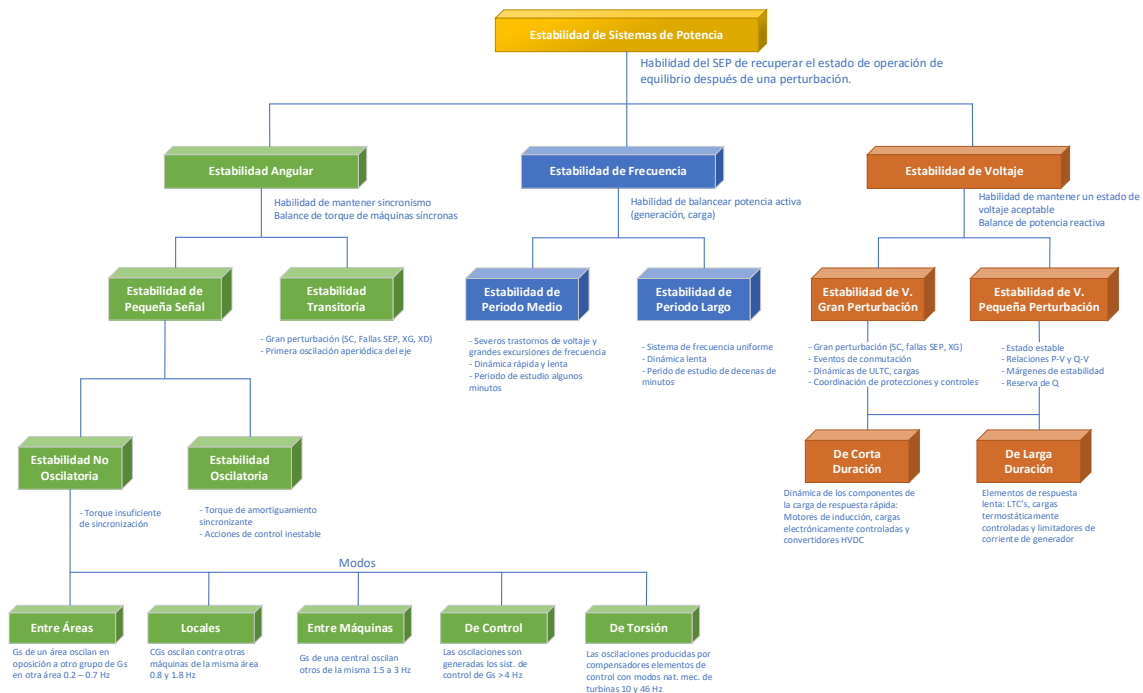


Figura 1.1. Clasificación de estabilidad en Sistemas de Potencia [14].

Como se ha mencionado, el problema de estabilidad puede asociarse a diversas causas, lo que origina que para su mejor comprensión y evaluación sea de mayor facilidad clasificar la estabilidad en distintas categorías. Por lo tanto, a continuación, se habla de los distintos tipos de estabilidad [15, 16].

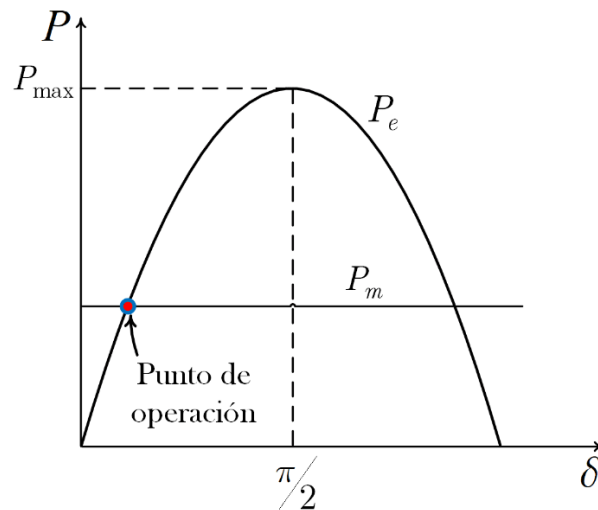
### 1.1 Estabilidad angular.

La estabilidad angular es la capacidad que los generadores síncronos tienen para retomar condiciones normales de operación después de ser sujetos a una perturbación leve o severa, donde la máquina síncrona tiene la facilidad de mantener o restaurar el equilibrio entre la potencia eléctrica y la potencia mecánica. Si este equilibrio no se lograra, el sistema entra en inestabilidad produciendo un aumento de oscilaciones angulares llevando a la pérdida de sincronismo. Es por esta razón que la estabilidad angular es de gran importancia en los sistemas de potencia ya que su estudio y entendimiento permiten mantener en condiciones normales de operación “sincronismo” a las máquinas del sistema luego de verse afectado por una perturbación [17, 18].

La estabilidad angular está relacionada con el comportamiento de los ángulos de los rotores ante una perturbación sea de gran o pequeña magnitud. Durante la perturbación, el ángulo de rotor del generador comienza a oscilar, si la falla no es tan severa el sistema llega a estabilizarse hasta que el ángulo del rotor regrese a su estado original o un nuevo estado estable, mientras que, si la falla es demasiado grande el ángulo del rotor oscila sin amortiguación, lo que conlleva a la inestabilidad del sistema. Cuando un generador pierde el sincronismo gira a una velocidad distinta con respecto al sistema, por consecuencia los rotores de las máquinas comienzan a oscilar produciendo cambios en la aceleración de los generadores [19, 20, 21].

El ángulo del rotor de una máquina síncrona  $\delta$ , refleja su cantidad de carga por lo que a medida que la carga se incrementa, mayor será el ángulo del rotor. Por esta razón, este se ha convertido en un indicador que muestra qué tan estresado se encuentra el sistema. El problema de estabilidad angular resulta en situaciones de demanda máxima o durante los transitorios ocasionados por grandes perturbaciones, en estos escenarios se presentan grandes separaciones angulares en donde la máquina síncrona puede llegar a perder sincronismo [14].

La característica potencia-ángulo es una medida que ayuda a evaluar la estabilidad, esta indica la separación angular máxima en que la máquina entrega su máxima potencia eléctrica, y permite observar que más allá de esa separación angular, la potencia a la salida de la máquina será menor, lo cual es indeseable y es un indicador de que la máquina síncrona pudiera estar a punto de perder sincronismo, esto se puede observar en la *Figura 1.2*[14].



*Figura 1.2. Característica potencia-ángulo.*

Cuando el sistema es sometido a perturbaciones, el equilibrio entre el par eléctrico y el par mecánico de las máquinas se pierde, durante estos escenarios, los controles propios de las máquinas buscan equilibrarlos y llevar a un punto de operación estable al sistema. Desde las variaciones normales de carga hasta grandes perturbaciones como pérdidas de líneas de transmisión, pudieran ocasionar oscilaciones importantes, durante estos eventos se presentan cambios en el par eléctrico de los

generadores síncronos ( $\Delta T_e$ ), que a su vez está compuesto por el par de sincronización y el par de amortiguamiento [22, 23, 24].

La componente del par de sincronización es la que se encarga de regresar la velocidad del rotor a la velocidad síncrona, cuando se presentan desviaciones ocasionadas por perturbaciones. Si se tuviera insuficiente par de sincronización, esto pudiera ocasionar incrementos considerables en el ángulo del rotor, y en consecuencia inestabilidad aperiódica o no oscilatoria (recuadro b en la *Figura 1.3*), pues a pesar de tener una componente de amortiguamiento positiva, la oscilación no regresa al mismo punto de operación, y se pierde sincronismo. La ausencia del par de amortiguamiento provoca la presencia de oscilaciones crecientes, lo cual resulta en inestabilidad oscilatoria (recuadro c en la *Figura 1.3*).

Par de sincronización ( $C_s \Delta \delta$ ), donde:

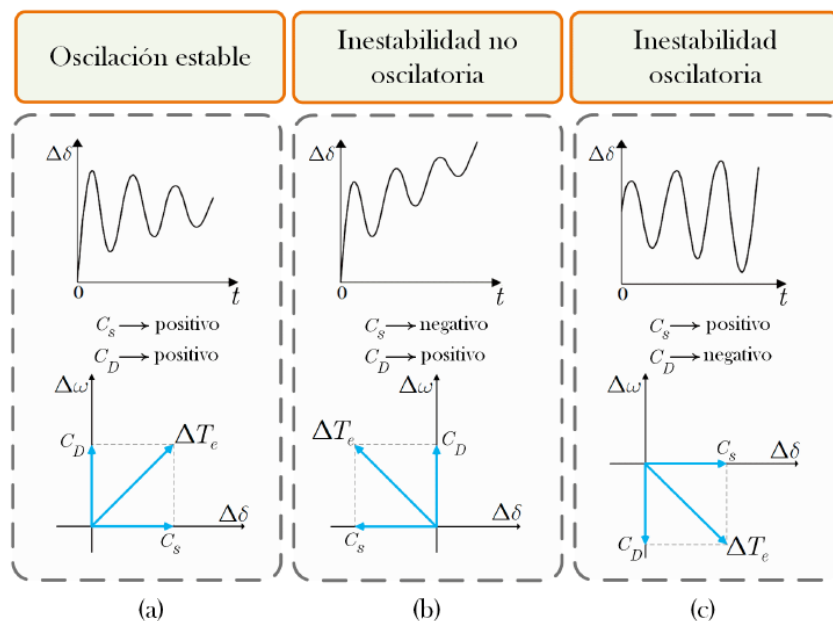
$\Delta \delta$  = Derivación del ángulo del rotor.

$C_s$  = Coeficiente del par de sincronización.

Par de amortiguamiento ( $C_D \Delta \omega$ ), donde:

$C_D$  = Coeficiente del par de amortiguamiento.

$\Delta \omega$  = Derivación de la velocidad angular.



*Figura 1.3. Naturaleza de la respuesta de las oscilaciones [25].*

Ya que el concepto de estabilidad angular es demasiado extenso, se divide en dos categorías para comprender de una mejor forma la naturaleza de la estabilidad angular: estabilidad angular de pequeña perturbación y estabilidad angular de perturbación grande, o mejor conocida como estabilidad transitoria.

## 1.2 Estabilidad de voltaje.

La Estabilidad de Tensión la define la IEEE/CIGRE [26] como:

*“La habilidad del sistema de potencia de mantener los voltajes de estado estable en todas las barras del sistema después de haber sido sujeto a una perturbación desde una condición inicial dada”.*

De manera general, la estabilidad de voltaje se define como la capacidad del SEP de mantener las tensiones constantes en todas las barras del sistema durante una operación normal o después de ser sometido a la ocurrencia de una perturbación pequeña. La inestabilidad de voltaje es un fenómeno que puede presentarse en un área específica del sistema o en todo el sistema, y normalmente se ve reflejado como caídas progresivas e incontrolables de voltaje [27].

El control de voltajes y la gestión de potencia reactiva están íntimamente ligados. Para el control de tensión es necesario el uso de equipos de generación y transporte para inyectar o absorber potencia reactiva con el fin de mantener las tensiones en todas las barras del sistema dentro los márgenes requeridos. Por otra parte, el problema de estabilidad de voltaje se convierte en un tema complicado, esto debido a la amplia gama de aspectos a los que puede estar asociado. Este fenómeno comúnmente está ligado con las demandas de potencia reactiva en las cargas que no se cumplen ya sea por limitaciones en la generación o transmisión de potencia reactiva. Algunos de los factores que causan este fenómeno son [15]:

- Aumento de la carga o exceso de ésta en el sistema.
- Grandes distancias entre la generación y la carga.
- Niveles bajos de tensión de generación de las centrales.
- Restablecimiento de la carga vía operación de transformadores con cambiadores de tap bajo carga (ULTC).
- Mal desempeño de equipos de compensación de reactiva (condensadores, compensadores síncronos, etc.).
- Balance de potencia reactiva (demanda excesiva, generación insuficiente).
- Pobre coordinación entre varios sistemas de control y protección.

Existen diversos estudios para evaluar la estabilidad de voltaje (la Tabla 1-1 muestra los métodos para el estudio de estabilidad de voltaje), uno de los más aceptados es el de la evaluación de las curvas características PV. En este estudio se ve reflejada la relación potencia-voltaje de un sistema de potencia, este tipo de estudio brinda los puntos de operación posibles con respecto a las variaciones de potencia activa, como lo muestra la *Figura 1.4*; de esta forma se indica el límite máximo de transferencia de potencia del sistema. El cargar al sistema más allá de este punto ocasionaría el colapso por bajo voltaje, y por lo tanto, inestabilidad. La región estable se caracteriza por niveles de operación de voltaje aceptables y comunes en un sistema, en esta región es posible controlar el nivel de voltaje a través de dispositivos como los reguladores de voltaje y los transformadores cambiadores de taps, con el objetivo de evitar operar cerca del límite máximo, y reducir el riesgo de inestabilidad de voltaje. La región inestable se caracteriza por tener niveles de voltaje muy bajos, y por lo tanto,

corrientes de gran magnitud, esto no es un comportamiento deseado en un sistema que opera en condiciones nominales, además las acciones de control en esta zona tendrían un efecto contrario al deseado.

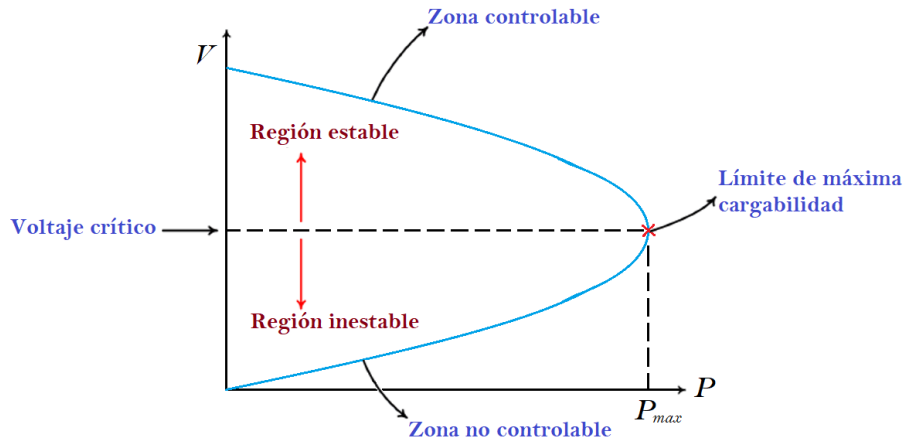


Figura 1.4. Curva característica potencia-voltaje (curva PV).

Tabla 1-1. Clasificación de Métodos para el estudio de estabilidad de voltaje [28, 29].

Métodos de Análisis de estabilidad de voltaje	Métodos Analíticos	Métodos de Análisis Estáticos	Flujos de Potencia Convencionales	Curva PV
				Curvas QV
				Análisis de sensibilidad QV
				Análisis Modal
				Factores de participación de las barras
				Factores de participación de las ramas
				Factores de participación de generadores
				Técnicas basadas en fasores y vectores de tensión
				Índices de estabilidad de voltaje VCPI
				Índice de proximidad a la inestabilidad de voltaje (VIPI)
				Índices de estabilidad de voltaje de líneas
				Índice de Soporte de Potencia Reactiva (RSI)
				Índice FVSI (Fast Voltage Security Index)
				Índice de Desempeño de Ramas
				Índice de estabilidad de línea Lmn
				Índice de estabilidad de línea LQP
				Técnicas Basadas en energía
				Índice V/Vo
				Flujos Continuos de Potencia
				Métodos de Análisis Dinámico
Métodos de Monitoreo				
Índice del vector tangente TVI				
Quasi-Estado Estable - simulación de larga duración				



La técnica de curvas PV consiste en variar la potencia activa que cada barra transfiere y observar las variaciones del voltaje.

Para la selección de una barra crítica a través de este método basta con observar la caída de voltaje más importante que se presenta en el sistema para una cantidad específica de potencia. Para el incremento en las cargas comúnmente se realiza el incremento en todas las cargas del sistema de forma de emular un crecimiento en el tiempo de la demanda, el factor de escalamiento se utiliza un valor en % de la base propia de cada carga del sistema, se pueden realizar otros tipos de escalamientos, por áreas, o con factores de escalamiento individuales. Adicionalmente, se puede realizar escalamientos en la generación en unidades de interés, esto para tomar en cuenta las unidades no despachadas en el caso base, y que de acuerdo con el crecimiento de la demanda es necesario también considerar a las unidades que en el caso base no estaban despachadas, tomando en cuenta también la época y los márgenes de reserva rotante [15].

Esta curva se puede obtener mediante cálculos sucesivos de flujo de carga, aunque como la matriz Jacobiana se vuelve singular en el punto de la nariz de la curva, no siempre se puede obtener la curva completa como se muestra en la *Figura 1.4*. Actualmente existen algoritmos que utilizan la técnica del flujo de carga continuo [30], mediante el cual sí es posible obtener la curva completa. Con el software Power Systems Analysis Framework (PSAF) no se puede obtener la curva completa.

### 1.3 Estabilidad de frecuencia.

La estabilidad de frecuencia se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia constante después de un desequilibrio entre la generación y la carga, este desequilibrio puede ser ocasionado por alguna perturbación y puede hacer que el sistema se seccione en subsistemas. El desbalance entre generación y carga produce cambios en la frecuencia del sistema (sobrefrecuencias o caídas de frecuencia), además, afecta en el funcionamiento de las máquinas síncronas del sistema de potencia. La inestabilidad puede ocasionar oscilaciones de frecuencia sostenidas que conducen al disparo de las protecciones de las unidades de generación o cargas [31].

En un sistema de potencia, la frecuencia es una medida del balance de MW de generación y MW de carga. Cuando MW generación y MW carga (más las pérdidas) están en balance exacto, la frecuencia está al nivel nominal (50 Hz o 60 Hz dependiendo el sistema eléctrico en cuestión). Cuando la carga excede la generación la frecuencia disminuye. La razón de cambio del descenso depende de la inercia de los generadores dentro del sistema. En el momento en el cual el ángulo de fase de voltaje entre generadores remotos y generadores locales llega ser muy grande, puede ocurrir inestabilidad en el ángulo de fase. En muchos casos, este evento ocurre en conjunto con el escenario de colapso de voltaje [32].

En estabilidad de frecuencia el tiempo de análisis va desde la fracción de segundos hasta varios minutos, esto depende del evento o los eventos que ocasionaron el desbalance generación-carga, y las acciones de control que sean utilizadas para recuperar el equilibrio. Por lo tanto, la estabilidad de

frecuencia puede ser clasificada como estabilidad de frecuencia a corto plazo y estabilidad de frecuencia a largo plazo.

Estabilidad de frecuencia a corto plazo: También conocida como inestabilidad transitoria, ocurre debido al lento despeje de las fallas en el sistema, el cual se encuentra cercano a la central de generación. Cuando la falla no puede ser despejada rápidamente, esta produce un desbalance entre el torque mecánico y eléctrico del generador. Para evitar daños en los generadores, éstos deben tener un sistema de protecciones que permitan actuar si las protecciones en los sistemas de transmisión actúan muy lentas o no actúan, de esta afirmación se concluye que es muy importante la protección de pérdida de sincronismo en el generador para evitar daños en la máquina. Mientras más grande es el generador, más corto es el tiempo para manejar la máquina inestable por una falla en el sistema [33].

Estabilidad de frecuencia a largo plazo: También conocida como inestabilidad de estado-estable, ocurre debido que al tener pocas líneas de transmisión para transportar la energía desde la central de generación hasta el centro de consumo. Cuando el ángulo de fase de voltaje entre la generación local y remota se incrementa más allá de  $90^\circ$ , la potencia que puede ser transmitida se reduce y el sistema llega a ser inestable y usualmente se separa en islas. Si hay más carga que generación dentro de una isla, la frecuencia y el voltaje disminuyen; mientras que, si existe un exceso de generación en una isla, la frecuencia y el voltaje generalmente aumentan. Comúnmente, la disminución del voltaje en el centro de carga es el indicador principal de que el sistema está en problemas de baja frecuencia, esto ocurre solamente después de que el sistema se divide en islas [33].

En el siguiente capítulo será abordado el tema de esquemas de acción remedial, en el capítulo se indicará cómo los temas abordados anteriormente de estabilidad van ligados con algunas perturbaciones y cuáles son las acciones que se pueden implementar para algunos de estos temas.

# 2 Esquemas de Acción Remedial en Sistemas Eléctricos de Potencia

En los sistemas eléctricos de potencia, garantizar la seguridad de operación y el suministro de energía eléctrica es imprescindible. Para lograr la seguridad del sistema y un suministro continuo es necesario monitorear y evaluar de forma continua el estado operativo del sistema y asegurar que se mantenga dentro de los límites operativos. En sistemas de potencia, la seguridad se define como la capacidad de resistir cualquier tipo de perturbación sin interrumpir el suministro de energía eléctrica. Además, la seguridad del sistema eléctrico está ligada tanto a la seguridad física del sistema como también a la seguridad de los equipos de comunicación y control digital instalados en los centros de control, plantas de generación y subestaciones, los cuales forman una parte importante para asegurar el correcto funcionamiento del sistema de potencia [25].

El análisis de seguridad es una función primaria de la gestión operativa de un SEP que mide la robustez del sistema para poder soportar un conjunto de posibles contingencias en la operación normal del sistema. Esta función se encarga de analizar el efecto que tienen determinadas perturbaciones sobre el sistema para un estado inicial dado. Este proceso busca determinar el estado en que se podría encontrar el SEP para determinadas condiciones iniciales y ante eventuales contingencias voluntarias e involuntarias. Así, un análisis de seguridad mide el nivel de reserva del sistema. Por reserva se debe entender el margen de diferencia que presentan las variables del sistema y sus respectivos límites de operación [25].

El número posible de contingencias que teóricamente pueden ocurrir es infinito, y por lo tanto, es imposible diseñar un sistema de potencia que pueda resistir todas las posibles contingencias o combinación de contingencias. En la práctica, se evalúa el estado del sistema de potencia utilizando uno o más índices para todas las contingencias posibles, con el objetivo de clasificar las contingencias en orden descendente de forma que estos índices evalúen la violación del límite de capacidad de transmisión, límites de voltaje, límites de potencia, límites de estabilidad, entre otros. Los planes de protección están diseñados para contrarrestar todas las perturbaciones que comprometan al sistema a partir de las más factibles y severas [25].

La evaluación de los criterios de seguridad es un análisis que se lleva a cabo fuera de línea, con el cual se detectan las contingencias con la mayor posibilidad de poner en riesgo la correcta operación del sistema eléctrico. Este proceso comúnmente es llamado “análisis de contingencias” y es de mucha importancia llevar a cabo su evaluación como protocolo de planeación y diseño en un sistema de potencia, ya que es una parte importante para garantizar su seguridad [25].

## 2.1 Esquemas de acción remedial.

De acuerdo con la North American Electric Reliability Corporation (NERC), un RAS se define como: *“un esquema de protección automático que detecta condiciones anormales o predeterminadas del sistema y toma medidas correctivas que pueden incluir, pero no limitarse a, reducir o disparar carga, reducir o disparar generación, y modificar la topología para asegurar la confiabilidad del sistema”* [34].

El constante crecimiento que presenta la demanda del sector energético, así como el gran número de fallas que inciden en la red o contingencias múltiples, es lo que ha contribuido en la necesidad de RAS, los cuales la Comisión Federal de Electricidad (CFE) definen como: *“Conjunto coordinado de controles que al presentarse determinadas condiciones de emergencia en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, realiza la desconexión automática y prevista de ciertos elementos de la red eléctrica (incluyendo la desconexión de unidades de Central Eléctrica, interrupción de Centros de Carga y cambio de topología), para llevar al Sistema en forma controlada a un nuevo estado operativo donde prevalezca su integridad, contribuyendo a optimizar la Red Nacional de Transmisión, reduciendo los costos de producción y minimizando la afectación a usuarios finales”* [35]. Los principales objetivos de un RAS son los siguientes [36]:

- Mantener la estabilidad del sistema.
- Mantener en rangos aceptables los voltajes.
- Mantener los flujos de potencia dentro de los límites permitidos.
- Evitar o limitar los eventos en cascada.
- Abordar otros aspectos sobre la confiabilidad de sistemas a gran escala.

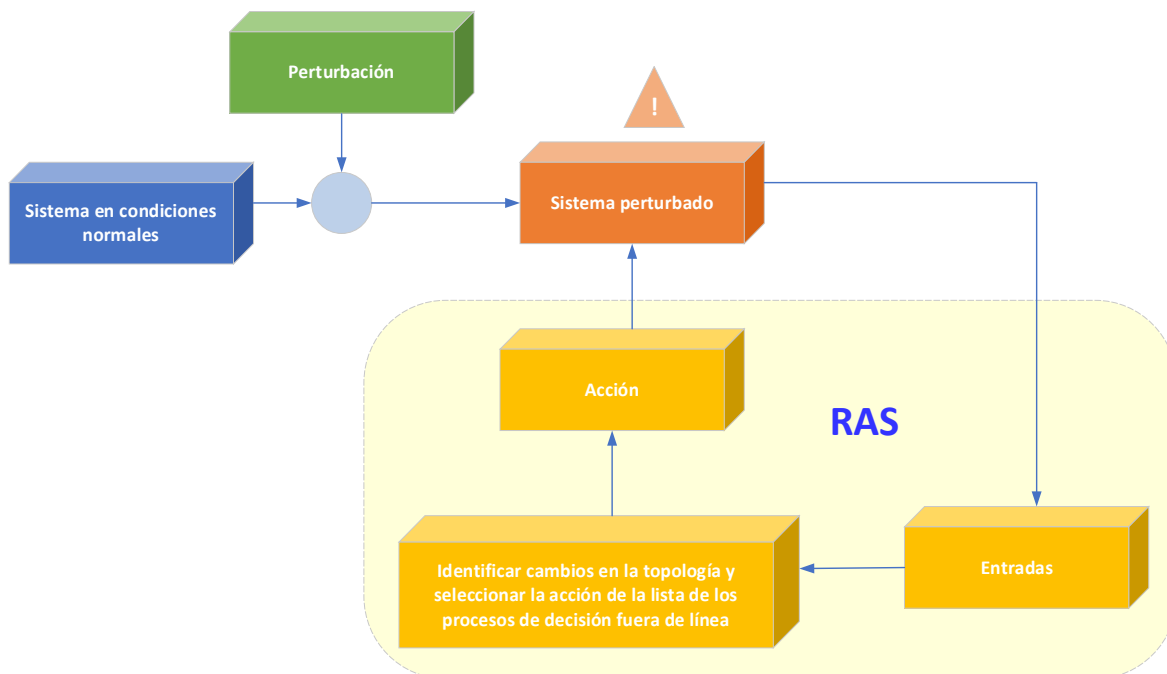
Los RAS convencionales se basan en la información obtenida a través del análisis de contingencias u otros estudios realizados previamente, información que es almacenada en una base de datos, de manera que si se detecta alguna violación de los límites de operación o cambios de topología que se consideren cruciales, se toman acciones de control las cuales también son analizadas en estudios previos y almacenadas dentro de la base de datos.

Los RAS han tomado gran relevancia para asegurar la correcta operación del sistema ante ciertos escenarios de operación. Por lo tanto, son un producto del proceso de planificación, ya que en las evaluaciones anuales se evalúa si las capacidades del sistema de generación y transmisión son inadecuadas o insuficientes para soportar las contingencias consideradas para la planificación del sistema.

Los detalles críticos en el diseño de un RAS y sus características de operación deben ser determinadas a través de diversos estudios apropiados en los que se deben de considerar los siguientes aspectos [37]:

- Criterios de armado: Son las condiciones iniciales de la contingencia, los parámetros en estado emergencia del SEP los cuales dan la apertura para que el esquema se prepare para una posible operación.
- Condiciones de arranque: Parámetros de la contingencia en estado crítico que da inicio a la acción del esquema, una vez que éste se encuentre armado.
- Acciones a tomar: Respuesta del esquema a la contingencia, también llamada acción remedial, establecida para cada contingencia específica.
- Tiempos requeridos o permitidos: Tiempo máximo permitido para que el esquema realice la acción remedial y se complete su función, este tiempo se mide desde la detección hasta la operación.

La *Figura 2.1* muestra el proceso de la detección y acción de un RAS convencional [36].



*Figura 2.1. Detección y Acción de RAS convencional [36].*

## 2.2 Clasificación de los esquemas de acción remedial.

Los RAS se pueden clasificar en grupos, esto se hace basado en la operación que realizan y la causa que lo origina, a continuación, se muestra la clasificación más común de los RAS. La *Figura 2.2* muestra un resumen de la relación entre problema y acción de control [38, 39 y 40].

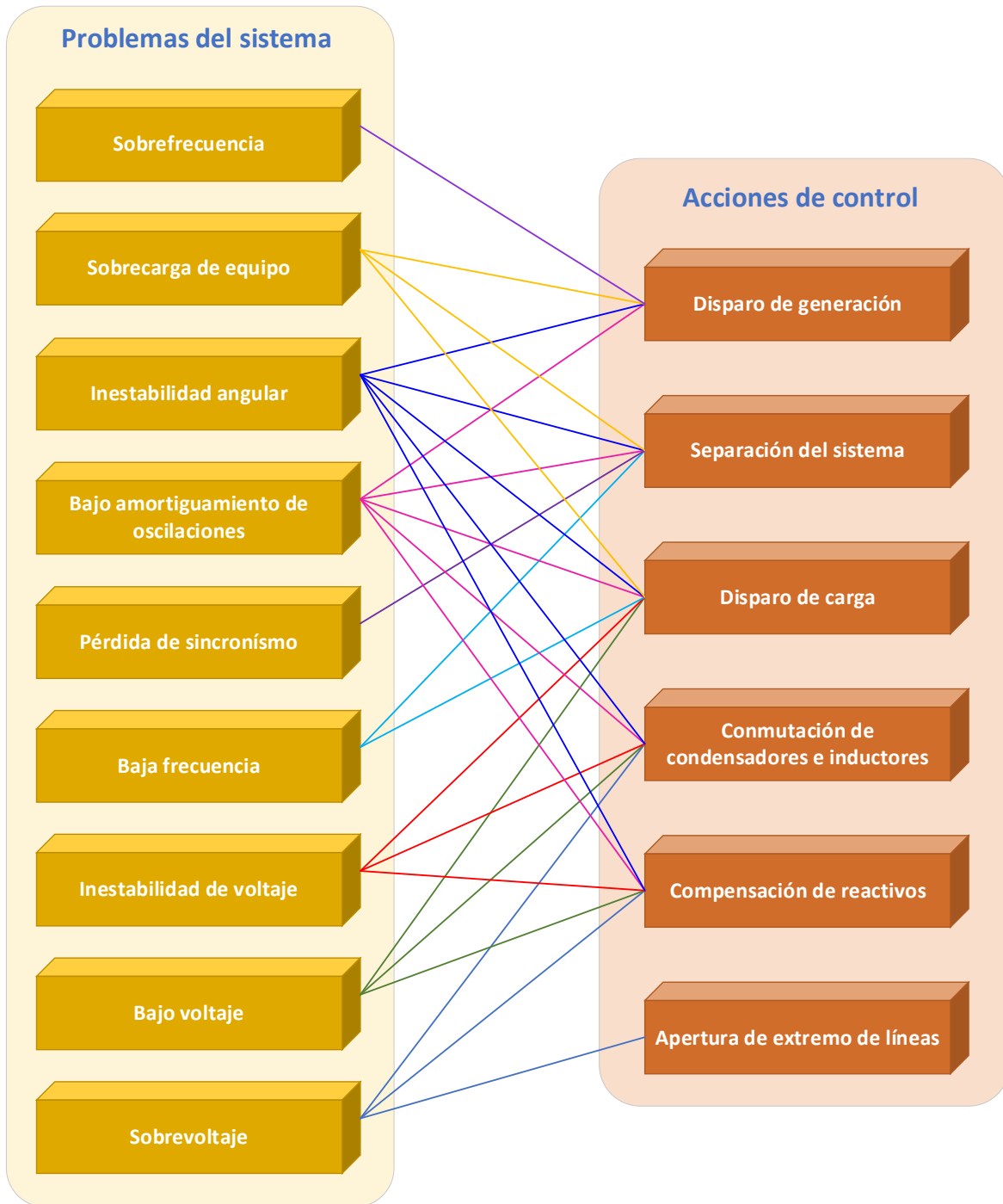


Figura 2.2. Acciones de control asociadas con el problema de la red eléctrica [38].

**Disparo Automático de Generación (DAG):** Este esquema de acción remedial se utiliza para disparar unidades de generación. Esto puede ser debido a la pérdida de líneas de transmisión primarias que ocasionan sobrecarga o sobrefrecuencias en el sistema o la pérdida de estabilidad. En este tipo de esquema es necesario realizar múltiples estudios para determinar las unidades que se deben de disparar, así como el monto a disparar y con esto lograr mantener en los rangos de estabilidad y que las líneas de transmisión en servicio estén dentro de sus límites de operación. Los principales problemas que subsana este tipo de esquema son [39, 40, 41]:

- Límite por sobrecarga de líneas de transmisión y/o transformadores.
- Límite por sobrefrecuencia.
- Límite de estabilidad angular.

**Disparo Automático de Carga (DAC):** La aplicación más importante de la implementación y uso de este esquema de acción remedial es de mantener la estabilidad del sistema eléctrico de potencia y ante la contingencia de algún corredor importante permite disminuir el ángulo eléctrico de apertura y poder cerrar las líneas. Este esquema suele utilizarse cuando se presentan caídas de frecuencia y se tiene un exceso de carga, pues es crucial en el sistema recuperar de forma inmediata el equilibrio entre generación y carga. Esta acción evita sobrecargas en líneas de transmisión y otros equipos del sistema, y permite colocar al sistema dentro de los márgenes de estabilidad de voltaje óptimos. Los principales problemas que subsana este tipo de esquema son [39, 40, 41]:

- Sobrecarga de transformadores o líneas de transmisión.
- Límite de estabilidad de voltaje.
- Límite de estabilidad angular.

**Disparo Automático de Línea (CTL o DAL):** Este es un esquema que realiza un cambio automático de la topología del sistema, se implementa para generar el disparo de una línea de transmisión o subtransmisión de manera controlada y con esto cambiar la topología del sistema, con esta acción se busca evitar la sobrecarga de equipos primarios ante la pérdida de elementos primarios en la misma subestación o en otras instalaciones, para la redistribución de los flujos y sin afectación de carga, evitar sobretensiones en equipos primarios ante la pérdida de elementos primarios en la misma subestación o en otras instalaciones, sin afectación de carga y evitar incrementos o abatimiento de frecuencia fuera de los límites operativos permisibles [39, 40, 41]:

**Disparo Automático de Transformador (CTT o DAT):** Este es un esquema que realiza un cambio automático de la topología del sistema, se implementa para generar el disparo de un transformador de manera controlada y con esto cambiar la topología del sistema, con esta acción se busca evitar la sobrecarga de elementos principales ante la pérdida de elementos de la misma subestación o en otras instalaciones, evitar condiciones de bajo voltaje en una región y no afectar el suministro de energía a la carga [39, 40, 41].

**Disparo Automático de Interruptor (CTI o DAI):** Este es un esquema que realiza un cambio automático de la topología del sistema, se implementa para generar el disparo de un interruptor de manera controlada y con esto cambiar la topología del sistema, con esta acción se busca evitar la sobrecarga de equipos principales ante la pérdida de elementos en la misma subestación o en otra instalación, para redistribuir los flujos y sin afectar la energía suministrada a la carga [39, 40, 41].

Con los esquemas de cambio automático de topología se busca subsanar:

- Sobrecarga de elementos de la red.
- Sobrevoltaje.
- Separación de sistemas eléctricos.

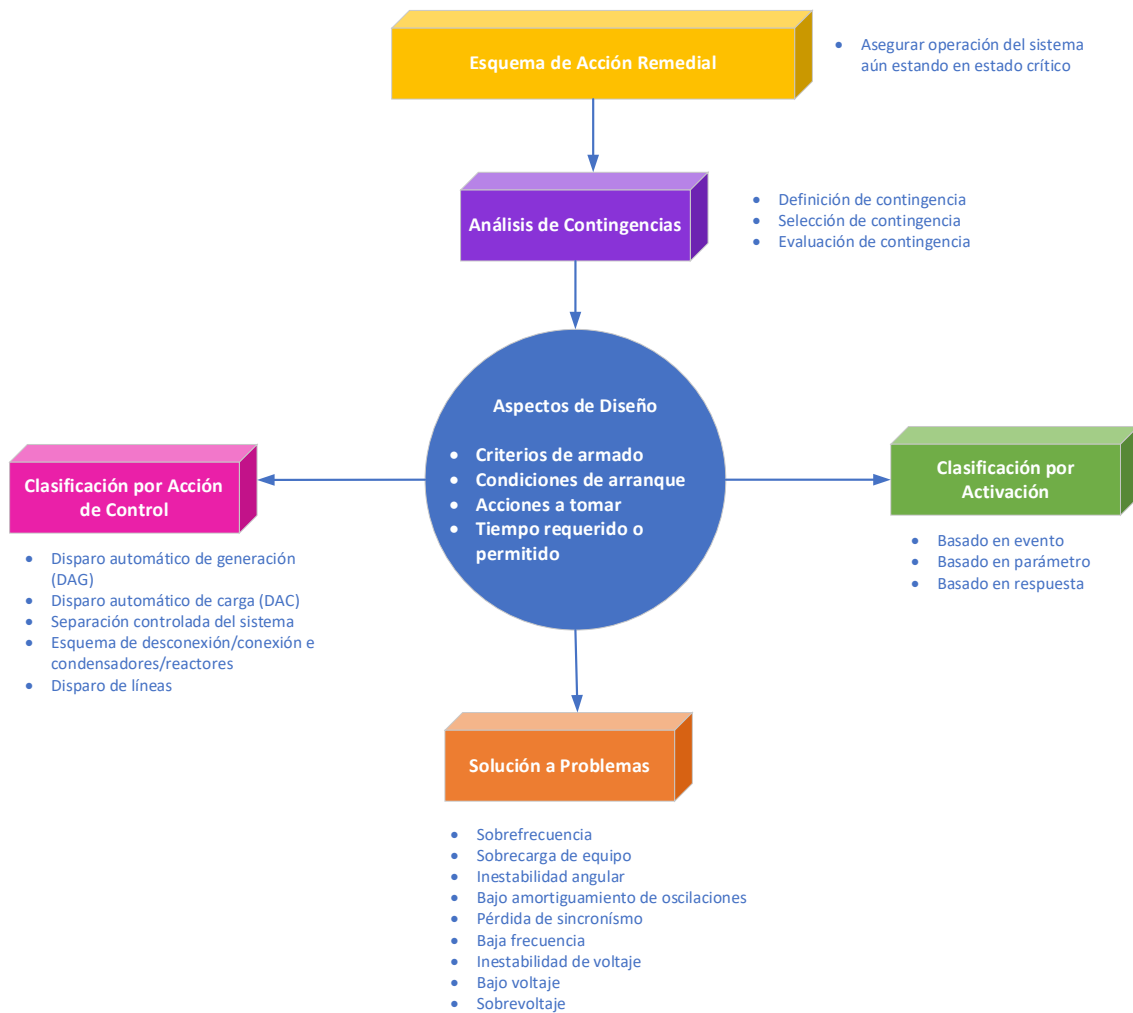
**Esquema Complementario de Desconexión/Conexión Automática de Reactores (ECR):** Este es un esquema de conmutación (desconexión/conexión) automática de reactores, la finalidad de este esquema es la de controlar los voltajes por medio de la conexión o desconexión de uno o varios reactores y con esto lograr aumentar la transferencia de energía, proteger de la sobretensión a los equipos primarios, mantener el voltaje en límites seguros y/o valores aceptables de operación y/o mantener un margen de reserva reactiva en los elementos de control dinámico como generadores y CEV [39, 40, 41].

**Esquema Complementario de Desconexión/Conexión Automática de Capacitores (ECC):** Este es un esquema de conmutación (desconexión/conexión) automática de capacitores, su finalidad es controlar el voltaje a través de la conexión o desconexión de uno o varios bancos de capacitores, sin la afectación de carga y con esto lograr aumentar la transferencia de energía, mantener el voltaje en límites seguros o valores aceptables de operación y/o mantener un margen de reserva reactiva en los elementos de control dinámico como Generadores y CEV [39, 40, 41].

**Separación Controlada del Sistema:** La separación controlada del sistema es otra medida de emergencia que puede ser muy útil en sistemas longitudinales, en el sistema interconectado han tenido una aplicación muy reducida. Desde el punto de vista estratégico, los algoritmos de segregación requieren una lógica sofisticada para determinar los puntos adecuados para la segregación de áreas y al mismo tiempo permitir y dejar la posibilidad de agotar la ayuda de emergencia entre áreas. En sistemas internacionales interconectados lo utilizado es separar los sistemas ante una perturbación o en condiciones de estado estable en caso de perder estabilidad en el enlace, acompañados de disparos de carga y/o generación con el objetivo de mantener la estabilidad de las islas eléctricas [40].

La *Figura 2.3* muestra un panorama general de un RAS, esta figura tiene la finalidad de mostrar un resumen de lo que contempla la implementación de un RAS y sus acciones de control.





*Figura 2.3. Panorama general de un RAS [39, 40, 41].*

Ahora que ya se abordaron los temas referentes a la estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, cuáles son las perturbaciones que los pueden provocar y las implementaciones de esquemas de acción remedial que se pueden implementar basados en el tipo de perturbación o de acción a tomar, en los siguientes capítulos se presentará un caso de una implementación realizada y que actualmente ya se encuentra en servicio.



# 3 Contingencias, Equipamiento y Protocolos de Comunicación del Esquema de Acción Remedial de Panamá

Derivado de los estudios de contingencias en la red eléctrica de Panamá desarrollado por Schweitzer Engineering Laboratories S.A. de C.V. (SEL), se identificó la necesidad de la implementación de un Sistema de Protección Especial de Acción Remedial (SPEAR) de Panamá. SEL diseñó, desarrolló e implementó el RAS para contingencias predeterminadas acordadas entre SEL MX y la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) [42]. El esquema se implementó utilizando una combinación de software y hardware resistente. El RAS está diseñado para tomar acciones dentro de un marco de tiempo limitado para mantener la estabilidad del sistema eléctrico de la red eléctrica de Panamá. Las contingencias que hasta este momento se encuentran en servicio son:

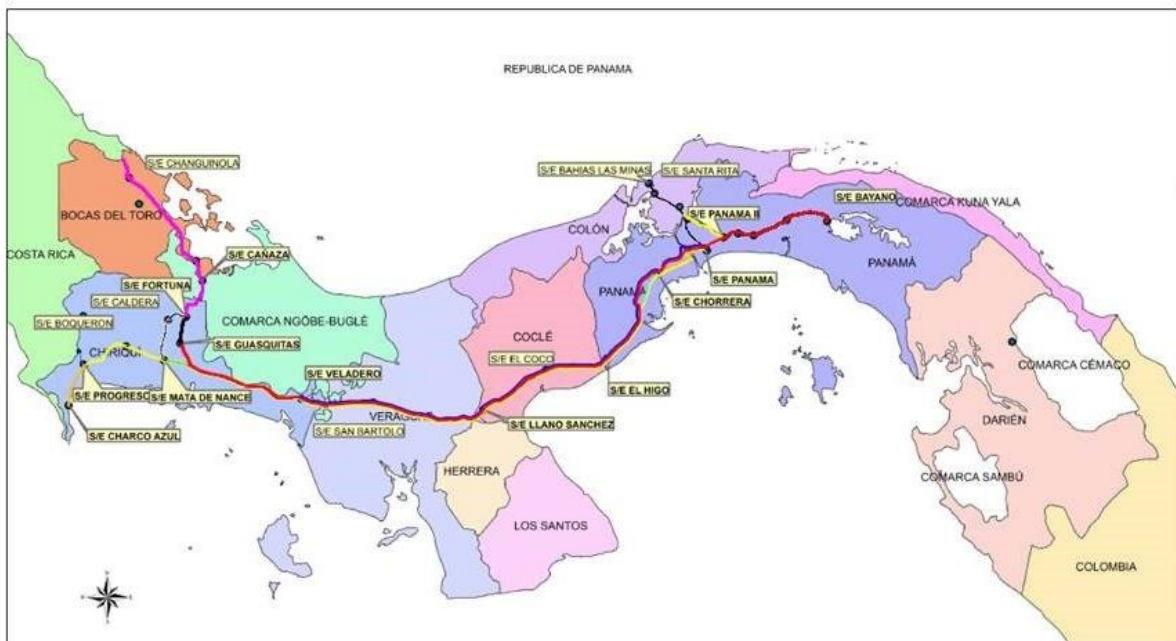
1. Sobrecarga Línea Panamá – Cáceres 115-12.
2. Sobrecarga Línea Panamá – Cáceres 115-37.
3. Colapso de tensión por apertura de la línea El Coco – Panamá II 230-12A.
4. Colapso de tensión por apertura de la línea El Coco – Panamá II 230-13A.
5. Colapso de tensión por apertura de alguna de las líneas Llano Sánchez – Chorrera 230-49 o 230-50.
6. Colapso de tensión por apertura de alguna de las líneas Llano Sánchez – El Higo 230-3C o 230-4C.
7. Colapso de tensión por pérdida de capacitores en Panamá 230 kV.
8. Colapso de tensión por salida de la planta Penonomé.
9. Protección de la interconexión entre Panamá y Costa Rica.

## 3.1 Red de Transmisión de Panamá.

La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (ETESA) es una sociedad anónima que posee la red de transmisión eléctrica de Panamá. El sistema de transmisión consiste principalmente en secciones de líneas de 230 kV que van desde la planta hidroeléctrica Bayano hacia la Subestación Eléctrica (SE) Progreso. La central hidroeléctrica Bayano se encuentra al este del país mientras que la SE Progreso se localiza al oeste, ambos puntos concentran una parte importante de la capacidad de generación instalada. Las subestaciones Dominical y Changuinola, al igual que Progreso, se encuentran al oeste

de Panamá y albergan las bahías de tres líneas de 230 kV que conforman la interconexión con la República de Costa Rica. Las principales subestaciones que soportan el corredor de transmisión desde Bayano hasta Progreso son Chorrera, El Coco, Llano Sánchez, Veladero y Mata de Nance.

La red de transmisión también consiste en un corredor de transmisión de 115 kV que conecta estaciones de generación distribuidas en Las Minas, Barcaza Estrella De Mar, Esperanza entre otras, a la red principal. Panamá tiene una capacidad de generación instalada de aproximadamente 3 GW [19] que proviene de centrales hidroeléctricas y térmicas. La *Figura 3.1* muestra el diagrama geográfico de la red de transmisión para Panamá [43]. La *Figura 3.2* muestra el diagrama unifilar utilizado para el diseño del RAS, éste es un diagrama simplificado del sistema [42].



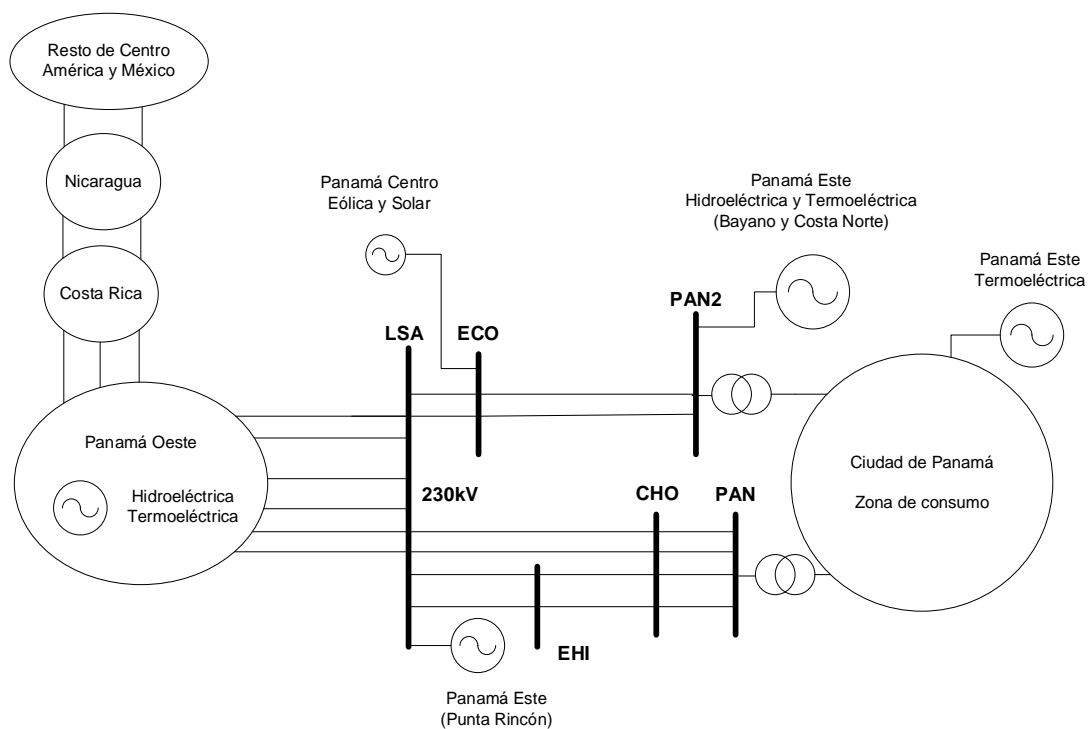
*Figura 3.1. Diagrama geográfico de la red de transmisión de Panamá [43].*



Previo al diseño del SPEAR, con la finalidad de proteger la estabilidad del sistema eléctrico de Panamá, ETESA contaba con esquemas de protección distribuidos y solo uno concentrado (EDGxPC), el esquema SPEAR implementado es capaz de convivir con estos esquemas, los esquemas con los que ya contaba Panamá previo a la implementación del SPEAR son:

1. Sistema de rechazo de carga basado en baja frecuencia (EDCxBF).
2. Sistema de rechazo de carga basado en baja tensión (EDCxBV).
3. Sistemas de rechazo de carga basados en contingencias del generador “PAN-AM” y “BLM” (EDCxPG).
4. Sistema de rechazo de carga basado en contingencias del transformador T3 o T4 de SE Panamá.
5. Esquema de interconexión Panamá – Costa Rica (EDGxPC).

En *Figura 3.3* muestra un diagrama simplificado de áreas, se observa que el sistema eléctrico panameño es longitudinal, y forma parte del Sistema de Interconexión Eléctrico de los Países de América Central (SIEPAC) que conecta con México al oeste. La mayor parte de su capacidad de generación se encuentra también agrupada al oeste del país.



*Figura 3.3. Diagrama simplificado del sistema eléctrico de Panamá [43].*

Debido a la diferencia de capacidad instalada e inercia entre los sistemas de México y el resto de Centroamérica con el sistema panameño (50 GW vs 3 GW), cualquier cambio súbito de generación o carga al este de Panamá se convierte en un cambio súbito en el flujo de potencia en el SIEPAC. En particular, esto se refleja en un cambio de flujo de potencia en el corredor de transmisión que se forma del oeste de Panamá hacia Llano Sánchez (LSA), y de igual modo, en el corredor de Llano Sánchez a Panamá y Panamá II (PAN y PAN2).

### 3.2 Hallazgos del Análisis General del Sistema.

Durante los estudios realizados se encontraron los siguientes hallazgos [42]:

- Los casos base están demasiado cerca de los límites de estabilidad de voltaje.
- Se revisaron los criterios de emergencia post contingencia, considerando la capacidad de sobrecarga de 15 minutos (RATE C de acuerdo con la información de ETESA) y los límites de voltaje en +/- 7%.
- Hay algunos problemas de cargabilidad para las líneas Panamá a Cáceres en la red de 115 kV durante las contingencias en varias líneas.
- En condiciones de alta demanda, varias contingencias conducen a un colapso inmediato del voltaje.
- Las contingencias dobles (N-2) están fuera del alcance. Sin embargo, SEL analizó con herramientas automáticas las consecuencias de las contingencias N-2 y se obtuvo como resultado que existen varias combinaciones que también conducen al problema del colapso del voltaje. Las contingencias N-2 tienen menor probabilidad que N-1, pero aún pueden ocurrir.
- La simulación dinámica muestra que varias unidades de generación no convencionales (eólica y solar) pueden dispararse por fallas cercanas a las plantas.
- Las fallas trifásicas de larga duración (> 200 ms) cerca de Panamá, Panamá 2 o Chorrera conducen a inestabilidad transitoria para las unidades PAM y CNO (parte este del sistema). Hay problemas de inestabilidad transitoria local para fallas de larga duración cerca de otras plantas. Todos los hallazgos afectan solo la estabilidad transitoria de la planta o zona local. La pérdida de generación provocará un aumento de la transmisión de oeste a este y puede provocar el colapso del voltaje.
- Las fallas de larga duración (> 150 ms o > 200 ms dependiendo del caso), cerca de buses en el corredor de transmisión oeste entre el enlace de Costa Rica y Llano Sánchez (Fortuna, Mata de Nance, Veladero), conducen a inestabilidad transitoria para todo el sistema de Panamá. Durante estas fallas, el flujo de energía entre el oeste y el este se interrumpe y el exceso de flujo de generación se redirige a los enlaces de Costa Rica y América Central.

### 3.3 Contingencias y acciones para remediarlas.

Esta sección muestra las acciones a realizar por el RAS para cada una de las contingencias seleccionadas. En general, las acciones del RAS se engloban en 5 grupos de acciones. Las contingencias para implementar fueron seleccionadas en común acuerdo entre el CND y SEL basados en los resultados del estudio, para la selección se consideró la probabilidad de ocurrencia, severidad en la red y factibilidad de implementarse

**Cargabilidad de las líneas Panamá – Cáceres.** Debido a que es un problema de cargabilidad, en este caso se propone una selección de cargas y acción del SPEAR posterior a la detección de la sobrecarga. De esta forma se reduce el sobretiro debido a que primero se mide la potencia que sobrepasa el Rate C y con base en ello se realiza el desligue de carga.

**Contingencias de las líneas de 230 kV.** Dentro de estas contingencias se consideran las líneas Llano Sánchez-Chorrera (230-49 y 50), Llano Sánchez-El Higo (230-3C y 4C), Panamá II-El Coco (230-13A) y Panamá II-Burunga-El Coco ((230-12A). Las contingencias sobre estas líneas combinadas con una alta transferencia de potencia hacia el área de carga en Panamá II podrían llegar a causar un colapso de voltaje.

La solución propuesta para estas contingencias es realizar a partir de cierto nivel de flujo de potencia un tiro de carga proporcional al flujo total en el corredor. Se proponen dos niveles de tiro para evitar colapso de tensión. El primer nivel de tiro sucede a flujos de potencia menores y considera recuperar los márgenes de seguridad al punto de operación del sistema necesarios para evitar el colapso después de la contingencia. Por otro lado, el segundo nivel de tiro es para flujos de potencia mayores y con mayor diferencia entre el estado con contingencia y el punto de estabilidad de voltaje.

**Pérdida de MVAR en Panamá II 230 kV.** Ante escenarios de alta demanda, la pérdida no controlada de MVAR podría llevar al sistema a un colapso de voltaje. Este problema se puede presentar principalmente debido a la pérdida de bancos de capacitores en los buses Panamá 115 kV, Chorrera 230 kV y Panamá II 230 y 115 kV. No es parte del alcance del proyecto actual del SPEAR cubrir todos casos de pérdida de capacitores, por esta razón se seleccionó el bus de Panamá 230 kV debido a que es el más crítico de todos. La filosofía de solución es similar a la propuesta para las contingencias de las líneas de 230 kV. Se realizará un tiro dependiendo del flujo total de potencia en el corredor.

**Salida de la planta Penonomé.** Dentro de estas contingencias se consideran la pérdida de la planta Penonomé. La contingencia sobre Penonomé a partir de determinado nivel de generación en la planta y combinada con una alta transferencia de potencia hacia el área de carga en Panamá II podrían llegar a causar un colapso de voltaje.

La solución propuesta para esta contingencia es realizar a partir de cierto nivel de flujo de potencia un tiro de carga proporcional al flujo total en el corredor. Se proponen dos niveles de tiro para evitar colapso de tensión. El primer nivel de tiro sucede a flujos de potencia en el corredor y generación en Penonomé menores y considera recuperar los márgenes de seguridad al punto de operación del



sistema necesarios para evitar el colapso después de la contingencia. Por otro lado, el segundo nivel de tiro es para flujos de potencia en el corredor y generación en Penonomé mayores y con mayor diferencia entre el estado con contingencia y el punto de estabilidad de voltaje.

**Enlace con Costa Rica.** La presencia de fallas de larga duración en la red troncal puede ocasionar problemas de estabilidad no solo en Panamá, sino que también se ven involucrados el resto de los países de Centroamérica. En este caso, primero se propone replicar el actual esquema de Fortuna que opera cuando la potencia y frecuencia en el enlace supera umbrales fijos, pero con una acción más rápida y una selección más amplia y óptima del tiro de generación. Por otro lado, se propone complementar el algoritmo de disparo de generación con la tasa de cambio de la potencia del enlace. En este caso, el esquema de Costa Rica para protección del enlace tiene una alta probabilidad de abrir el enlace cuando existen fallas de muy larga duración y la tasa de cambio es grande. Esta acción deja en modo “isla” al sistema eléctrico de Panamá. Por esta razón, se propone que se realice un tiro de generación para evitar que el enlace se abra. Esto ayudará al sistema eléctrico a mantener el equilibrio.

### 3.4 Equipamiento del RAS.

Esta implementación cuenta con un total de 41 tableros suministrados, estos tableros fueron instalados en un total de 24 subestaciones diferentes de ETESA, cada tablero cuenta con un switch, GPS y equipo Axion con las tarjetas suficientes para el monitoreo de todas las líneas de 230 kV y 115 kV de las subestaciones. Adicional a estos tableros se instaló equipamiento en 8 generadoras de particulares con la finalidad de monitorear las plantas además de poder hacer rechazo de generación.

También se cuenta con dos paneles SPEAR, designados como “SPEAR A” y “SPEAR B” respectivamente, los cuales son propiedad del Centro Nacional de Despacho (CND) y se encuentran instalados en la SE de Panamá. Los controladores (RAC) ubicados en los tableros SPEAR se comunican a alta velocidad de manera directa con equipos llamados Procesadores Frontales o Front End Processor (FEP), correspondientes a equipos controladores de automatización en tiempo real o Real Time Automation Controller (RTAC) SEL-3530, los cuales sirven de interfaz entre los equipos de acción/detección y los controladores. Estos tienen la finalidad de concentrar los datos provenientes de los equipos de detección en campo, así como también distribuir las operaciones del SPEAR hacia los equipos de acción, tras la detección de contingencias específicas por parte del controlador.

Se tienen tres dispositivos FEP en cada panel SPEAR, los cuales se designan como FEP-1, FEP-2 y FEP-3, respectivamente. Como ambos paneles SPEAR son completamente redundantes, se tiene FEP-A1, FEP-A2 y FEP-A3 en el panel SPEAR A, mientras que para el panel SPEAR B se tiene FEP-B1, FEP-B2 y FEP-B3.

Por otra parte, cada controlador se comunica a baja velocidad de manera directa con equipos llamados Gateway (GTS), correspondientes a RTAC SEL-3530, los cuales sirven como interfaz para el intercambio de datos entre el controlador y una IHM especialmente diseñada para el monitoreo del SPEAR. Adicionalmente estos equipos tienen la función de compartir información relevante del

SPEAR con el SCADA del CND. La Figura 3.4 muestra el arreglo general de los paneles SPEAR que se tienen instalados en la SE Panamá.

El equipamiento de campo para detección, acción y monitoreo sirve como una Unidad de Medición Sincrofasorial, la cual transmite los datos requeridos hacia cada uno de los equipos SEL-3355, utilizando protocolo C37.118 (Sincrofasores). El SEL-3355 (IHM) recopila información del sistema de potencia, como por ejemplo datos análogos, estado de interruptores. Todos los datos de medición sincrofasorial se archiva en forma permanente durante un periodo de 3 meses. Este archivo permite al CND investigar los eventos y analizar el comportamiento del sistema de potencia.

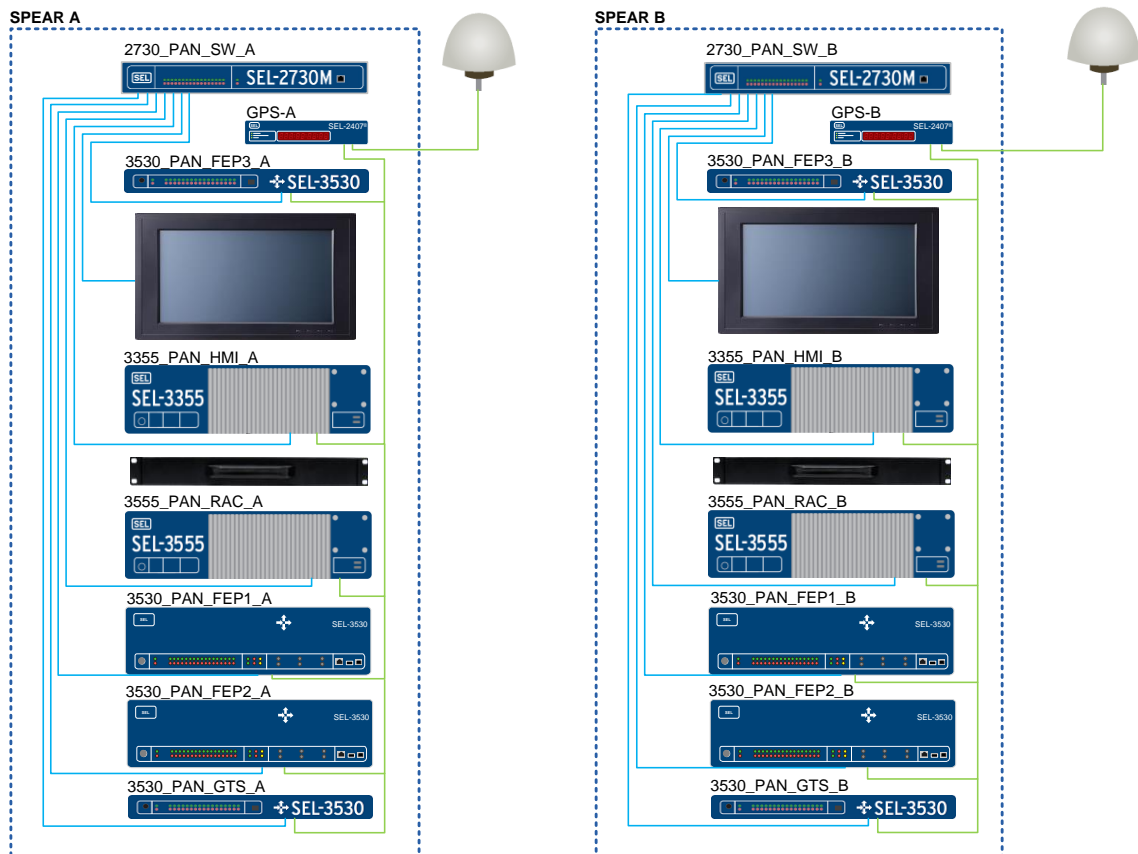


Figura 3.4. Paneles del RAS de Panamá.

**Controladores RAC:** El RTAC SEL-3555 es en donde reside la lógica del SPEAR. Cada controlador recibe de manera independiente las señales de entrada del sistema provenientes desde cada uno de los equipos de detección, y realiza cálculos específicos de manera periódica para decidir si es necesario ejecutar una acción. En el caso de que una operación sea requerida, utiliza sus variables de salida para el envío de controles hacia los equipos de acción.

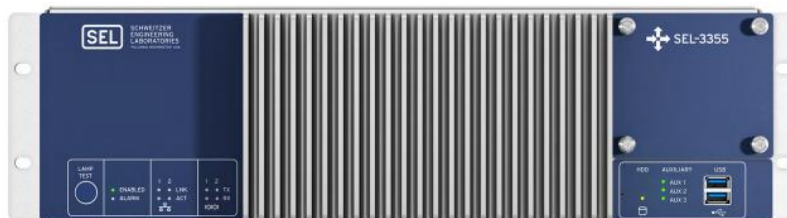
El SEL-3555 es un controlador de automatización en tiempo real ideal para muchas aplicaciones de empresas suministradoras de energía e industriales, este equipo se muestra en la *Figura 3.5*.



*Figura 3.5. SEL-3555.*

**Interfaz Humano Máquina (IHM):** Sirve como interfaz de usuario para el SPEAR. Permite la visualización de las condiciones del sistema, sus entradas de control y la visualización de alarmas. La IHM monitorea en forma permanente el estado de cada RAC. Proporciona un resumen detallado de todas las alarmas, errores y reconfiguración automática (fail-over). También provee monitoreo en línea de todos los parámetros relevantes del sistema de control, valores de potencia del equipamiento crítico, además del estado de las comunicaciones, la *Figura 3.6* muestra el equipo que se utiliza como IHM. La IHM se basa en Zenon Copa-Data. Las siguientes características se encuentran disponibles en la IHM del SPEAR:

- Resumen de las contingencias del sistema, desde RAC-A y RAC-B.
- Indicación del estado de las comunicaciones.
- Despliegue de pantallas para puntos de ajuste.
- Pantallas de visualización del resumen del Secuencial de eventos (Sequence Of Event, SOE) y del resumen de alarmas.
- Administrador de los archivos de sistema de Archivos Maestros de Operación SPEAR.
- Límites de acceso, basados en reglas y privilegios de usuarios.



*Figura 3.6. SEL-3355.*

**El switch SEL-2730M:** Está diseñado para operar como un equipo de uso rudo, como los demás equipos que se encuentran en las subestaciones eléctricas y plantas industriales. El switch cuenta con conectividad Ethernet para accesos de ingeniería y control, además de ofrecer la misma confiabilidad que la provista por los relevadores SEL. Este equipo se encuentra en cada una de las SE del SPEAR y se interconecta a los equipos de detección, acción y monitoreo, así como a los equipos multiplexores propiedad de ETESA y se muestra en la *Figura 3.7*.



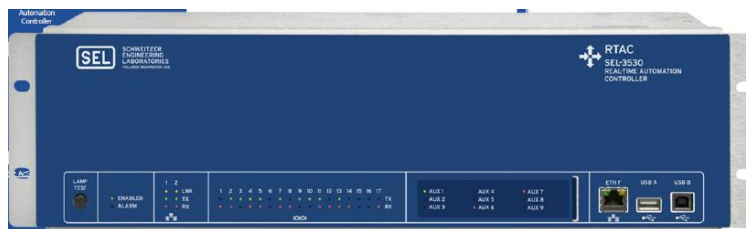
*Figura 3.7. SEL-2730M.*

**Reloj GPS:** Para los dispositivos de los paneles del SPEAR, la sincronización satelital horaria es suministrada por el Reloj GPS SEL-2401. El reloj satelital SEL-2401, está diseñado para proveer confiabilidad, precisión, bajo costo, alta funcionalidad y flexibilidad. Puede ser usado en ambientes industriales cumpliendo con los estándares IEEE C37.90 e IEC 60255. Debido a su alta precisión es utilizado para la sincronización de relevadores, PMU, controladores de automatización entre otros equipos, la *Figura 3.8* muestra un reloj SEL-2401.



*Figura 3.8. SEL-2401.*

**FEP:** Son equipos SEL-3530 (RTAC) que alivian a los controladores RAC de las intensivas tareas de comunicación con los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI), este equipo se puede observar en la *Figura 3.9*. Los FEP comunican peer-to-peer hacia los controladores RAC el estado del equipamiento de la subestación, los controles de desconexión de carga y otros. Los FEP están configurados sin ninguna lógica inteligente, aparte de la detección de fallo en las comunicaciones. Se usan para concentrar datos de DEI, sin imponer carga a los controladores RAC, lo que facilita la expansión sencilla del sistema.



*Figura 3.9. FEP SEL-3530.*



**El SEL-Axion se utiliza como Equipo de Detección (ED).** El equipo de detección se define como un dispositivo que detecta eventos en el sistema y los reporta a los controladores. Típicamente, ED se encuentran instalados en ambos extremos de la línea para aquellas contingencias de colapso de tensión, también en aquellas subestaciones para medir las líneas del enlace entre Panamá – Costa Rica, en aquellas subestaciones en las que se requiere validación de bajo voltaje y las subestaciones que se mide sobrecarga. Existen 21 ED, ubicados en 13 subestaciones, para reenviar detecciones para el controlador SPEAR.

**El SEL-Axion se utiliza como Equipo de Medición (EM).** El equipo de medición se define como un dispositivo que reporta señales analógicas a los controladores. Los EM se encuentran distribuidos en el sistema de Panamá, con la finalidad de tener señales del sistema de Panamá y abastecer a los controladores de las señales analógicas para la operación de las contingencias (potencias, frecuencias, voltajes, corrientes), estas señales son enviadas desde los EM hasta los controladores por protocolo DNP3 y C37.118, el protocolo a usar dependerá de la señal y la contingencia para la que se requiere dicha señal. Existen 22 EM, ubicados en 15 subestaciones, para reenviar detecciones para el controlador SPEAR.

**El SEL-Axion se utiliza como Equipo de Monitoreo (EMN).** Los EMN se encuentran distribuidos en el sistema de Panamá, principalmente en las SE de 230 kV con la finalidad de recolectar señales del sistema de Panamá y poder hacer un análisis de contingencias en caso de ser necesario, es importante mencionar que tanto los EA, ED y EM funcionan también como equipo de monitoreo y estas señales son enviadas desde los EMN hasta los controladores por protocolo C37.118.

La *Figura 3.12* muestra la red de Panamá y las SE que tienen equipos de acción, detección, medición y/o monitoreo.

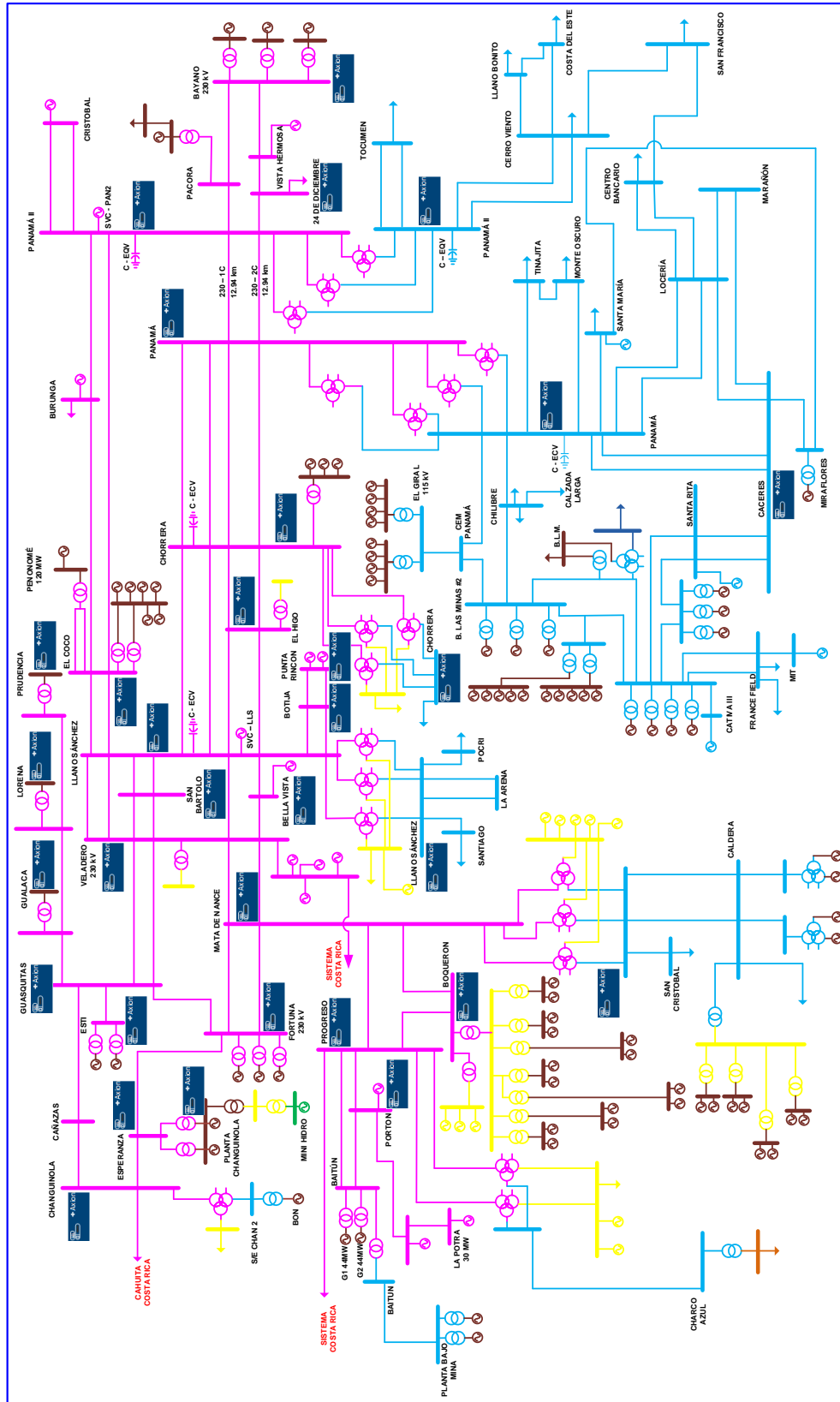


Figura 3.12. Equipos Axion en Panamá.

### 3.5 Protocolos utilizados en el RAS.

En esta sección se mencionan los protocolos utilizados en el esquema implementados y se describe su uso específico en cada parte del sistema.

**Protocolo IEC 61850 GOOSE:** Se utiliza para enviar las señales de detección de eventos desde los Axion a los FEP, los comandos de control desde los FEP hacia los Axion también se envían a través del protocolo GOOSE. Los equipos Axion que reciben información de las cargas consideradas para ser rechazadas por el SPEAR, publican a través de protocolo GOOSE el estado de interruptor de cada una de ellas.

Todos los equipos de detección publican mensajes GOOSE hacia los FEP del SPEAR para verificar que las señales que permiten la detección de las contingencias sean confiables. Todos los equipos de acción se suscriben a mensajes GOOSE provenientes desde los FEP del SPEAR, los cuales permiten el bloqueo de disparos para evitar una operación accidental del SPEAR en el caso de que se realice un mantenimiento o pruebas.

**Protocolo DNP3:** Se utiliza para concentrar en los equipos de acción (Axion) los valores de potencia activa de las cargas designadas para ser rechazadas por el SPEAR. Esta información proviene de los SCADA de subestaciones remotas. Este protocolo también se utiliza para enviar valores analógicos desde los Axion hacia los FEP, tales como la potencia activa de elementos de potencia críticos del SPEAR, así como también para enviar hacia los FEP los valores de potencia de cada una de las cargas.

**Protocolo NGVL:** Se utiliza para la comunicación entre los controladores SPEAR (RAC-A y RAC-B), así como también para la comunicación entre cada controlador con su respectivo dispositivo FEP y Gateway (GTS) del SPEAR. También se considera un canal NGVL entre cada Axion y cada GTS, para monitoreo de alarmas propias de cada Axion.

**Sincrofasores IEEE C37.118:** Todos los equipos SEL-Axion (ED, EA y EM) monitorean las corrientes y voltajes de secuencia positiva de todos los dispositivos de la red del SPEAR y otras señales digitales (detectores de línea, estados de generadores, etc.), estos equipos envían estas señales a un concentrador (SynchroWAVE Central) instalado en el SEL-3355 (IHM-A e IHM-B) mediante el protocolo C37.118, los concentradores tienen la capacidad de almacenar un periodo de 3 meses todas las señales del SPEAR para su validación y análisis si el usuario así lo requiere.

La *Figura 3.13* muestra el Diagrama de Flujo de Datos (DFD) resultante de la interacción de los distintos equipos del esquema SPEAR.



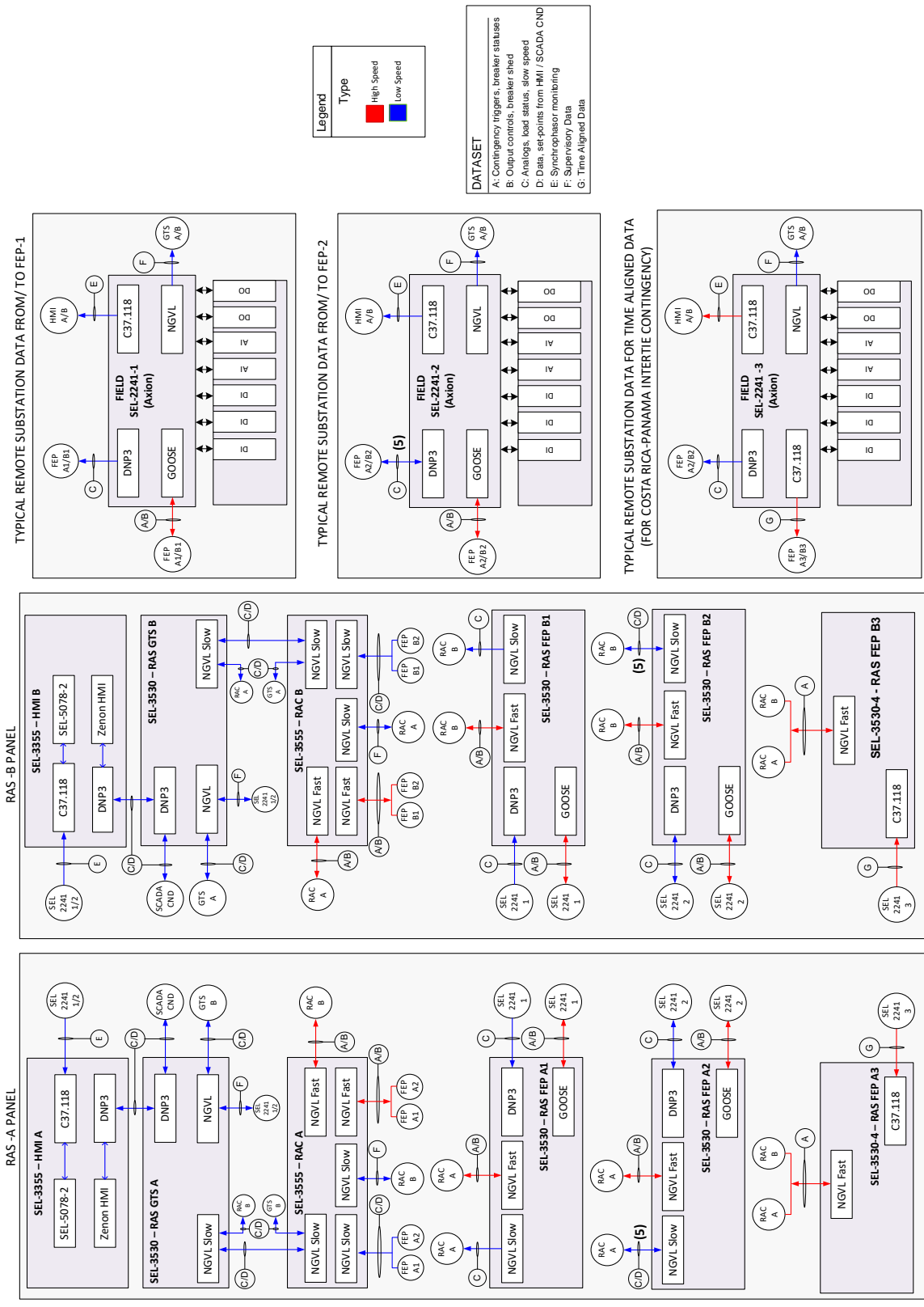


Figura 3.13. Diagrama de Flujo de Datos.



# 4 Implementación del Esquema de Acción Remedial en Panamá

El sistema SPEAR de Panamá monitorea la sobrecarga en dos líneas en 115 kV, la apertura o condición de fuera de servicio de seis líneas en 230 kV, la pérdida de MVAR en la SE Panamá en el nivel de 230 kV y la pérdida de la planta Penonomé, la operación de una de estas anomalías conlleva al rechazo de carga para mitigar condiciones anormales del sistema tales como la sobrecarga o colapso de tensión. También se monitorea la potencia y frecuencia del enlace entre Panamá – Costa Rica con la finalidad de evitar la apertura de dicho enlace con la operación del esquema implementado del lado de Costa Rica.

El SPEAR analiza el estado del sistema de potencia con las señales que obtiene de los equipos de detección y monitoreo, y envía controles hacia los equipos de acción, que a su vez envían señales de disparo a las cargas y los generadores, en función de la contingencia operada.

## 4.1 Esquema de Sobrecarga para Líneas de 115 kV.

El esquema de sobrecarga de línea de 115 kV (115 kV OL) incluye dos contingencias, la sobrecarga de la línea 115-12 y 115-37 que conectan la SE Panamá con la SE Cáceres. Estas contingencias pueden ser provocadas por la pérdida de líneas cercanas de 115 kV (LT115-7, LT115-12, LT115-22, LT115-37 y LT115-38). Para cada contingencia en este esquema, la cantidad de carga a rechazar se calcula usando la lógica que se muestra en la *Figura 4.1*. Las variables de fuente roja en la *Figura 4.1* son señales configurables desde la IHM por el operador de los controladores del SPEAR; la definición de cada una de estas variables se puede encontrar en la *Tabla 4-1*.

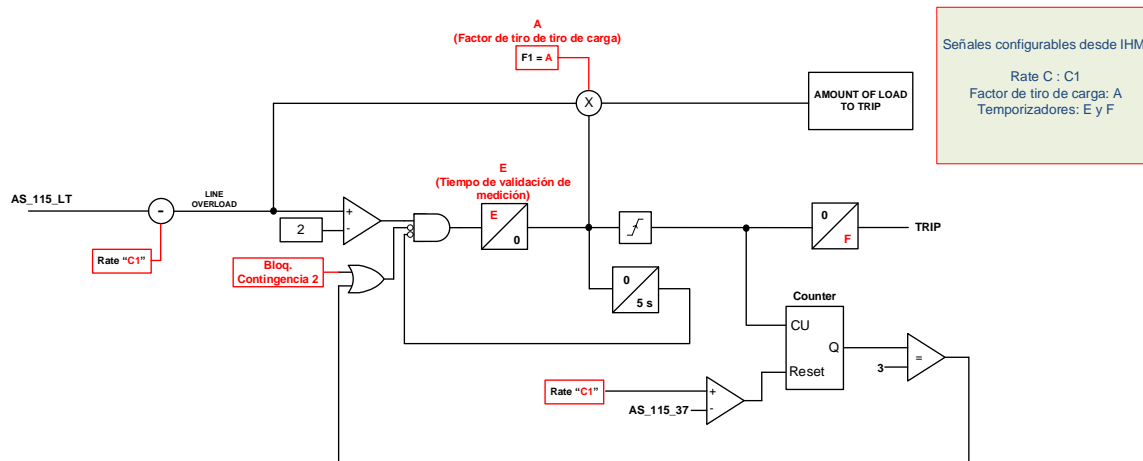


Figura 4.1. Esquema de Sobrecarga para líneas de 115 kV.

Tabla 4-1. Señales configurables desde IHM para el esquema de sobrecarga.

Variable	Definición
A	Factor de rechazo de carga
C1	Umbral de sobrecarga (MVA)
E	Temporizador para actuación (ciclos)
F	Tiempo de abandono (ciclos)

El flujo de potencia de la línea de 115 kV se mide por el equipo Axion desde la SE Panamá y se envía a los controladores, este esquema tiene redundancia en equipo, por lo que los dos Axion realizan la medición y envían sus señales a los controladores. Es trabajo del controlador determinar la señal a usar (esto depende de la calidad de la señal recibida, selecciona la señal con mejor calidad), el flujo de potencia en las líneas 12 y 37 se monitorea continuamente para detectar cualquier condición de sobrecarga. Si se detecta una sobrecarga, el algoritmo se arma y se calcula la cantidad de carga a rechazar para aliviar la condición de sobrecarga. Las acciones necesarias para esta contingencia no son necesarias a altas velocidades. Esto se debe a que el problema es una condición de sobrecarga térmica, el cálculo de rechazo de carga y las acciones correctivas pueden demorarse algunos segundos.

Para este esquema la contingencia se arma si se detecta que el flujo de potencia de la línea monitoreada está por encima del Rate C1. Un temporizador predefinido (E), establecido por el operador, se inicia cuando se arma la contingencia. El temporizador E debe configurarse para garantizar que la medición de potencia sea estable después de fallas y disparos de línea. SEL recomienda de 5 a 10 segundos para este temporizador, lo suficientemente largo para estabilizar la energía y lo suficientemente corto para evitar problemas térmicos [43]. Cuando el temporizador

expira, la cantidad de sobrecarga en la línea se calcula restando el valor de potencia real de la línea monitoreada del Rate C1. La cantidad de sobrecarga calculada se multiplicará por un factor de pérdida de carga (A) definido por el operador para la contingencia específica. La acción del SPEAR se activará después de que el temporizador de activación definido por el operador (E) haya expirado y la condición de sobrecarga aún exista. Si el valor de potencia de la línea monitoreada es menor que el valor del Rate C1, el algoritmo de rechazo de carga no calculará una cantidad de carga para disparar, esto es porque la salida del comparador que se muestra en la *Figura 4.1*, será cero debido a un valor de sobrecarga de línea negativo.

En este esquema se tienen disparos subsecuentes siempre y cuando sea requerido, estos son ocasionados cuando opera la contingencia y se realiza el rechazo de carga seleccionado y después de 10 segundos se detecta que la sobrecarga no ha sido aliviada. Para los disparos subsecuentes se usa el mismo algoritmo de cálculo de carga a rechazar, se toma una nueva medición de la potencia de la línea a los 10 segundos, a esta medición se le resta el Rate C1 y el resultado es multiplicado por el factor A, si se requiere realizar un nuevo rechazo éste será ejecutado, este esquema puede realizar un máximo de 3 disparos durante la misma operación.

Las contingencias definidas para este esquema son:

- ✓ Contingencia # 1: Panamá - Cáceres Línea 115-12 sobrecarga
- ✓ Contingencia # 2: Panamá - Cáceres Línea 115-37 sobrecarga

La condición de sobrecarga ocurre debido a la pérdida de líneas cercanas como:

- Línea 7: Panamá 115 kV- Santa María 115 kV
- Línea 12: Panamá 115 kV – Cáceres 115 kV
- Línea 22: Panamá 115 kV- Loceria 115 kV
- Línea 38: Panamá 115 kV- Loceria 115 kV

Es importante mencionar que las cargas que ayudan a que la sobrecarga en las líneas 12 y 37 sea aliviada son las cargas en la ciudad de Panamá. Para este esquema las cargas medidas desde Panamá II y 24 de Diciembre no ayudan a aliviar las sobrecargas de las líneas 12 y 37, es por esta razón que al operar una de estas contingencias los rechazos solo se realizarán sobre las cargas que se monitorean en SE Panamá.

## 4.2 Esquema de Colapso de Tensión para Líneas de 230 kV.

El corredor de transmisión de 230 kV entre Llano Sánchez y Panamá es un enlace de transmisión crítico que transfiere energía del oeste al este de la red. La pérdida de una línea en este corredor de transmisión causa graves problemas de estabilidad de voltaje. El esquema de colapso de voltaje de 230 kV está diseñado para remediar problemas de estabilidad de voltaje al realizar un rechazo de carga rápido.

El esquema de colapso de voltaje de 230 kV incluye cuatro contingencias. Para cada contingencia en este esquema, la cantidad de carga a rechazar se calcula usando la lógica mostrada en la *Figura 4.2*. Las variables de fuente roja mostradas en la *Figura 4.2* son señales configurables desde la IHM por el operador de los controladores del SPEAR; la definición de cada una de estas variables se puede encontrar en la *Tabla 4-2*.

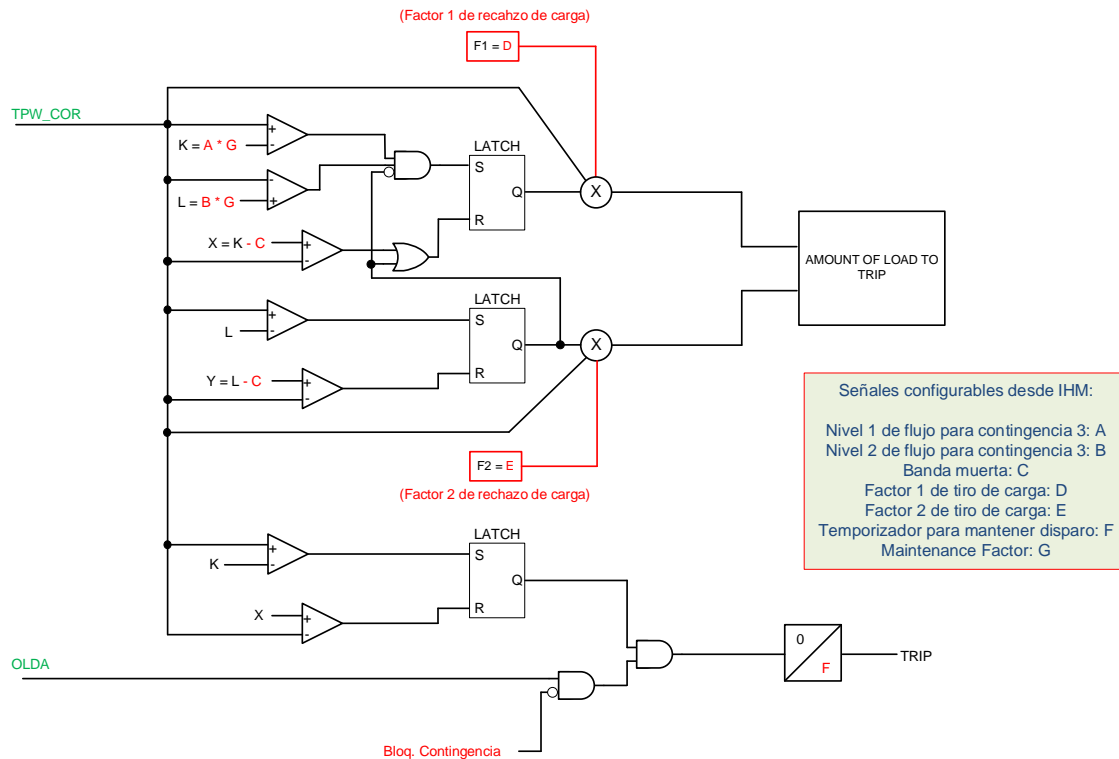


Figura 4.2. Esquema de colapso de tensión para líneas de 230 kV.

Tabla 4-2. Señales configurables desde IHM para el esquema de colapso de tensión para líneas de 230 kV.

Variable	Definición
A	Nivel 1 de Flujo de potencia (MW)
B	Nivel 2 de Flujo de potencia (MW)
C	Banda muerta (MW): 10 MW
D	Factor 1 de rechazo de carga (%)
E	Factor 2 de rechazo de carga (%)
F	Tiempo de abandono (ciclos)

El algoritmo de rechazo de carga de los controladores del SPEAR para estas contingencias se arma cuando se detecta una suma de potencia del corredor por encima del valor de flujo de potencia (A) de Nivel 1 definido por el operador. Si se detecta que la suma del flujo de potencia del corredor está por encima del Nivel 1 (A) y por debajo del Nivel 2 (B), entonces el controlador del SPEAR determinará que el flujo de energía del corredor está en la Región 2, como se muestra en la *Figura 4.3*, y multiplicará el valor de potencia del corredor por el factor de reducción de carga 1 (D). Sin embargo, si se detecta que la energía del corredor está por encima del Nivel 2 (B), entonces el controlador del SPEAR determinará que el flujo de energía del corredor está en la Región 3 y multiplicará el valor de la energía del corredor por el Factor de reducción de carga 2 (E). Esta multiplicación permitirá que el controlador del SPEAR determine la cantidad de carga a rechazar como un porcentaje de la potencia total del corredor. Si la potencia del corredor cae por debajo del Nivel 1 (A) en una cantidad mayor que la banda muerta (C) definida por el operador, entonces el algoritmo de rechazo de carga se desarmará y el controlador del SPEAR no calculará la cantidad de carga a rechazar.

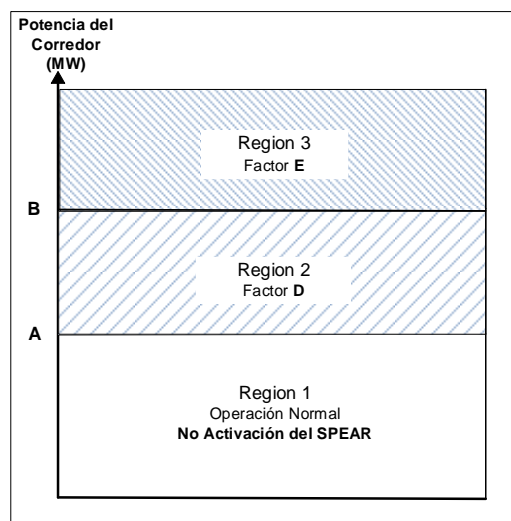


Figura 4.3. Regiones de Operación del esquema de colapso de tensión.

Una vez que se arma el algoritmo de rechazo de carga y se calcula la cantidad de carga a desconectar, el controlador del SPEAR esperará una señal de disparo apropiada antes de que se emita una señal de rechazo de carga. La señal de activación para cada contingencia de colapso de voltaje de 230 kV es la apertura de la línea que resultará en colapso de voltaje, este disparador lo genera el algoritmo de detección de línea abierta (Open Line Detection Algorithm, OLDA). La señal de activación de detección de línea abierta se enviará desde la subestación local o remota definida para la contingencia específica. Si se detecta una línea abierta para una contingencia de colapso de voltaje de 230 kV dada mientras el algoritmo de rechazo de carga está armado con una cantidad de carga para rechazar, entonces el controlador del SPEAR emitirá una señal de disparo para desconectar las cargas apropiadas en el sistema de Panamá. En la parte inferior de la *Figura 4.2* se muestra la lógica de activación asociada con esta contingencia, la cual es por la activación del OLDA, que el flujo de potencia este por arriba del nivel de armado y que el esquema no este bloqueado.

Para el esquema de colapso de voltaje de 230 kV, existirá un disparador OLDA para cada una de las siguientes contingencias:

Contingencia 3, correspondiente a la apertura de la línea de 230 kV 12A.

Contingencia 4, correspondiente a la apertura de la línea de 230kV 13A

Contingencias 5, correspondiente a las aperturas de las Líneas 49 y 50

Contingencias 5, correspondiente a las aperturas de las Líneas 3C y 4C.

Open Line Detection Algorithm (OLDA).

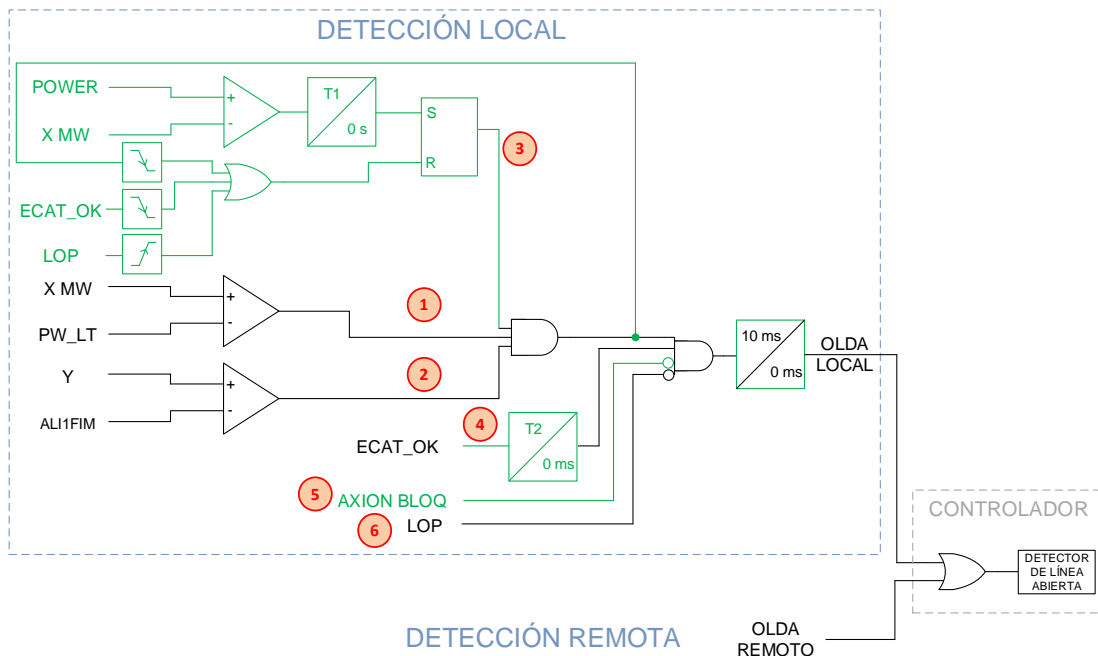
La detección de disparo a interruptores que provocan la salida de una línea de transmisión, generador o transformador por protección no es suficiente para considerar que un elemento del sistema ha salido de servicio. Existen otros factores tales como maniobras incorrectas que ocasionan aperturas no deseadas. Por otro lado, tampoco es lo más recomendable considerar que un elemento se encuentra fuera de servicio basándose únicamente en la posición de los interruptores y cuchillas asociados, lo anterior debido a que se pueden presentar fallas en los dispositivos que controlan los contactos de posición. Por ello, es necesario implementar una lógica de detección de dispositivo fuera de servicio que declare la salida de un elemento del sistema de potencia de forma confiable.

El monitoreo de las principales líneas de transmisión es una función importante que considerar. La efectividad de los esquemas de monitoreo de líneas de transmisión depende de su velocidad, confiabilidad y seguridad. El SPEAR empleará el OLDA para detectar la apertura de líneas de 230 kV en el sistema eléctrico de Panamá.



La lógica OLDA utilizada en el SPEAR está conformada por dos funciones: un detector de bajo flujo de potencia que utiliza únicamente el valor de potencia activa trifásica de la línea, y un detector de corriente que valida la corriente de la línea monitoreada. Las salidas de estos detectores se evalúan en una compuerta lógica “AND” para que, en conjunto con una validación de seguridad, se declare el equipo fuera de servicio. La lógica se aplica de manera individual para cada una de las líneas, generadores o transformadores monitoreados. En el caso de las líneas, el monitoreo se hace en cada uno de los extremos. A continuación, en la *Figura 4.4* se muestran las partes que componen el detector y se muestra el diagrama lógico del OLDA configurado en los equipos Axion.

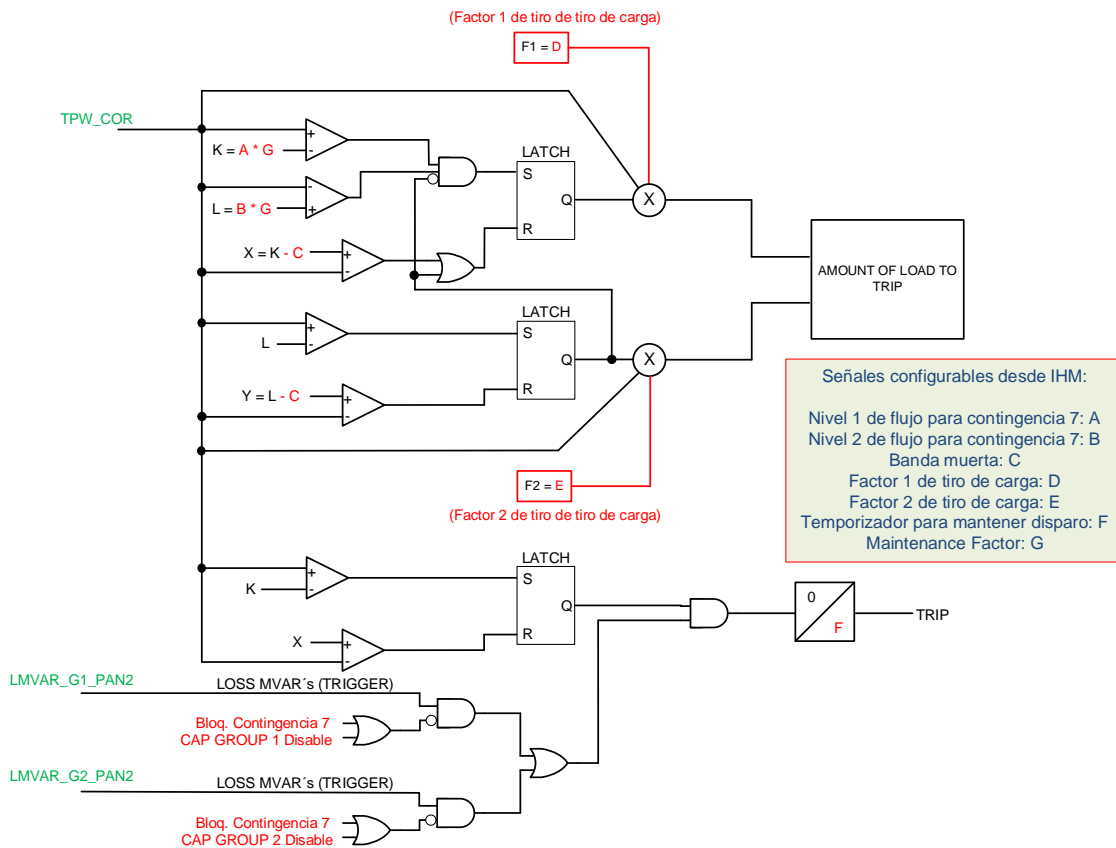
1. Detector de bajo flujo de potencia.
2. Detector de baja corriente.
3. Potencia de armado por un tiempo definido.
4. Temporizador para validación de señales correctas antes de habilitar las decisiones, sin retrasar la rápida detección de contingencias.
5. Bloqueo de señales si el equipo presenta intermitencias en un tiempo determinado.
6. Detector de pérdida de potenciales.



*Figura 4.4. Diagrama lógico de OLDA.*

### 4.3 Esquema de Pérdida de MVAR.

El esquema de pérdida de MVAR (LMVAR) mitiga los problemas de estabilidad de voltaje debido a la pérdida de los bancos de capacitores en la SE Panamá II 230 kV. La lógica que gobierna la cantidad de carga a rechazar para este esquema es la misma lógica utilizada para el esquema de estabilidad de voltaje de 230 kV explicado anteriormente. Para la contingencia de colapso de voltaje por pérdida de MVAR, la cantidad de carga a rechazar se calcula usando la lógica mostrada en la *Figura 4.5*. Las variables de fuente roja mostradas en la *Figura 4.5* son señales configurables desde la IHM por el operador de los controladores del SPEAR; la definición de cada una de estas variables se puede encontrar en la *Tabla 4-3*.



*Figura 4.5. Esquema de colapso de tensión por pérdida de MVAR.*

Tabla 4-3. Señales configurables desde IHM para el esquema de colapso de tensión por pérdida de MVAR.

Variable	Definición
A	Nivel 1 de Flujo de potencia (MW)
B	Nivel 2 de Flujo de potencia (MW)
C	Banda muerta (MW): 10 MW
D	Factor 1 de rechazo de carga (%)
E	Factor 2 de rechazo de carga (%)
F	Tiempo de abandono (ciclos)

El algoritmo de rechazo de carga de los controladores del SPEAR para estas contingencias se arma cuando se detecta una suma de potencia del corredor por encima del valor de flujo de potencia (A) de Nivel 1 definido por el operador. Si se detecta que la suma del flujo de potencia del corredor está por encima del Nivel 1 (A) y por debajo del Nivel 2 (B), entonces el controlador del SPEAR determinará que el flujo de energía del corredor está en la Región 2, como se muestra en la *Figura 4.3*, y multiplicará el valor de potencia del corredor por el factor de reducción de carga 1 (D). Sin embargo, si se detecta que la energía del corredor está por encima del Nivel 2 (B), entonces el controlador del SPEAR determinará que el flujo de energía del corredor está en la Región 3 y multiplicará el valor de la energía del corredor por el Factor de reducción de carga 2 (E). Esta multiplicación permitirá que el controlador del SPEAR determine la cantidad de carga a rechazar como un porcentaje de la potencia total del corredor. Si la potencia del corredor cae por debajo del Nivel 1 (A) en una cantidad mayor que la banda muerta (C) definida por el operador, entonces el algoritmo de rechazo de carga se desarmará y el controlador del SPEAR no calculará la cantidad de carga a rechazar.

Una vez que se arma el algoritmo de desconexión de carga y se calcula la cantidad de carga a desconectar, el controlador del SPEAR esperará la señal de activación de pérdida de MVAR antes de que se emita una señal de rechazo de carga. La señal de activación del esquema para la pérdida MVAR se genera de acuerdo con la lógica que se muestra en la *Figura 4.6*. Los valores actuales de potencia reactiva para ambos Grupos 1 y 2 (AQ\_BC\_Gn) se comparan con sus valores anteriores almacenados en la variable MEM, si la diferencia entre la potencia reactiva actual y la anterior es mayor que 50 MVAR, si se detecta la apertura de interruptores y si previamente no se detectó un sobrevoltaje (monitoreado con V1M o V2M), entonces se envía una señal de activación de contingencia al controlador del SPEAR. La supervisión de voltaje se implementa para bloquear la acción de rechazo de carga en el caso de que el banco de capacitores haya salido debido a un escenario de sobrevoltaje transitorio causado por cualquier evento de rechazo de carga previo.

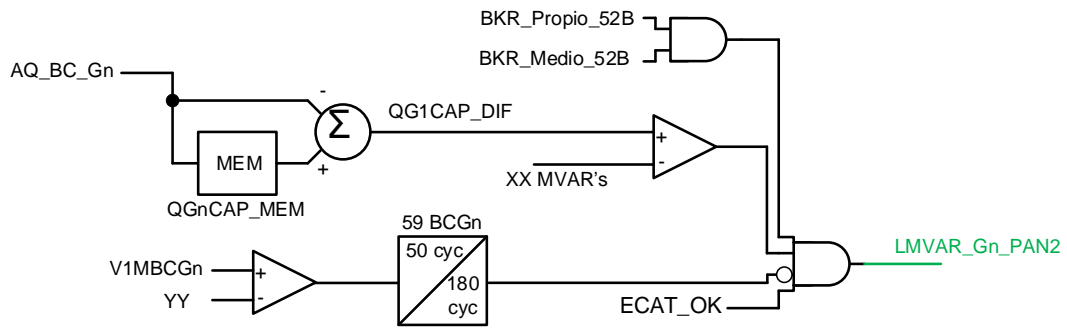


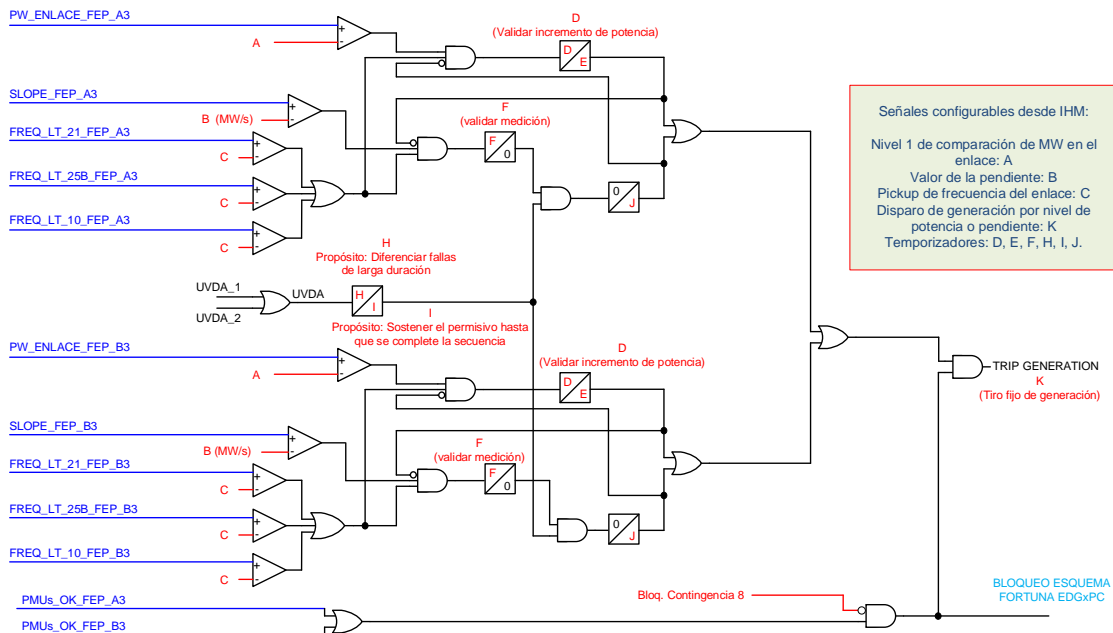
Figura 4.6. Detector de pérdida de MVAR.

La contingencia asociada a este esquema es:

- Contingencia # 7: Colapso de voltaje por pérdida de capacitores en el banco Panamá II 230 kV.

#### 4.4 Esquema de Interconexión Panamá – Costa Rica.

El esquema Panamá - Costa Rica, o Enlace, se basa en el exceso de potencia (MW) que ingresa desde Panamá a Costa Rica a través del enlace. La lógica que gobierna la eliminación de generación para este esquema se muestra en la *Figura 4.7*. Las variables de fuente roja en la *Figura 4.7* son señales configurables por el operador que los controladores RAS recibirán de la IHM; la definición de cada una de estas variables se puede encontrar en la *Tabla 4-4*. Los valores que se muestran para las variables configurables en la *Figura 4.7* son sólo para fines explicativos. Consulte la *Tabla 4-4* para obtener una lista detallada de entradas a la lógica del SPEAR correspondiente a la contingencia de Enlace.



*Figura 4.7. Esquema de Interconexión Panamá – Costa Rica.*

*Tabla 4-4. Señales configurables desde IHM para el esquema de Interconexión Panamá – Costa Rica.*

Variable	Definición
A	Nivel de Flujo de Potencia (MW)
B	Tasa de Cambio de MW (MW/s)
C	Umbral de Frecuencia (Hz)
D, F, H	Temporizador de actuación (ciclos)
E, I, J	Tiempo de abandono (ciclos)
K	Generación por rechazar (MW)

De acuerdo con la lógica que se muestra en la *Figura 4.7*, la acción del SPEAR para el esquema Enlace depende del flujo de potencia del enlace, la tasa de cambio del flujo de potencia del enlace, la frecuencia del enlace y un permisivo de bajo voltaje (este detector se tiene implementado 13 subestaciones en el sistema de Panamá). Los controladores del SPEAR tienen 2 lógicas de operación para eliminar la generación en las siguientes condiciones:

#### Lógica 1 “Flujo de potencia”

- Se detecta que la potencia activa medida en el enlace de Panamá hacia Costa Rica es mayor que un umbral (A) definido por el operador.
- Se detecta que la frecuencia de interconexión está por encima del umbral (C) definido por el operador.
- La lógica 2 aún no ha operado.

#### Lógica 2 “Pendiente”

- La tasa de cambio de potencia activa que ingresa a la interconexión es mayor que el umbral (B) definido por el operador.
- Se detecta que la frecuencia de interconexión está por encima del umbral (C) definido por el operador.
- Hay detección de bajo voltaje en más de dos SE monitoreadas con esta función.
- La lógica 1 aún no se ha operado.

La afirmación de cada condición se basa en los temporizadores de activación D, F y H, que se muestran en la *Figura 4.7*. El temporizador D debe configurarse muy corto para garantizar una acción rápida una vez que se haya alcanzado el umbral de potencia. Puede establecerse entre 0 y 2 ciclos, se recomienda 2 ciclos si se desean dos mediciones consecutivas por motivos de seguridad. El temporizador F debe establecerse en 2 ciclos para garantizar que la tasa de cambio de frecuencia se confirme con tres mediciones consecutivas para evitar disparos falsos durante condiciones transitorias (es decir, fallas de cortocircuito) cuando la tasa de cambio de la potencia real puede ser rápida pero no relacionada con la aceleración electromecánica. El propósito del temporizador H es mantener el permisivo de la condición de voltaje solo para fallas de fase a fase de larga duración que conducen a una rápida aceleración de la energía al enlace de Costa Rica. Según los estudios del sistema eléctrico de 2019, las fallas deberían durar más de 6 ciclos para ser un problema. Dependiendo de cómo se configuren estos temporizadores desde la IHM, Lógica 1 o Lógica 2 afirmarán y armarán la lógica de rechazo de generaciones. El rechazo real de la generación en el sistema de Panamá también depende de si la contingencia de Enlace está bloqueada desde la IHM y si la comunicación entre las PMU y los controladores del SPEAR es sana. Por ejemplo, si la calidad de uno de los canales de comunicaciones que llegan al FEP\_A3 (PMCU\_OK\_FEP\_A3) y la calidad de uno de los canales de comunicaciones que llegan al FEP\_B3 (PMCU\_OK\_FEP\_B3) que se usan para esta implementación llegan ser malas al mismo tiempo, los controladores del SPEAR no tomarían ninguna acción por la contingencia de Enlace. Sin embargo, si la lógica de contingencia de Enlace no se inhibe de ninguna manera, los controladores del SPEAR actuarán y eliminarán la generación de acuerdo con el valor (K) definido por el operador.

## 4.5 Esquema de Pérdida de Generación.

La incorporación de la contingencia de pérdida de generación de la planta Penonomé al SPEAR, se basa tanto en el flujo de potencia activa entre Llano Sánchez y El Coco, así como en la generación del PFV Penonomé. Ambas, como variables para ejecutar un rechazo de carga en las subestaciones Panamá, Panamá II y 24 de Diciembre.

Se decide utilizar el Flujo de potencia de SE Llano Sánchez a SE El Coco (POT\_LSA-ECO) y la generación de la planta Penonomé (POT\_SPE) como base para tomar acción de tiro de carga. Por la importancia y los efectos que puede sufrir el sistema cuando el STATCOM de Llano Sánchez se encuentra fuera de operación, es necesario considerar un cambio en los niveles de flujo de potencia del corredor, los niveles de generación de la planta y los factores de tiro.

El esquema de pérdida de generación sólo estará activo para operar cuando se tenga un flujo de potencia mínimo en el corredor y además una potencia mínima generada por Penonomé. Si se cumplen estas dos condiciones y se detecta una contingencia sobre la planta Penonomé es cuando el esquema operaría. La lógica implementada considera el monto de carga a rechazar basada en el flujo del corredor Llano Sánchez – El Coco. Es decir, el monto a desligar corresponde a un porcentaje del flujo total del corredor. Las acciones propuestas para este rechazo son:

No operación:

- Cuando el flujo en el corredor es menor a 825 MW o la generación de la planta Penonomé es menor a 20 MW, no es necesaria una acción de rechazo de carga.

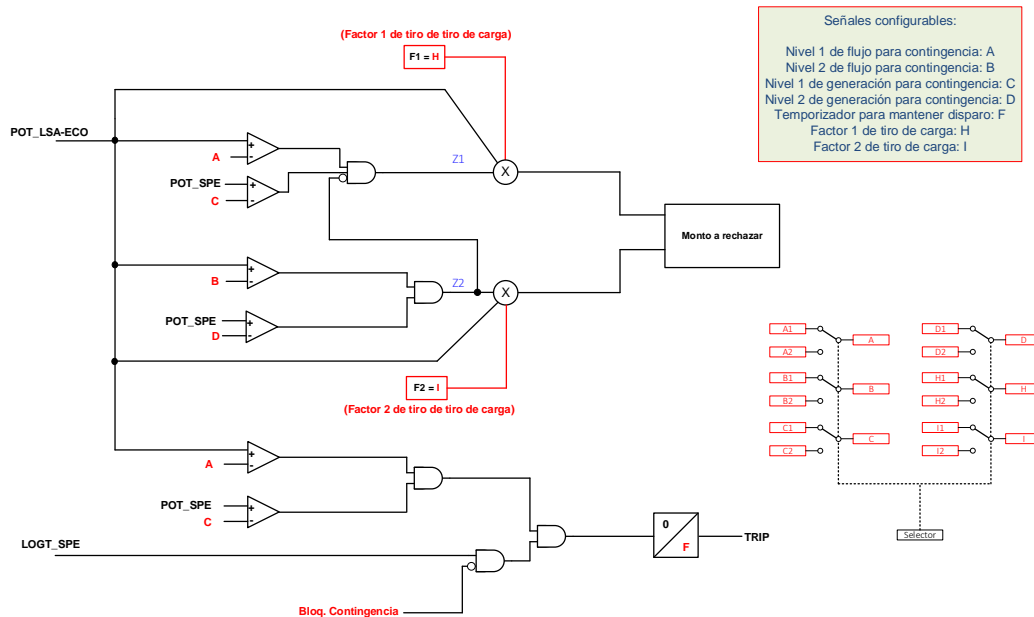
Zona 1:

- Cuando el flujo en el corredor es mayor al nivel (A).
- La generación de la planta Penonomé es mayor al nivel (C).
- No se tiene operación de Zona 2.
- Para esta operación se propone una selección de carga igual al factor (H) del flujo total de Llano Sánchez – El Coco.

Zona 2:

- Cuando el flujo en el corredor es mayor al nivel (B).
- La generación de la planta Penonomé es mayor al nivel (D).
- Para esta operación se propone una selección de carga igual al factor (I) del flujo total de Llano Sánchez – El Coco.

La *Figura 4.8* muestra la lógica de operación que sigue el SPEAR para la contingencia de pérdida de generación en Penonomé. Las variables que se encuentran en fuente roja son parámetros que pueden ser modificados desde la IHM por el operador de los controladores SPEAR.



*Figura 4.8. Esquema de pérdida de generación SPE.*

Una vez que se arma el algoritmo de rechazo de carga y se calcula la cantidad de carga a desconectar, el controlador del SPEAR esperará una señal de disparo apropiada antes de que se emita una señal de rechazo de carga. La señal de activación para la contingencia de pérdida de generación es la detección de la salida de la planta Penonomé que resulta en colapso de voltaje, este disparador lo genera la lógica LOGT. La señal de activación de detección de pérdida de generación desde la subestación local definida para la contingencia específica (SE El Coco). Si se detecta la señal de pérdida de generación para esta contingencia mientras el algoritmo de rechazo de carga está armado con una cantidad de carga para rechazar, entonces el controlador del SPEAR emitirá una señal de disparo para disparar las cargas apropiadas en el sistema de Panamá.

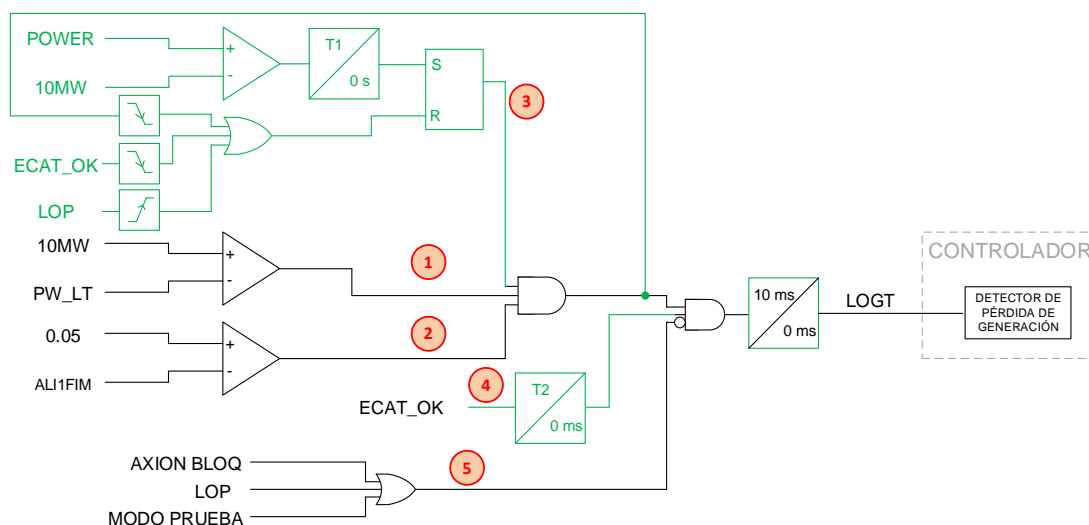


## Loss Of Generator Trigger (LOGT).

Tanto la salida del transformador de la planta Penonomé, la pérdida del enlace Penonomé – El Coco y la salida total de la planta de generación producen prácticamente el mismo cambio en el flujo de potencia que llega a la SE El Coco desde la SE Penonomé. Los detectores de contingencia SEL-2240 instalados en la SE El Coco monitorean este flujo a través de los transformadores de instrumento asociados a las líneas 230-56 y 230-57.

La lógica LOGT utilizada en el SPEAR es muy parecida a la lógica OLDA, esta lógica está conformada por dos funciones: un detector de bajo flujo de potencia que utiliza únicamente el valor de potencia activa trifásica que mide potencia entregada por la planta, y un detector de corriente que valida la corriente de la línea monitoreada. Las salidas de estos detectores se evalúan en una compuerta lógica “AND” para que, en conjunto con una validación de seguridad, se declare el equipo fuera de servicio. A continuación, en la *Figura 4.9* se muestran las partes que componen el detector y se muestra el diagrama lógico del LOGT configurado en los equipos Axion.

1. Detector de bajo flujo de potencia.
2. Detector de baja corriente.
3. Potencia de armado por un tiempo definido.
4. Temporizador para validación de señales correctas antes de habilitar las decisiones, sin retrasar la rápida detección de contingencias.
5. Bloqueo de señales.
  - a. Si el equipo presenta intermitencias en un tiempo determinado.
  - b. Pérdida de potenciales.
  - c. Si se encuentra en modo prueba (peineta de pruebas insertada).

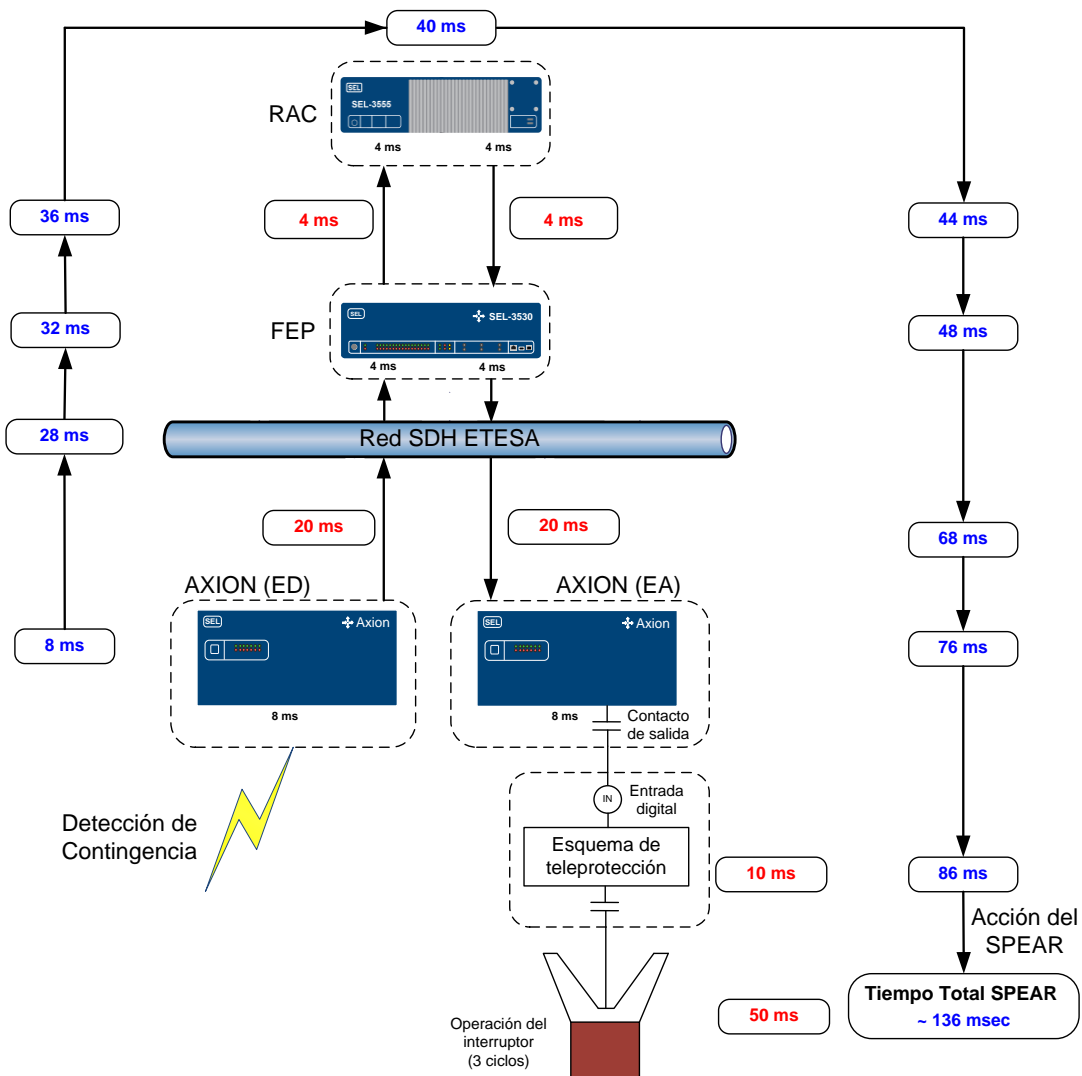


*Figura 4.9. Diagrama Lógico del LOGT.*

## 4.6 Requisitos de tiempo del SPEAR.

Un factor crítico cuando se busca asegurar la estabilidad del sistema eléctrico se trata de la velocidad a la que opera cada controlador del SPEAR. La arquitectura de comunicaciones y la tecnología involucrada en el esquema SPEAR debe garantizar operaciones remediales muy rápidas, del orden de una décima de segundo (este tiempo no considera el tiempo de apertura del interruptor); considerando desde el momento en que se detecta una contingencia por un equipo de detección localizado en una subestación remota, el envío de esa señal hacia el controlador central, el procesamiento que éste realiza para la toma de una decisión, misma que es enviada a un equipo de acción ubicado en otra subestación, el que a su vez envía el disparo por teleprotección, para que finalmente se produzca la apertura del interruptor que permite el rechazo de carga.

La *Figura 4.10* ilustra el cálculo del tiempo paso a paso en cada uno de los procesos y equipos involucrados en el esquema SPEAR de Panamá.



*Figura 4.10. Tiempos de operación del SPEAR.*

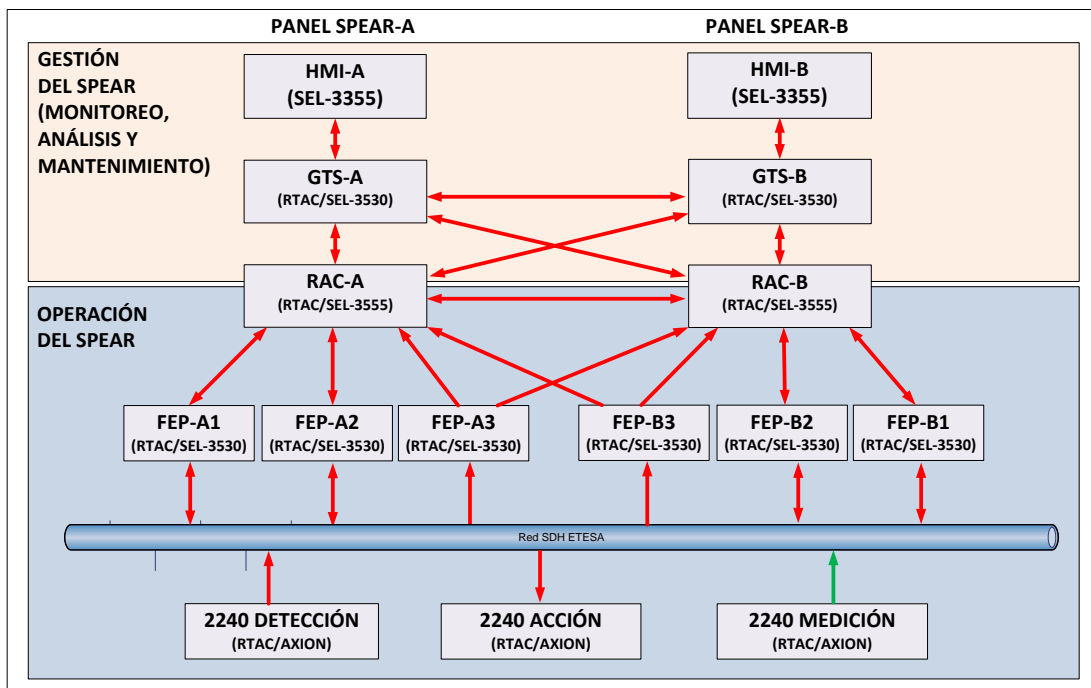
En la *Figura 4.10* se muestra de color rojo los tiempos parciales considerados para el traspaso de las señales a través de la red de comunicaciones, mientras que en azul se muestran los tiempos acumulados desde el momento en que se produce la detección hasta que se abre el interruptor de la carga seleccionada para rechazar.

La *Figura 4.10* muestra que el tiempo total desde la detección de contingencia hasta la apertura del interruptor como resultado de la acción del SPEAR es de aproximadamente 130 milisegundos para las cargas seleccionadas por el SPEAR.

#### 4.7 Descripción General de la Arquitectura y flujo de datos del Sistema.

La columna vertebral (back-bone) del SPEAR es una red SDH (Synchronous Data Hierarchy) de fibra óptica. En cada subestación en la que se encuentra instalado un equipo SEL-Axion se encuentra instalado un multiplexor SDH, los equipos SEL pueden ser equipos de Acción (EA), Detección (ED) o Monitoreo (EM). El mismo multiplexor SDH de cada subestación es utilizado para transferir datos de GOOSE, DNP, NGVL y sincrofasores.

Los controladores del SPEAR de Panamá reciben información del estado de los dispositivos de campo de las SE 230 kV y 115 kV. El SPEAR analiza el estado del sistema de potencia y envía controles hacia los equipos de acción, los que a su vez envían señales de disparo hacia las cargas y generadores. La *Figura 4.11* muestra la arquitectura conceptual del SPEAR.



*Figura 4.11. Arquitectura conceptual del SPEAR.*

Los datos requeridos para el funcionamiento del SPEAR se recopilan desde las diferentes subestaciones remotas por medio de los equipos SEL-Axion. Los datos recopilados por el SPEAR se clasifican en datos de alta velocidad y datos de baja velocidad. Las señales de detección de contingencia que desencadenan una acción correctiva son necesarias a altas velocidades. La mayoría de la información proveniente de mediciones o cálculos de variables analógicas utilizados en las lógicas del SPEAR, tales como la potencia real o la potencia reactiva, no son requeridas a altas velocidades. Además, se ha demostrado que la segregación de datos en velocidades altas y bajas produce un mejor rendimiento de los esquemas de acción remedial, en este caso para el sistema SPEAR.

El SPEAR de Panamá utiliza mensajes IEC 61850 GOOSE para comunicaciones digitales de alta velocidad, como lo es la detección de eventos en el sistema eléctrico. Las señales de detección de eventos son generadas por los Axion y luego transmitidas a los FEP, ubicados en el tablero del SPEAR A y SPEAR B, a través del protocolo GOOSE. Los FEP permiten realizar algunas validaciones en la lógica, así como también una conversión de protocolo de comunicación, por lo que todos los datos relacionados con las contingencias se transmiten hacia los controladores del SPEAR a través de canales de comunicación en protocolo NGVL.

Los datos de baja velocidad son los datos recopilados por medio de los protocolos DNP3, los cuales son utilizados en el algoritmo SPEAR y se procesan de manera cíclica cada 250 milisegundos. Estos datos incluyen valores de potencia real (MW) de los elementos críticos del sistema eléctrico, así como el valor de las cargas del sistema.

#### 4.8 Sistema Primario Dual y Operación del Esquema.

El esquema SPEAR de Panamá es un sistema primario dual. Un sistema primario dual consiste en un sistema redundante en el que dos controladores (RAC-A y RAC-B) procesan la toma de decisiones de manera independiente y de forma simultánea. Este modo de operación es mucho más confiable que otros tipos de redundancia, como la redundancia principal-respaldo.

El RTAC SEL-3555 es en donde reside la lógica del SPEAR. Cada controlador recibe de manera independiente las señales de entrada del sistema provenientes desde cada uno de los equipos de detección, y realiza cálculos específicos de manera periódica para decidir si es necesario ejecutar una acción. En el caso de que una operación sea requerida, utiliza sus variables de salida para el envío de controles hacia los equipos de acción.

La detección de eventos es realizada por los controladores del SPEAR A y SPEAR B, en función de la información que proveen los equipos de detección. Ambos controladores reciben de manera independiente la información recolectada por los equipos de detección, la procesan de manera simultánea y validan la detección de cada una de las contingencias programadas. Esto reduce de manera significativa la posibilidad de que un controlador detecte un evento y el otro no.

Cada controlador calcula internamente un índice de calidad de datos (DQI), basado en el estado de los enlaces de comunicación directos entre éste y los FEP, así como también de acuerdo con el estado de los equipos que comparten información crítica del esquema de manera indirecta con los controladores del SPEAR. El DQI es comparado cada 4 ms entre ambos controladores RAC-A y RAC-B.

Cuando ocurre una contingencia y se requiere rechazo de carga o generación, el paso final en el proceso de toma de decisiones es activar las salidas. A pesar de que ambos controladores procesan la información de entrada y ejecutan los algoritmos de detección de contingencias de manera simultánea; ante la detección de un evento, ambos controladores comparan su DQI y su selección de cargas previo al envío de una acción. En el caso de que esta selección no coincida, el controlador con el DQI más alto actuará primero. Además, la selección realizada por el controlador que tiene un mayor DQI prevalecerá sobre el otro, de manera que el controlador con menor DQI reemplazará su selección asegurando que ambos controladores envíen exactamente la misma decisión sobre los mismos equipos de acción.

Los dos controladores del SPEAR ejecutan la lógica descrita en los siguientes pasos:

- 1 Lectura de datos digitales y analógicos de los equipos de detección remotos (Axion) a través de los FEP.
- 2 Lectura de datos del controlador remoto, comparación de detección de eventos y DQI. Los datos digitales y analógicos se validan previo a su uso en el código en el controlador.
- 3 Cálculo de la lógica de armado: Se calculan las condiciones de armado para identificar si una contingencia particular se encuentra habilitada o deshabilitada.
- 4 Para cada contingencia, el sistema calcula qué acciones deben tomarse por adelantado.
- 5 La matriz de rechazo de cargas es una matriz de disparo bidimensional con contingencias como elementos de fila y cargas para rechazar como elementos de columna. En el caso de que se detecte una contingencia, el controlador utiliza la matriz calculada de manera previa a la detección.
- 6 Si se detecta un evento y se requiere una acción correctiva, entonces la matriz de rechazo de cargas entrega un arreglo con las salidas que necesitan ser operadas.
- 7 Comparar salidas: el código compara las salidas entre los dos controladores, luego elige y homogeniza las salidas finales que ambos controladores deben enviar como disparos.
- 8 Generar reporte: después de enviar comandos, el código genera un reporte para el operador que indica que ocurrió una contingencia y que se tomaron las medidas apropiadas.



# 5 Pruebas del Esquema de Acción Remedial e Implementación en Sitio.

Parte importante de un EAR es su validación por medio de pruebas y su implementación en servicio. En este capítulo se abordarán estos dos temas respecto al SPEAR. Para cada una de estas fases SEL sigue un procedimiento que garantiza la calidad y seguridad del sistema.

## 5.1 Pruebas de Aceptación en Fábrica.

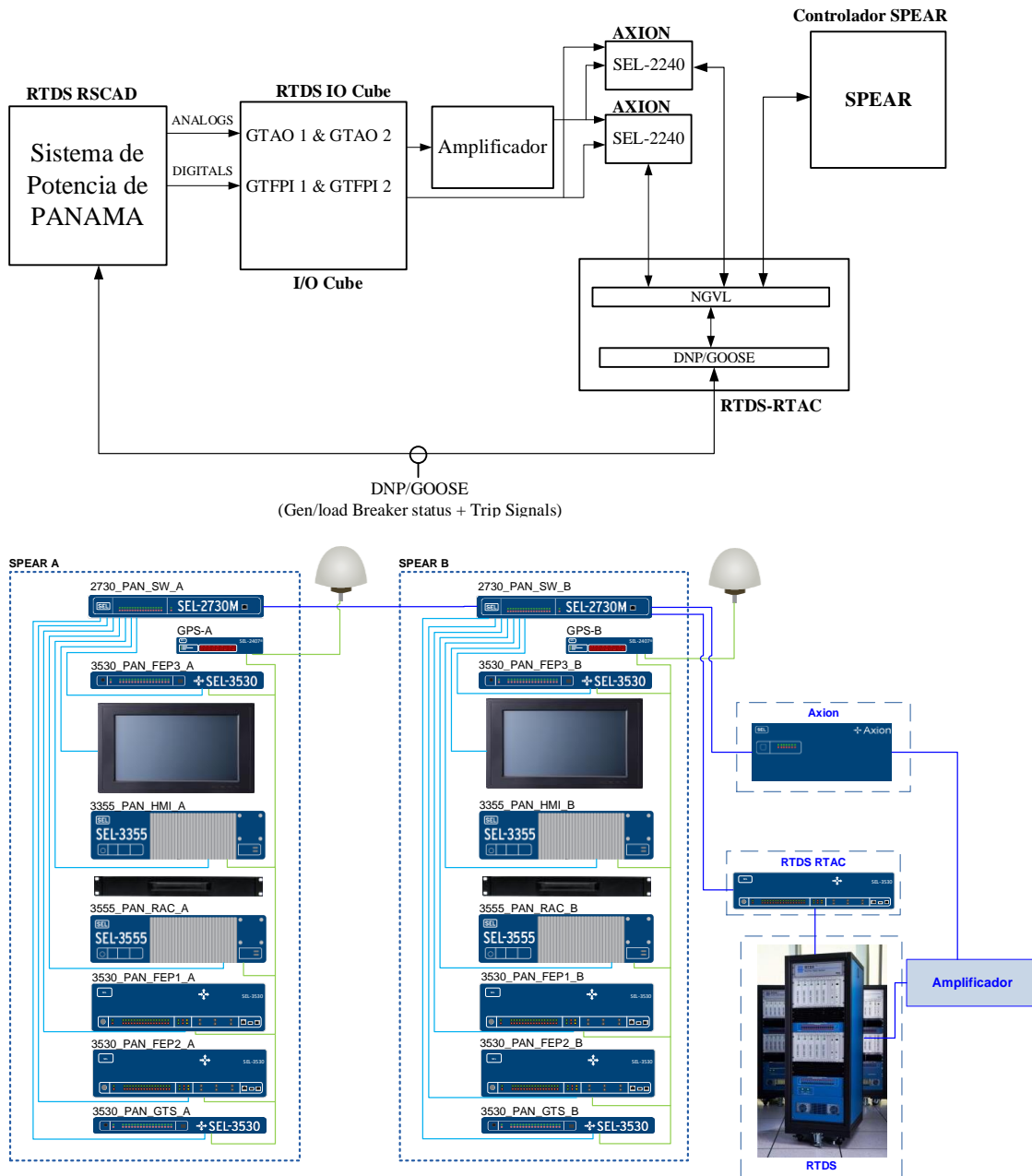
Para las pruebas de aceptación en fábrica (Factory Acceptance Test FAT), SEL tiene desarrollado un procedimiento que garantiza la correcta operación del RAS. En este tipo de esquemas se realizan pruebas en lazo cerrado haciendo uso de un simulador digital en tiempo real (RTDS, Real Time Digital Simulator por sus siglas en inglés).

En esta fase del desarrollo se realizan pruebas simulando múltiples escenarios en el RTDS (basados en las bases de datos utilizadas durante los estudios). Estos escenarios son los más probables y también los más críticos para validar la funcionalidad de la implementación y de los equipos ante perturbaciones del sistema. La finalidad del esquema de pruebas es validar la correcta configuración de cada uno de los equipos involucrados en la implementación.

En esta fase se emplea una filosofía de pruebas para la validación del sistema en la cual fueron realizadas las siguientes tareas:

- Ejecutar los escenarios de contingencia identificados en el estudio y determinar su efecto en Panamá y las redes vecinas.
- Probar que el sistema de rechazo de carga o generación funciona para escenarios predefinidos.
- Probar que el control SPEAR funciona para todos los escenarios previamente identificados.
- Crear el informe de prueba de aceptación de fábrica (FAT, Factory Acceptance Test por sus siglas en inglés) para el SPEAR.

La *Figura 5.1* muestra el sistema de pruebas Hardware in the Loop (HIL) para los controladores SPEAR. En esta figura se muestra un diagrama de bloques de las conexiones y comunicaciones, además, también se muestra todo el panel SPEAR de Panamá, tanto RAC-A como RAC-B, conectado al controlador de automatización en tiempo real (RTAC) del simulador digital en tiempo real (RTDS) y al controlador de automatización programable SEL 2240 (Axion). En esta configuración, el RTDS RTAC es la puerta de enlace entre el modelo del sistema de Panamá que se tiene simulado en el RTDS y el equipo del SPEAR.



*Figura 5.1. Arquitectura conceptual del SPEAR.*



Durante esta fase fueron realizadas más de 80 pruebas en presencia del cliente, donde cada una de las pruebas fueron validadas y aprobadas por el cliente. Se realizó un registro de los tiempos de operación y correcta operación del esquema con la finalidad de tener una evidencia de lo realizado. Es importante mencionar que previo a las FAT con el cliente se realizaron más de 200 pruebas en una fase pre-FAT que tiene como finalidad poner bajo prueba la implementación realizada en todas las condiciones posibles y mejorar aquellos puntos endebles que sean detectados.

**Hardware del RTDS** fue diseñado específicamente para realizar cientos de miles de cálculos en un entorno de tiempo real. La técnica general de solución de red empleada por el RTDS se basa en algoritmos desarrollados por H. W. Dommel. Por naturaleza, el algoritmo Dommel permite dos niveles de procesamiento paralelo [44]:

1. Procesamiento paralelo de componentes conectados a una matriz de admitancia común (es decir, dentro de un subsistema).
2. Procesamiento paralelo de subsistemas (es decir, matrices de admisión desacopladas).

En términos generales, durante el proceso de pruebas, se simulan las contingencias mediante la manipulación de interruptores incluidos en el modelo cargado en el RTDS. Las señales digitales y analógicas que el RTDS envía a los equipos de detección activan los detectores de línea fuera de servicio de estos últimos. Los equipos de monitoreo y detección envían estas señales a los controladores. Los controladores ejecutan las lógicas, a partir de éstas, envían señales de disparo al RTDS para finalmente simular la apertura en los interruptores de cargas y generación incluidos también en el modelo cargado en el RTDS.

## 5.2 Implementación en Sitio.

Al igual que para las FAT, SEL tiene desarrollado un procedimiento para esta sección que garantiza una correcta puesta en servicio. Este procedimiento cubre el aislamiento para evitar operaciones incorrectas, temas de seguridad en campo, correctas prácticas de puesta en servicio, entre otros. El propósito de los trabajos realizados en esta etapa es la activación del Sistema de Protección Especial con Acciones Remediales [45].

Para la activación del SPEAR, es necesario el desarrollo pruebas básicas de validación de hardware e instalación de los tableros (esto debido a que los tableros fueron instalados y conectados por el cliente), canales de comunicación, validación de estados, lógica de operación y estado del sistema, así como algunas pruebas funcionales para confirmar el comportamiento correcto de los equipos. Todas estas actividades se describen brevemente a continuación.

## Configuración de equipos.

La verificación de configuración implicó establecer la correcta funcionalidad de los equipos, lo cual conlleva probar la ruta de comunicación a través de la red (acceso transparente), así como el correcto cableado (incluyendo la conexión de IRIG-B), validación de firmware, y finalmente, asegurar los ajustes correctos de todos los dispositivos [45].

Los equipos pertenecientes al sistema SPEAR fueron inspeccionados y configurados por SEL. Estos equipos incluyen los controladores (RAC), procesadores RTAC (FEP), interfaces humano-máquina (IHM), dispositivos *Gateway* (GTS), LAN switches (SEL-2730M), equipos AXION (SEL-2240) utilizados para rechazo de carga y medición. Adicionalmente, en estas pruebas fue validada la correcta segmentación de la red mediante la implementación de VLANs en los switches SEL-2730M instalados en cada subestación [45].

## Validación de entradas del sistema.

Para este punto, se realizaron pruebas pasivas donde se verificó que todas las señales llegaran adecuadamente en el sistema. Los datos se validaron en cada ruta entre el monitoreo de los relevadores y la interfaz del operador, es decir, es una validación de la correcta recepción de estados tales como alarmas, estados de interruptores y demás información de los equipos SEL-2240 (Axion). El objetivo en estas pruebas es verificar que cada punto individual sea recibido adecuadamente para determinar las condiciones del sistema [45].

Después de que todos los datos fueron confirmados, se probó la lógica de control validando que cada entrada dependiente de la operación del sistema sea correcta. Durante este proceso, se verifican las pantallas de interfaz (IHM) con la finalidad de confirmar que lo mostrado corresponde a los datos del control [45].

## Validación de mediciones.

El propósito de esta parte es validar la correcta comunicación y mediciones provenientes desde los equipos (Axion, SCADA, equipos externos) al SPEAR que correspondan, de acuerdo con el flujo de datos definido durante la fase de diseño del proyecto [45].

Para esto, primero se valida que se pueda establecer de manera correcta la comunicación para entregar mediciones hacia el SPEAR. Posteriormente, se valida que las mediciones recibidas sean reflejadas correctamente en la IHM del SPEAR [45].

Validación de señales de monitoreo.

Para este punto se realizan pruebas pasivas donde se configura en el software SynchroWAVE Central (SEL-5078-2) y se valida que todas las señales lleguen adecuadamente en dicha aplicación. Los datos se validan en el SynchroWAVE haciendo una comparación entre AXION-SynchroWAVE. El interés principal en estas pruebas es verificar que las corrientes y voltajes de secuencia positiva sean recibidas adecuadamente para tener el monitoreo del sistema [45].

Validación de parámetros y estados en la IHM.

El propósito de esta sección es validar a través de la IHM que se estén recibiendo correctamente los estados de cada uno de los equipos involucrados en la parte operativa del SPEAR, tanto de los equipos ubicados los tableros principales (SPEAR A y SPEAR B), así como también de todos los AXION que estén siendo utilizados para la contingencia [45].

Alarmas del SPEAR.

En esta sección se busca validar la lista de alarmas que el sistema SPEAR envía hacia el SCADA CND para su monitoreo. Durante la validación de la totalidad de las señales se usan valores forzados desde cada Gateway (GTS-A y GTS-B), los cuales son confirmados uno a uno del lado del SCADA CND [45].

Pruebas generales del sistema.

En esta sección se realiza un reinicio de los controladores (SPEAR A y SPEAR B) para confirmar que los ajustes y parámetros han sido almacenados adecuadamente. Se utilizan los controladores para verificar el estado interno de las variables y puntos lógicos. Con estas pruebas se asegura que el sistema refleje el estado real del sistema eléctrico, de manera que el controlador realice su función tal como ha sido probado en fábrica. En esta sección las pruebas principales son [45]:

- Pruebas de ciclo de encendido y redundancia.
- Pruebas de pérdida de comunicación.
- Pruebas de las contingencias implementadas.

Pruebas reales del sistema.

Se realizan pruebas de operación real del sistema en común acuerdo con el cliente. Esto después de la validación del estado del sistema y al culminar con las pruebas propuestas por SEL sin haberse registrado errores. Lo anterior sirve de prueba final demostrando que el sistema es funcional y con el objetivo de medir tiempos de actuación [45].

Las pruebas reales del sistema son definidas por el cliente, en dichas pruebas se hacen las siguientes consideraciones:

- Modificación de umbrales de operación.
- Procedimiento de prueba real del sistema.
- Descripción de actividades.

Activación del sistema.

Después de obtener pruebas satisfactorias del esquema SPEAR, todas las salidas de disparo necesitan ser activadas desde los controladores y/o las tabllas seccionadoras. Se recomienda realizar un reinicio final del sistema aún con los contactos de salida desconectados físicamente en el campo, de tal manera que, si un disparo incorrecto se presenta desde los controladores, este pueda capturarse en los registros secuenciales de los SEL-2240 (SOE) [45].

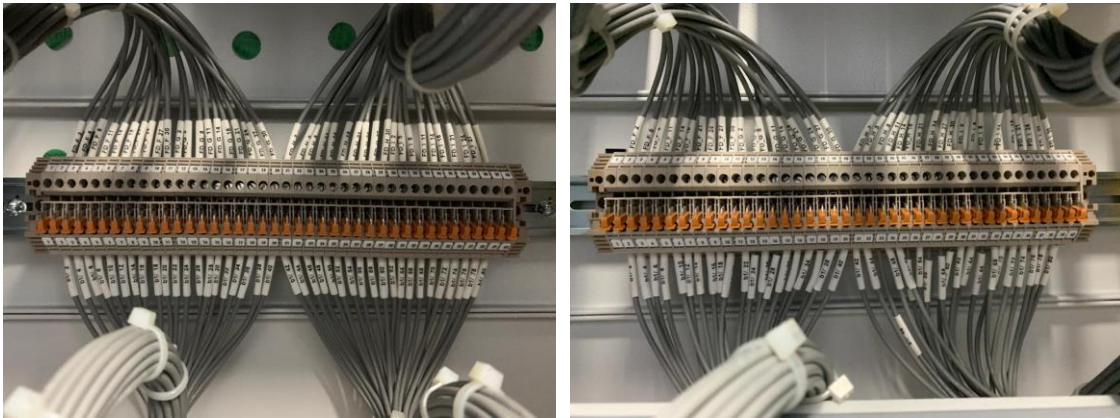
A continuación, se muestra un ejemplo de prueba realizada durante este servicio [45].

Condiciones iniciales: Se considera una generación en la planta PFV Penonomé de 30 MW y un flujo de potencia en el corredor LSA-ECO de 850 MW. Se considera la apertura de LT-230-57 desde el lado de S.E. El Coco y que la línea LT-230-56 está abierta previo a la detección de la apertura de la segunda línea.

Objetivo de la Prueba: Validar que el esquema SPEAR sí opera ante la pérdida de PFV Penonomé, cuando el flujo de potencia en el corredor LSA-ECO se encuentra por sobre el umbral de flujo definido por el parámetro “A”, y bajo el umbral de flujo definido por el parámetro “B” (operación en “Zona 1”).

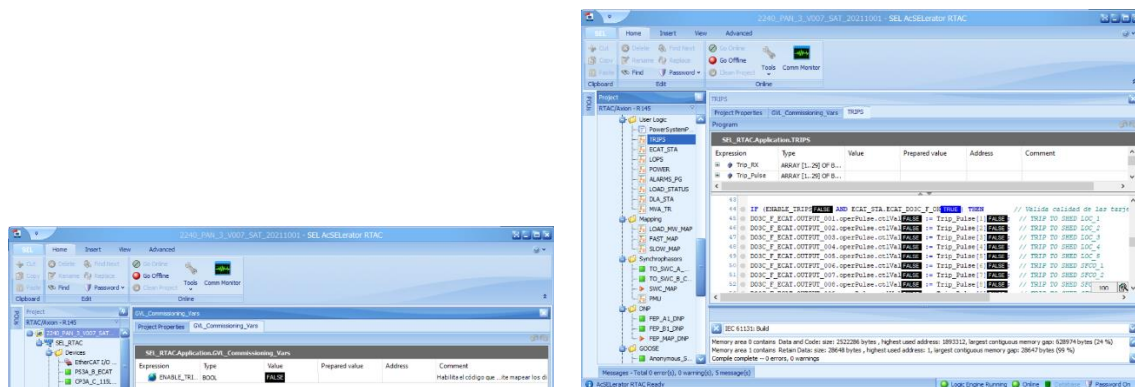
## Protocolo de Pruebas

1. Confirmar con CND que los disparos hacia todas las cargas del SPEAR se encuentran debidamente aislados (cuchillas seccionables abiertas para cargas de PAN y PAN2, canales mirrored bit deshabilitados para cargas de 24DIC). la *Figura 5.2* muestra un aislamiento por hardware de los disparos a las cargas o generadores, esto con la finalidad de evitar disparos no deseados durante las pruebas.



*Figura 5.2. Cuchillas seccionables abiertas para cargas de PAN y PAN2 [45].*

2. Confirmación de que las salidas de los equipos Axion 2240\_PAN\_3, 2240\_PAN\_4, 2240\_PAN2\_3, 2240\_PAN2\_4 y 2240\_24DIC\_1 se encuentran deshabilitadas, en la *Figura 5.3 a Figura 5.7* se tiene un aislamiento o bloqueo de los disparos vía software, con esta condición se asegura de que los disparos no salgan a las cargas o generadores, según corresponda.



*Figura 5.3. Salidas en Axion PAN\_3 deshabilitadas [45].*

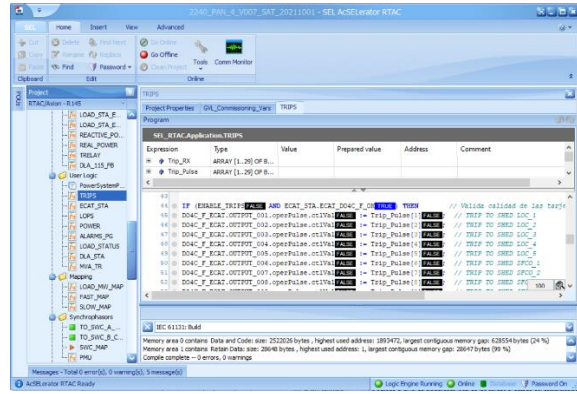
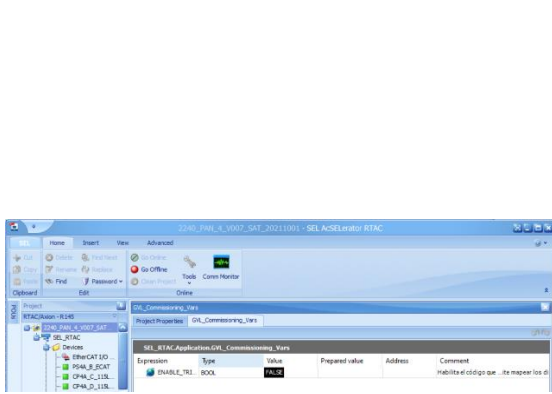


Figura 5.4. Salidas en Axion PAN\_4 deshabilitadas [45].

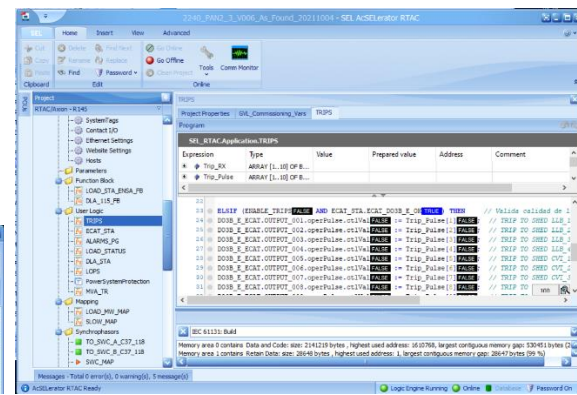
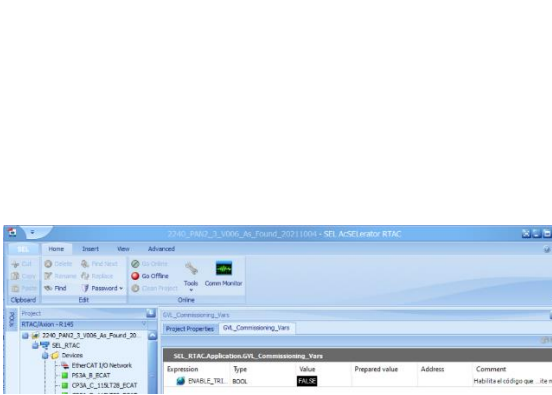


Figura 5.5. Salidas en Axion PAN2\_3 deshabilitadas [45].

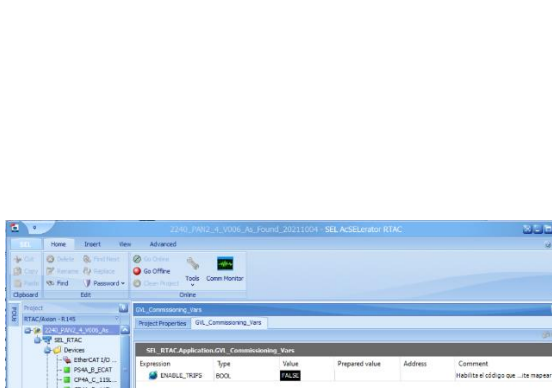


Figura 5.6. Salidas en Axion PAN2\_4 deshabilitadas [45].

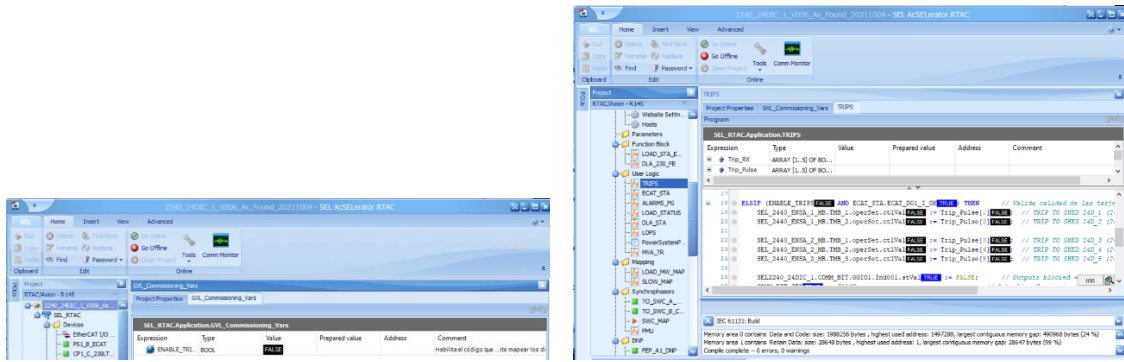


Figura 5.7. Salidas en Axion 24DIC\_1 deshabilitadas [45].

3. Confirmación de que las salidas del controlador se encuentran habilitadas, esta condición es para que al momento de que actúe el controlador se mande la señal al Axion y se pueda medir el tiempo de operación completo (solo sin considerar el tiempo de apertura de la carga), la Figura 5.8 y la Figura 5.9 muestran la validación de que las salidas se encuentran habilitadas en el RAC\_A y RAC\_B.

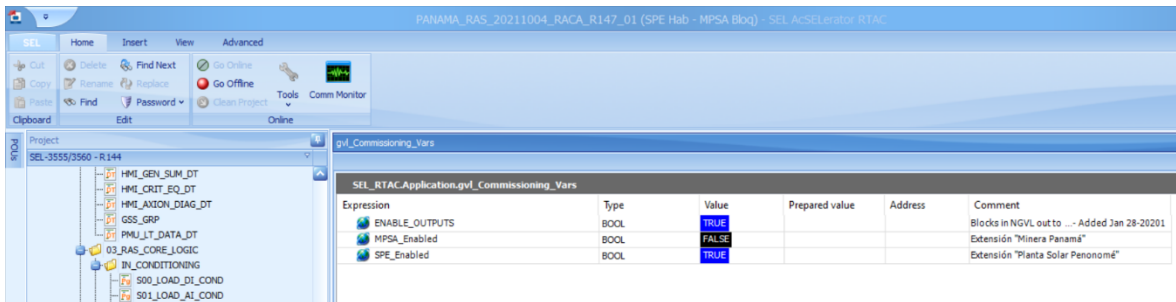


Figura 5.8. Salidas en RAC\_A habilitadas [45].

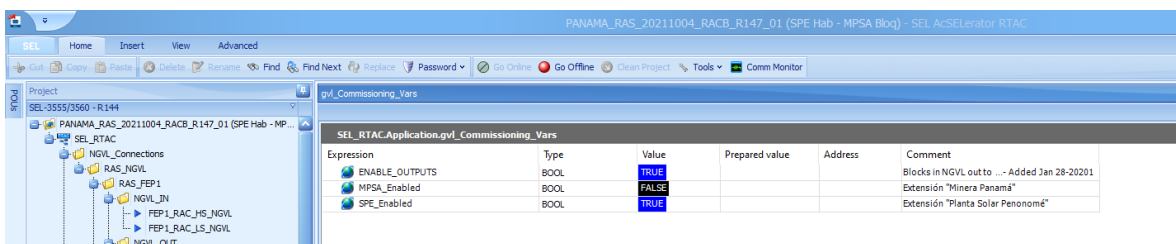


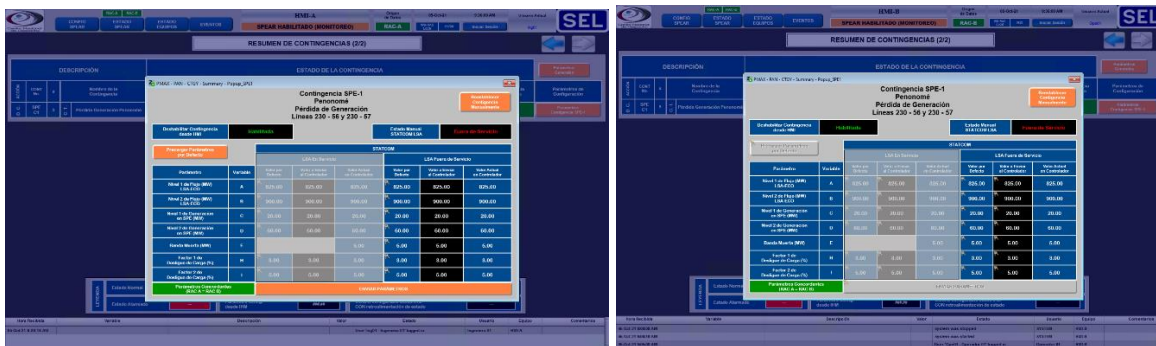
Figura 5.9. Salidas en RAC\_B habilitadas [45].

- Verificar que el SPEAR se encuentra en modo “HABILITADO - MONITOREO” en la IHM-A y IHM-B, en la *Figura 5.10* se observa que los dos controladores se encuentran habilitados, pero en modo monitoreo.



*Figura 5.10. SPEAR en modo Habilitado – Monitoreo [45].*

- Verificar que los parámetros de la contingencia SPE-C1 en IHM-A y IHM-B, correspondan a los parámetros definidos durante la fase de diseño (plasmados en el FDS), es necesario realizar una validación de los parámetros bajo los cuales debe operar la contingencia, la *Figura 5.12* indica que los dos controladores tienen los mismos parámetros y que estos son correctos.



*Figura 5.11. Validación de parámetros en IHM-A y IHM-B [45].*

- Verificar que no haya disparos previos ni en la pantalla de cargas, ni en la de generadores, tanto para IHM-A como para IHM-B. Antes de la prueba es necesario validar que no se tenga ningún disparo de generación o carga, la *Figura 5.12* y la *Figura 5.13* ilustran que en ambas IHMs no se tienen disparos previos a la prueba.



*Figura 5.12. Ventana de Resumen de Cargas y Resumen de Generadores en IHM-A [45].*





Figura 5.13. Ventana de Resumen de Cargas y Resumen de Generadores en IHM-B [45].

7. Verificar en IHM-A y IHM-B que la potencia generada por PFV Penonomé es 30 MW aproximadamente.
8. Verificar en IHM-A y IHM-B que la potencia en el corredor LSA-ECO es 850 MW aproximadamente.
9. Verificar que la contingencia SPE-C1 se encuentre “Habilitada” en la IHM-A y IHM-B.
10. Verificar que la contingencia SPE-C1 se encuentre “Armada” en IHM-A y IHM-B. La Figura 5.14 y la Figura 5.15 muestran la ventana de resumen de contingencias, en ambas ventanas se observa que la contingencia bajo prueba ya se encuentra armada (tiene condiciones de operación), se observa la carga necesaria a rechazar bajo las condiciones específicas de la prueba, el monto de carga que realmente esta seleccionando, también indica que la contingencia se encuentra satisfecha (tiene la carga suficiente para rechazar).

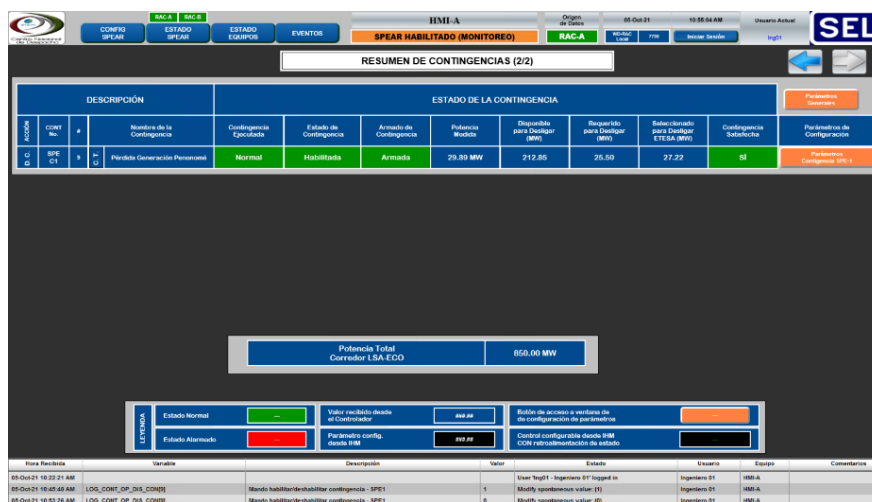


Figura 5.14. Contingencia Armada en IHM-A [45].

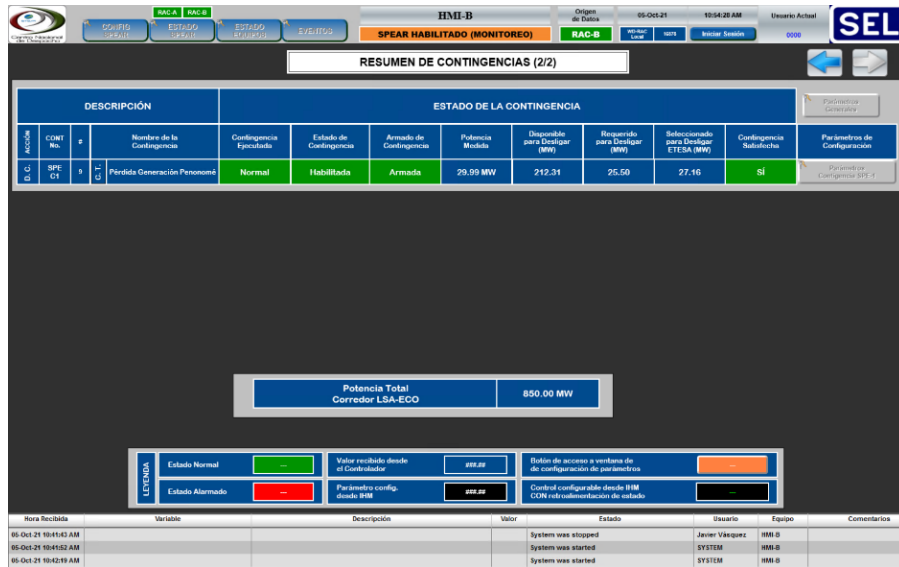


Figura 5.15. Contingencia Armada en IHM-B [45].

11. Verificar selección de cargas para contingencia SPE-C1 en IHM-A y IHM-B (pantalla “Matriz de Cargas”). Antes de generar la operación de la contingencia, se valida la selección realizada por la implementación, como ya se mencionó la selección de carga se hace pre-contingencia y esto es lo que muestra la Figura 5.16 y la Figura 5.17.

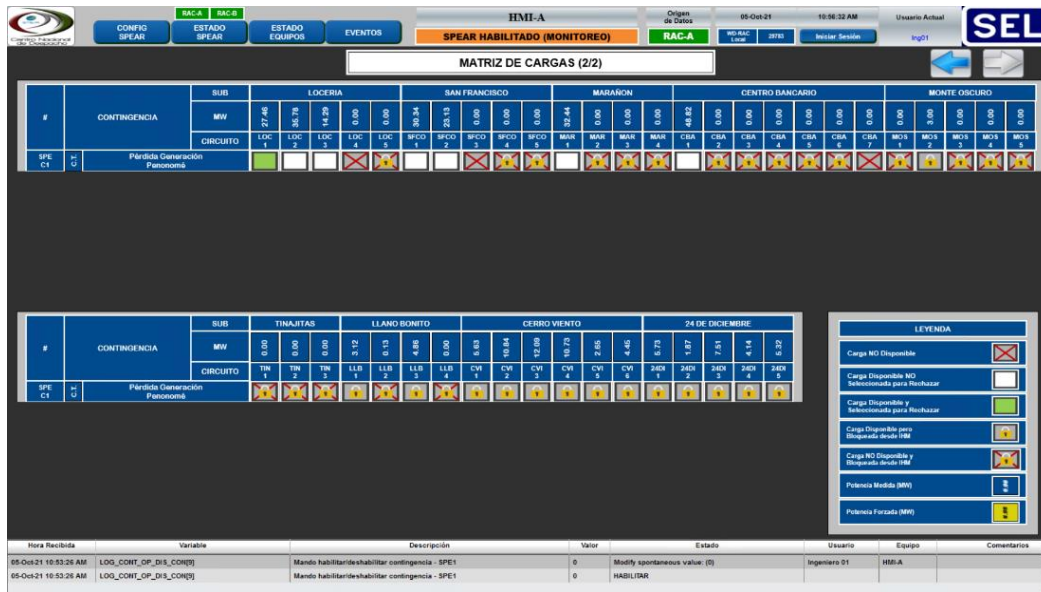


Figura 5.16. Ventana de Matriz de Cargas IHM-A [45].

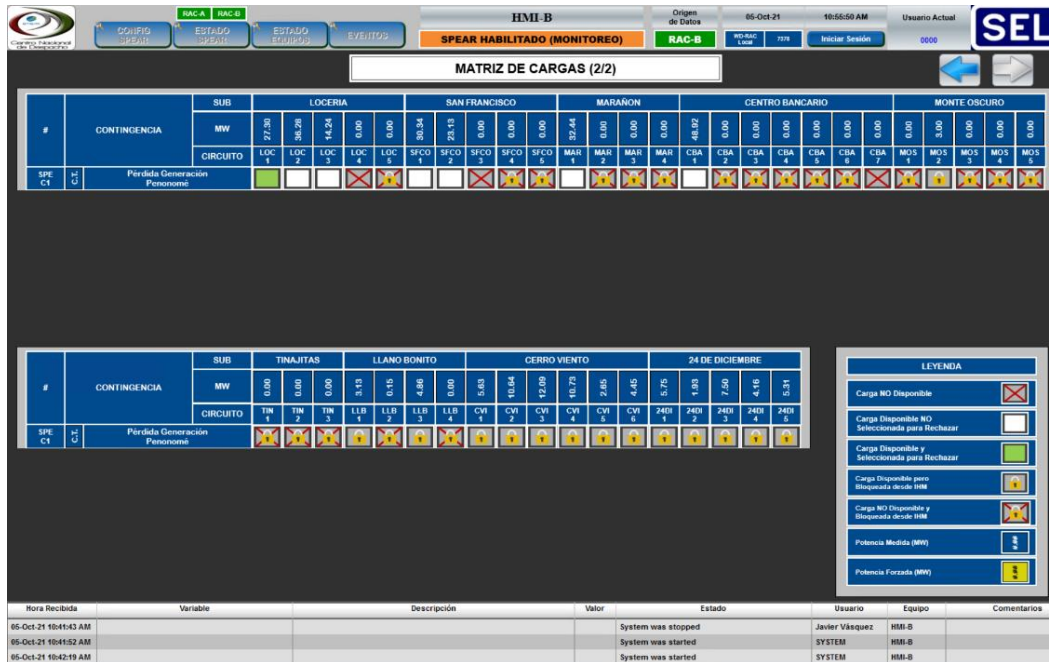


Figura 5.17. Ventana de Matriz de Cargas IHM-B [45].

- Validar con el Centro de Despacho que la línea LT-230-56 del lado de S.E. El Coco se encuentre abierta. De no ser así, solicitar la apertura de ésta (apertura de interruptores 23A22 y 23M22). Para esta implementación se valida que las líneas LT-230-56 y LT-230-57 se encuentren abiertas, con esto se detecta que se perdió la planta Penonomé. Para esta prueba en específico se parte de la condición en la cual ya está abierta una línea y solo se encuentra en la espera de la apertura de la segunda para realizar la detección. La Figura 5.18 muestra que la LT-230-56 tiene un flujo de 0 MW y que el flujo fluye por la LT-230-57.

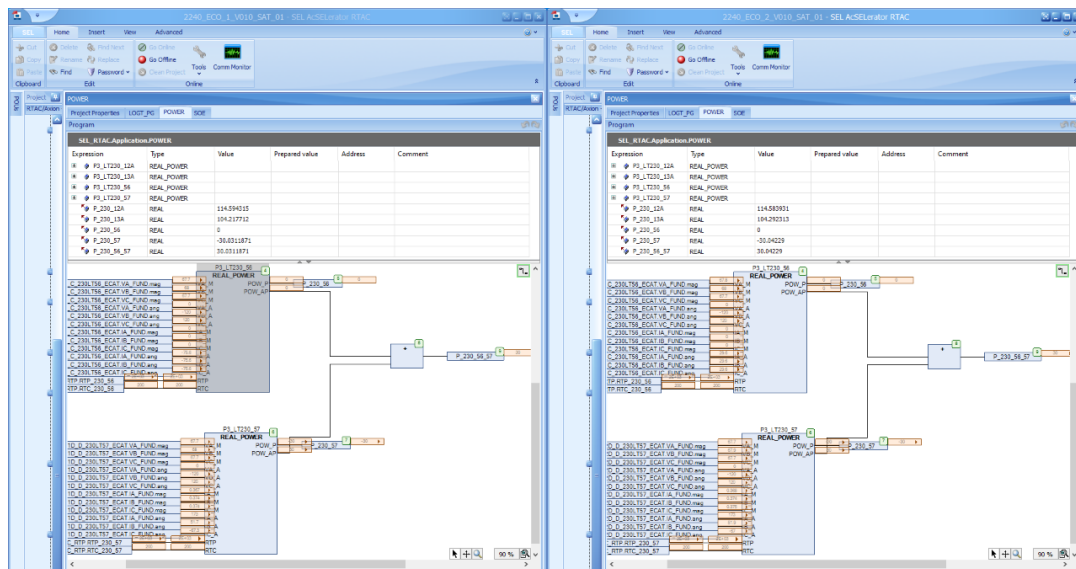


Figura 5.18. Apertura de la línea LT-230-56 [45].

La Figura 5.19 indica que a pesar de que una línea se encuentra abierta, no se genera detección de pérdida de la planta (no se activa el LOGT), esto es debido a que la planta aún se encuentra conectada por la otra línea.

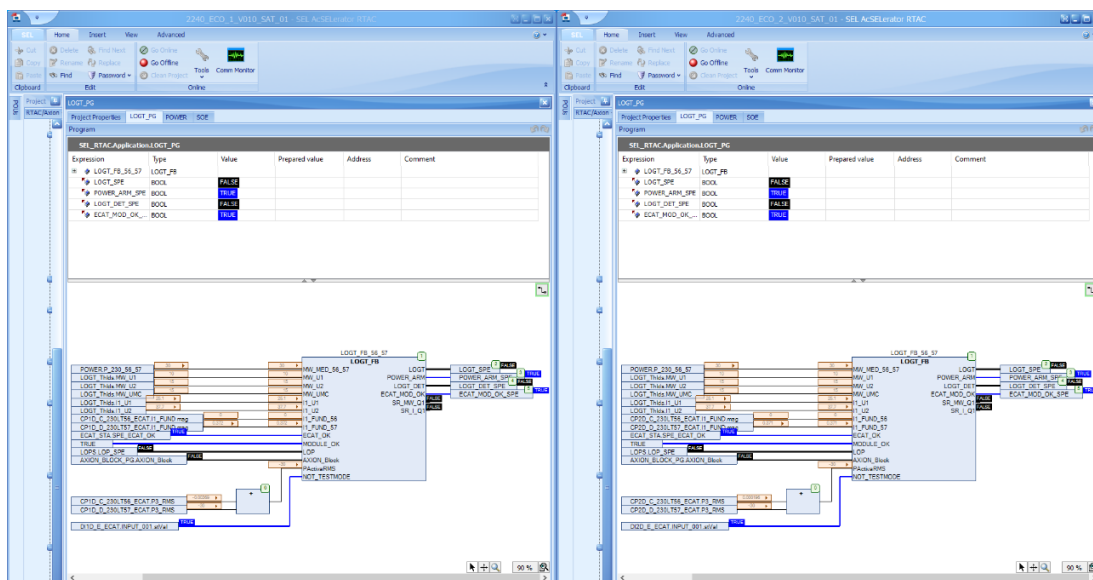


Figura 5.19. Monitoreo del LOGT (sin activación por que aún se tiene cerrada la línea LT-230-57) [45].

- Comunicarse con el Centro de Despacho para realizar la apertura de la línea LT-230-57 del lado de S.E. El Coco (apertura de interruptores 23B22). En el momento que el operador abre la LT-230-57 se desconecta la planta y el equipo Axion detecta esta condición generando la activación de la señal LOGT como se muestra en la Figura 5.20.

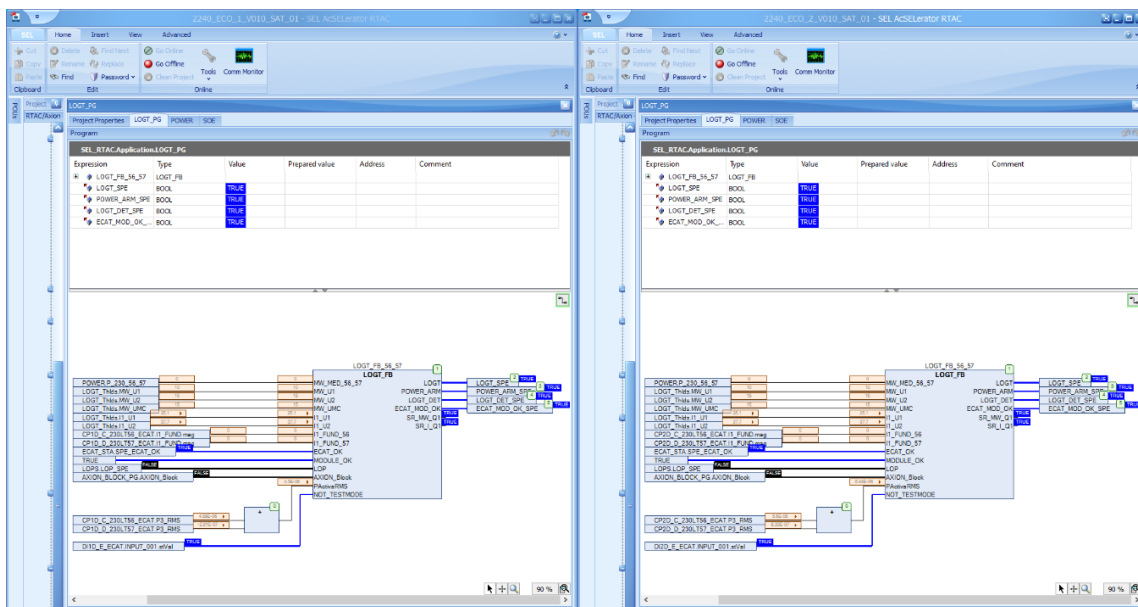


Figura 5.20. Monitoreo del LOGT (activación al abrirse la línea LT-230-57) [45].

14. Confirmar la detección de la contingencia SPE-C1 en la IHM-A y IHM-B, en la *Figura 5.21* y la *Figura 5.22* se observa la operación del esquema, la *Figura 5.23* es una pantalla del SynchroWAVE Monitoring y se observa la detección de la salida de la planta y la operación de la contingencia.

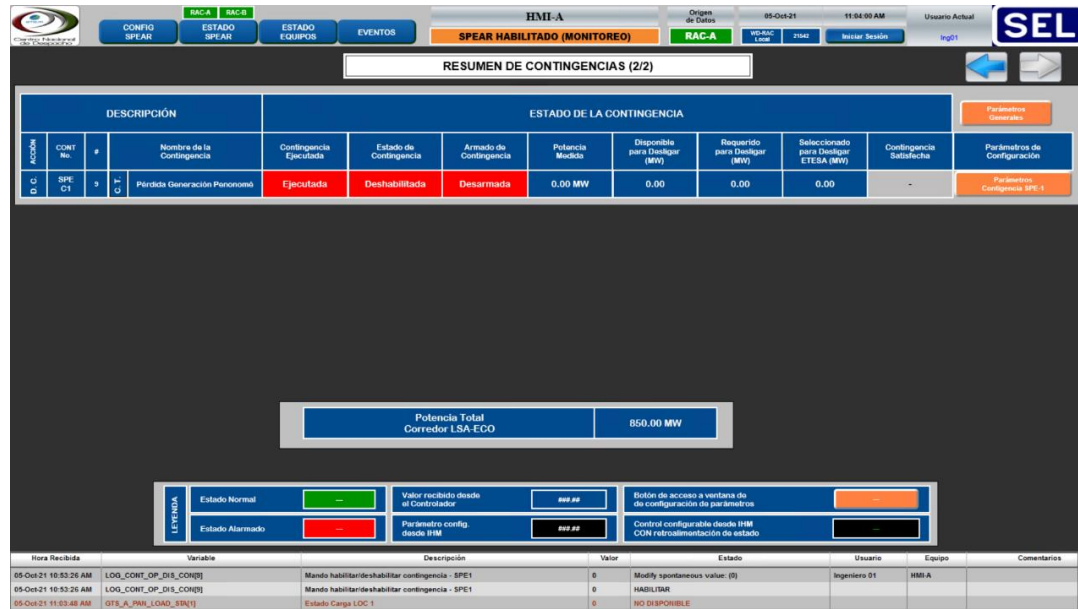


Figura 5.21. Detección de contingencia en IHM-A [45].

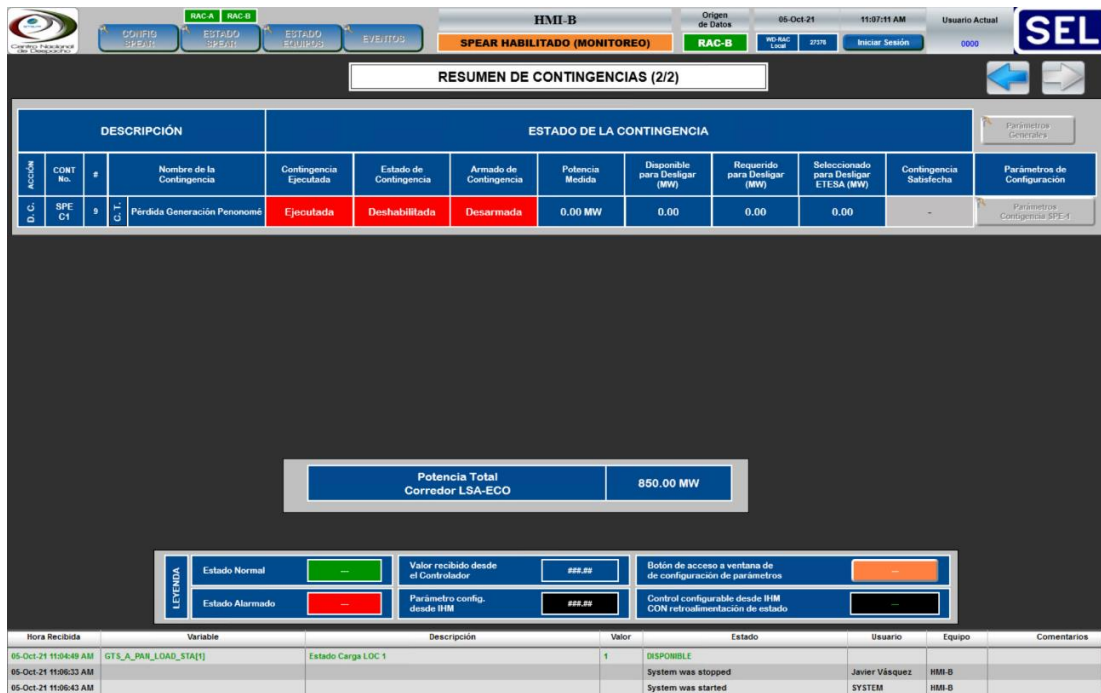


Figura 5.22. Detección de contingencia en IHM-B [45].

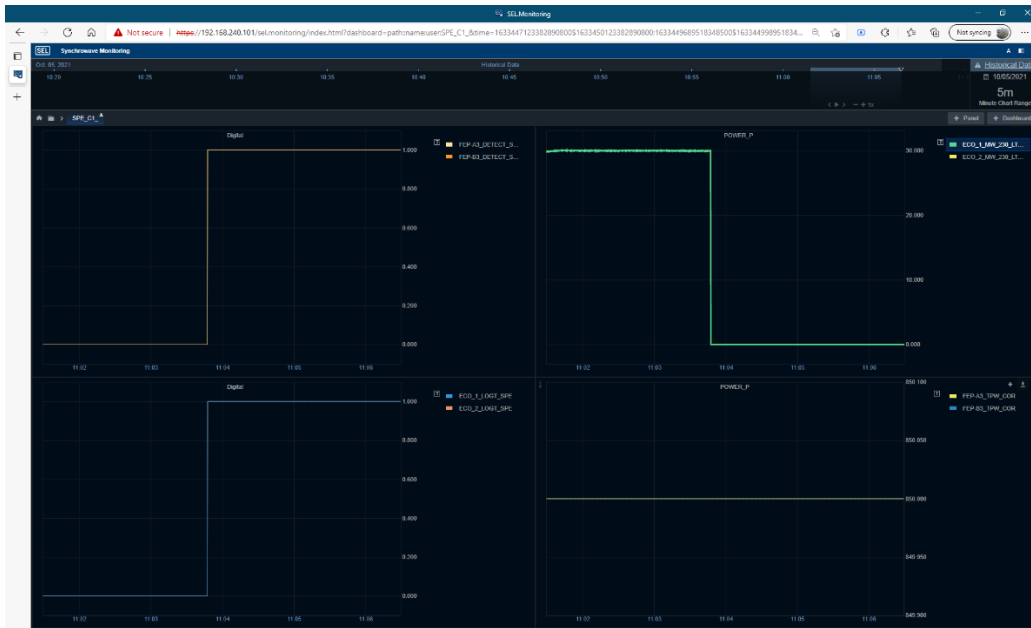


Figura 5.23. Detección de contingencia software SynchroWAVE Monitoring [45].

15. Deshabilitar la contingencia SPE-C1, luego de que ésta haya sido ejecutada.
16. Verificar cargas que hubieran sido desligadas en IHM-A y IHM-B (Pantalla “Resumen de Cargas”). La Figura 5.24 y la Figura 5.25 muestran que la carga rechazada corresponde a la indicada previamente en la Figura 5.16 y la Figura 5.17.

HMI-A

05-Oct-21 11:06:55 AM Usuario Actual

SELECCIONAR

CONFIGO SPEAR ESTADO EQUIPOS EVENTOS

SPEAR HABILITADO (MONITOREO) RAC-A

RESUMEN DE CARGAS

Sub.	#	Circuito	ESTADO DE LAS CARGAS						Disparo Previsto	Disparo
			Disponibilidad para el SPEAR	Modo de Carga (MW)	Pot. Utilizada (MW)	Pot. Forzada (MW)	Modo (Real / Forzada)	Rechazo a SPEAR		
LOCUBRA	1	LOC 1	Disponibilidad	Habilitado	25.14	2.00	Real	No	No	
	2	LOC 2	Disponibilidad	Habilitado	37.50	3.00	Real	No	No	
	3	LOC 3	Disponibilidad	Habilitado	14.38	4.00	Real	No	No	
	4	LOC 4	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	2.00	Real	No	No	
SARFANCO	5	LOC 5	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
	6	SFCO 1	Disponibilidad	Habilitado	39.54	2.00	Real	No	No	
	7	SFCO 2	Disponibilidad	Habilitado	23.13	0.00	Real	No	No	
	8	SFCO 3	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	3.00	Real	No	No	
MARANON	9	SFCO 4	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
	10	SFCO 5	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
	11	MAR 1	Disponibilidad	Habilitado	32.28	2.00	Real	No	No	
	12	MAR 2	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
CENTRO MANAJERO	13	MAR 3	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
	14	MAR 4	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
	15	CBA 1	Disponibilidad	Habilitado	49.11	0.00	Real	No	No	
	16	CBA 2	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
MONTAÑAS	17	CBA 3	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
	18	CBA 4	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
	19	CBA 5	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
	20	CBA 6	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Real	No	No	
VALLES	21	CBA 2	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	4.00	Forzada (A)	No	No	
	22	MO 1	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Forzada (A)	No	No	
	23	MO 2	No Disponibilidad	Habilitado	3.00	3.00	Forzada (A)	No	No	
	24	MO 3	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Forzada (A)	No	No	
VALLES	25	MO 4	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Forzada (A)	No	No	
	26	MO 5	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Forzada (A)	No	No	
	27	TN 1	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Forzada (A)	No	No	
	28	TN 2	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Forzada (A)	No	No	
	29	TN 3	No Disponibilidad	Habilitado	0.00	0.00	Forzada (A)	No	No	

Parámetros Concordantes (RAC-A - RAG B)

Resumen Cargas rechazadas

LEYENDA

Estado Normal: Valor realizable desde Contribuyente

Estado Forzado: Parámetro config desde HMI

Control configurable desde HMI con información de estado

Hora Recibida	Variable	Descripción	Valor	Estado	Usuario	Equipo	Comentarios
05-Oct-21 11:03:48 AM	QTS_A_PAN_LOAD_SIN(T)	Estado Carga LOC 1	0	NO DISPONIBLE			
05-Oct-21 11:03:48 AM	QTS_A_CONF_TRQDE	Ejecución Contingencia SPE-1	1	EJECUCION			
05-Oct-21 11:03:48 AM	QTS_A_PAN_LOAD_SIN(T)	Estado Carga LOC 5	1	DISPONIBLE			

Figura 5.24. Validación de correcto disparo de Cargas en IHM-A [45].

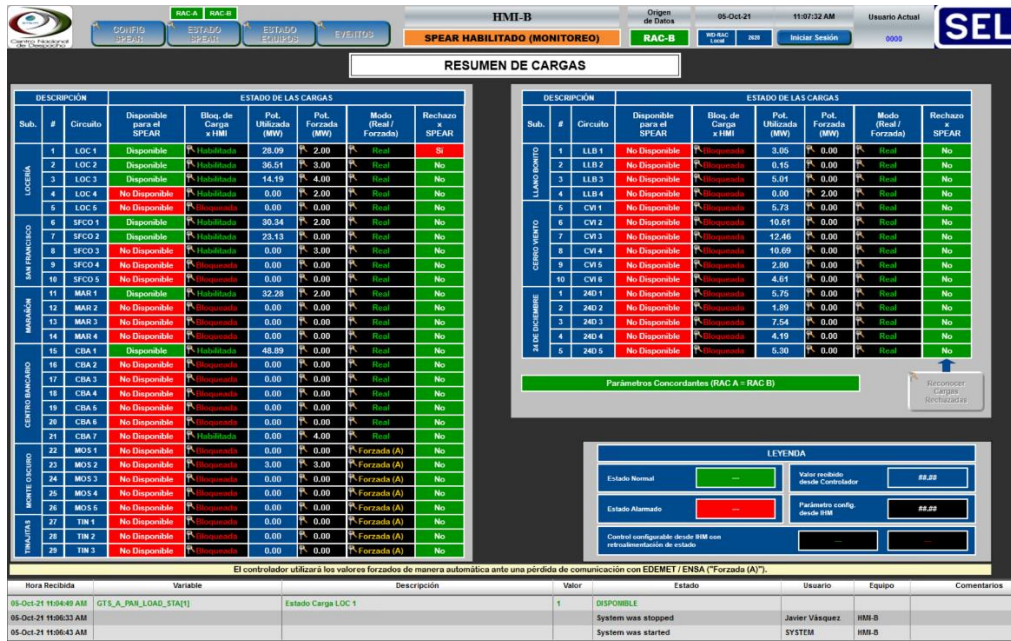


Figura 5.25. Validación de correcto disparo de Cargas en IHM-B [45].

17. Verificar el reporte de eventos generado por los controladores del SPEAR. La Figura 5.26 muestra el reporte generado por cada uno de los controladores, el cual nos da información de la operación.

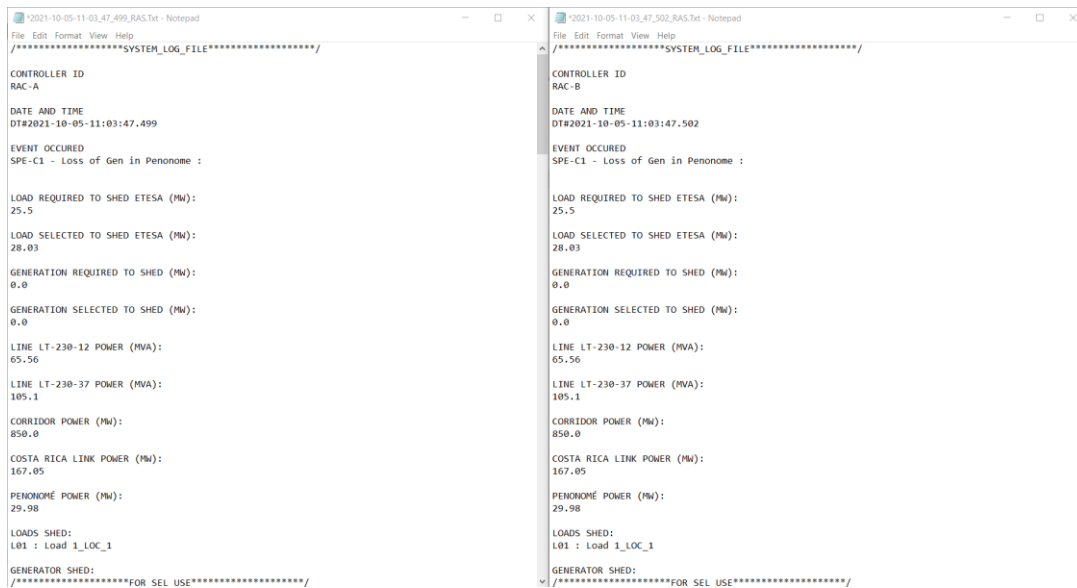


Figura 5.26. Validación de reportes emitidos por RAC-A y RAC-B [45].

18. Verificar SOE en RAC-A y RAC-B, con la validación del SOE en estos equipos se confirma que efectivamente los controladores generaron la operación, en la Figura 5.27 y la Figura 5.28 se observa que ambos controladores operaron.

<input type="checkbox"/>	Details	▼ Time Stamp	Priority	Category	Tag Name	Message
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:04:48.023		RAS	FEP2_LOAD_STA_LOC_1	In Service
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:04:48.023		RAS	FEP1_LOAD_STA_LOC_1	In Service
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:57.503		RAS	C-SPE1_GEN_POWER_ARMED	De-Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:57.499		RAS	FREEZE FLAG	De-Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:57.499		RAS	LOAD_SHED_LOC_1	De-Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:48.023		RAS	FEP2_LOAD_STA_LOC_1	Out of Service
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:48.023		RAS	FEP1_LOAD_STA_LOC_1	Out of Service
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.507		RAS	C-SPE1_ARMED	De-Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.503		RAS	FEP2_RAC_EVENT_SPE_1R_LOGT_SPE	Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.499		RAS	FREEZE FLAG	Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.499		RAS	CONT_SPE1_LOGT	Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.499		RAS	CONT_SPE1_230_SPE_Loss_of_Generation_Detected	Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.499		RAS	FEP1_RAC_EVENT_SPE_1P_LOGT_SPE	Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.499		RAS	LOAD_SHED_LOC_1	Asserted

Figura 5.27. SOE RAC-A [45].

<input type="checkbox"/>	Details	▼ Time Stamp	Priority	Category	Tag Name	Message
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:04:48.026		RAS	FEP2_LOAD_STA_LOC_1	In Service
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:04:48.022		RAS	FEP1_LOAD_STA_LOC_1	In Service
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:57.506		RAS	C-SPE1_GEN_POWER_ARMED	De-Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:57.502		RAS	FREEZE FLAG	De-Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:57.502		RAS	LOAD_SHED_LOC_1	De-Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:48.026		RAS	FEP2_LOAD_STA_LOC_1	Out of Service
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:48.022		RAS	FEP1_LOAD_STA_LOC_1	Out of Service
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.514		RAS	LOAD_SHED_LOC_1	Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.510		RAS	C-SPE1_ARMED	De-Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.506		RAS	FEP2_RAC_EVENT_SPE_1R_LOGT_SPE	Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.502		RAS	FREEZE FLAG	Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.502		RAS	CONT_SPE1_LOGT	Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.502		RAS	CONT_SPE1_230_SPE_Loss_of_Generation_Detected	Asserted
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.502		RAS	FEP1_RAC_EVENT_SPE_1P_LOGT_SPE	Asserted

Figura 5.28. SOE RAC-B [45].

19. Verificar SOE en FEP-A1, FEP-B1, FEP-A2 y FEP-B2.

20. Verificar SOE en equipos de acción asociados a las cargas que hubieran sido desligadas por el controlador y en equipos de detección. La Figura 5.29 y la Figura 5.30 muestran los tiempos registrados en los equipos de detección (se detecta la salida de la planta Penonomé) y la Figura 5.31 y la Figura 5.32 muestran los tiempos registrados en los equipos de acción (se registra el momento en que se envía la señal de disparo a las cargas).

<input type="checkbox"/>	Details	▼ Time Stamp	Priority	Category	Tag Name	Message	Ack Time Stamp	Origin
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.490		Load Shedding	LOGT_SPE_ECO_1	Asserted		SEL_RTAC
<input type="checkbox"/>	[ open ]	2021-10-05 11:03:47.474		Device Status	ESTADO 52B INT. 23B22	Asserted		SEL_RTAC

Figura 5.29. SOE ECO\_1 [45].



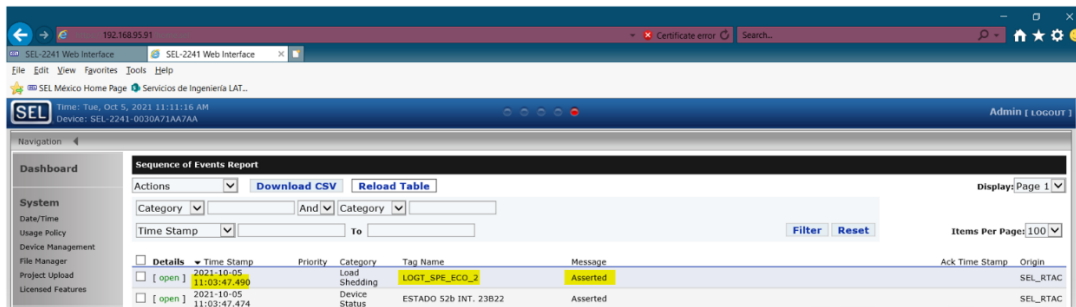


Figura 5.30. SOE ECO\_2 [45].

<input type="checkbox"/> Details	Time Stamp	Priority	Category	Tag Name	Message
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:15:01.177		Security	SystemTags.Unsuccessful_Log_On_Attempt	Admin login attempt failed
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:04:48.012		Load Status	LOAD STATUS LOC_1	In Service
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:57.517		Load Shedding	RECEPTION OF TRIP TO SHED LOC_1 (FROM FEP-B1)	De-Asserted
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:57.517		Load Shedding	RECEPTION OF TRIP TO SHED LOC_1 (FROM FEP-A1)	De-Asserted
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:48.028		Load Shedding	TRIP TO SHED LOC_1	De-Asserted
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:48.012		Load Status	LOAD STATUS LOC_1	Out of Service
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:47.533		Load Shedding	RECEPTION OF TRIP TO SHED LOC_1 (FROM FEP-B1)	Asserted
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:47.516		Load Shedding	TRIP TO SHED LOC_1	Asserted
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:47.516		Load Shedding	RECEPTION OF TRIP TO SHED LOC_1 (FROM FEP-A1)	Asserted

Figura 5.31. SOE PAN\_3 [45].

<input type="checkbox"/> Details	Time Stamp	Priority	Category	Tag Name	Message
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:04:48.018		Load Status	LOAD STATUS LOC_1	In Service
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:57.523		Load Shedding	RECEPTION OF TRIP TO SHED LOC_1 (FROM FEP-B2)	De-Asserted
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:57.523		Load Shedding	RECEPTION OF TRIP TO SHED LOC_1 (FROM FEP-A2)	De-Asserted
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:48.034		Load Shedding	TRIP TO SHED LOC_1	De-Asserted
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:48.017		Load Status	LOAD STATUS LOC_1	Out of Service
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:47.538		Load Shedding	RECEPTION OF TRIP TO SHED LOC_1 (FROM FEP-B2)	Asserted
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:47.522		Load Shedding	TRIP TO SHED LOC_1	Asserted
<input type="checkbox"/> [ open ]	2021-10-05 11:03:47.522		Load Shedding	RECEPTION OF TRIP TO SHED LOC_1 (FROM FEP-A2)	Asserted

Figura 5.32. SOE PAN\_4 [45].

La Tabla 5-1 muestra las condiciones iniciales de la prueba real, la información que muestra esta tabla es la contingencia a probar, el cálculo de carga a rechazar y el monto de carga seleccionado.

Tabla 5-1. Condiciones iniciales [45].

Contingencia	Nombre de Contingencia	Potencia (MW)	Cálculo de carga a rechazar (MW)	Monto de Carga Seleccionada (MW)
1	Pérdida PFV Penonomé LT56	29.83	25.5	27.22

Resultados:

La *Tabla 5-2* representa una descripción general de los resultados del escenario, esta tabla debe completarse revisando la pantalla Resumen de contingencia para la contingencia seleccionada.

*Tabla 5-2. Detalles de la prueba [45].*

Carga Requerida a Rechazar	Carga Seleccionada a Rechazar	Contingencia Satisfecha
25.5MW	LOC 1: 27.3	Sí

La *Tabla 5-3* se utilizará para registrar el tiempo de round-trip de la prueba real, estos son obtenidos con los SOE de los equipos de detección y acción.

*Tabla 5-3. Tiempo de ciclo de disparo de la Prueba [45].*

Contingencia		SPEAR	Acción Remedial		Total RTT
Dispositivo	Estampa de Tiempo	Estampa de Tiempo	Dispositivo	Estampa de tiempo	
ECO_1	11:03:47.490	RAC-A: 11:03:47.499	2240_PAN_3	11:03:47.516	26ms
ECO_2	11:03:47.490	RAC-B: 11:03:47.502	2240_PAN_4	11:03:47.522	32ms
Se considera prueba satisfactoria y resultado de acuerdo con lo esperado.					
Resultados de la Prueba					
<input checked="" type="checkbox"/> Aprobado		<input type="checkbox"/> Aprobado con Comentarios		<input type="checkbox"/> No aprobado	

Posterior a la puesta en servicio SEL llevo a cabo una capacitación para el personal que manejará este esquema y quienes estarán asignados a realizar adecuaciones en los parámetros de operación. En esta capacitación se explicó las contingencias implementadas, la operación de las contingencias, el uso y manejo de la IHM, realizar un análisis de eventos y como hacer uso de las herramientas que se tienen en esta implementación. También se realizó un manual de operación que sirve de guía para que cualquier operador que se incorpore pueda hacer manejo del SPEAR de acuerdo con los permisos asignados y pueda tener un control de esta implementación que le permita sacar el mayor provecho de la solución y que también le dé las herramientas para operarlo.

La puesta en servicio del SPEAR se llevó a cabo en el mes de febrero del 2021. SEL tiene un informe de que este esquema a operado 9 veces correctamente, con estas operaciones el sistema de Panamá a salvaguardado su integridad y se ha logrado mantener la estabilidad del sistema. De las operaciones que se han tenido, 1 ha sido de sobrecarga, 4 de colapso de tensión y 4 de la protección de la interconexión entre Panamá y Costa Rica. En todas estas operaciones se ha informado de un rechazo de carga o generación de acuerdo con lo esperado y que los tiempos de operación han estado muy por debajo de lo esperado.



# Conclusiones

Se puede concluir que los sistemas eléctricos de potencia actualmente suelen operar cerca de sus límites de capacidad de transmisión, esto debido a temas económicos, tecnológicos, ambientales, etc., esto abre la puerta a los esquemas de acción remedial. También con lo analizado en este trabajo, es claro que el diseño e implementación de los Esquemas de Acción Remedial toman cada vez más importancia en el control y seguridad de los sistemas eléctricos de potencia, ya que, a partir de acciones de control como rechazos de generación, rechazos de carga o cambios en la topología del sistema, son capaces de asegurar la estabilidad del sistema y su operación confiable.

Para el proyecto que tiene por nombre SPEAR Panamá, las contingencias presentadas causan inestabilidad de voltaje que podrían llevar de forma súbita a caídas de voltaje y disparos descontrolados de cargas y generadores en todo el sistema panameño, en muchos casos con consecuencias en las redes vecinas del sistema centroamericano.

El objetivo de los esquemas implementados en Panamá es permitir la operación sin limitar el despacho sólo para soportar las contingencias, y en caso de presentarse, tomar acciones remediales basados en la contingencia y estudios previos a su implementación. Las implementaciones se basan en un esquema de armado, con preselección de las cargas y generación en tiempo real dependiendo de los flujos medidos y de la contingencia detectada. El disparo debe ser lo más rápido posible para evitar la salida descontrolada de otras cargas sensibles. El sistema además puede optimizar el tiro de carga midiendo en tiempo real y seleccionando el monto correcto de carga a disparar en cada caso. El esquema centralizado además puede tomar acciones coordinadas de disparo de generación en el oeste del sistema panameño para evitar la operación de los esquemas que protegen la interconexión en el sistema de Costa Rica y que Panamá quede operando en isla.

También se puede concluir que una implementación de este tipo requiere tener una estructura, metodología y múltiples fases, y es necesario llevar a cabo cada una de ellas para tener una implementación exitosa, el no realizar una fase puede conllevar al fracaso de la implementación o una operación incorrecta en sitio.

Para este proyecto tuve la oportunidad de participar en todas las fases del proyecto, estudio, desarrollo de soluciones a las contingencias encontradas, diseño y desarrollo de implementaciones, realización de ajustes, pruebas FAT, puesta en servicio y entrenamiento; este trabajo se realizó en conjunto con un grupo de ingenieros que apoyaron en diferentes fases, pero al estar como encargado y líder del proyecto tuve una participación completa en el proyecto.

La maestría en sistemas eléctricos de potencia fue de gran ayuda para que yo pudiese lograr con éxito mi participación en cada una de estas fases, ya que el conocimiento adquirido en las materias impartidas en esta maestría me permitió entender mejor los problemas que Panamá tenía (colapso de tensión, sobrecarga, frecuencia, fallas de larga duración), cómo poder abordar estos problemas y dar una solución a ellos. Además, con el conocimiento adquirido sobre análisis de flujos de potencia, energías renovables, software para modelado, estabilidad, calidad de la energía, protecciones, etc., hicieron que yo pudiese abordar este proyecto con una mayor calidad y facilidad.

# Trabajos Futuros

Los trabajos futuros de este proyecto son:

- Durante el estudio fueron detectadas más de 15 contingencias N-1 que provocan inestabilidad o perturbaciones al sistema de Panamá. Uno de los trabajos futuros es lograr la implementación de las contingencias restantes que no fueron cubiertas en este proyecto.
- Actualmente se está trabajando en la implementación de la pérdida de una de las generadoras llamada Minera Panamá, esta implementación es relevante ya que se tienen dos generadores de 150 MW cada uno. El sistema de Panamá ya ha presentado problemas de estabilidad por la pérdida de estos generadores, por esta razón es importante lograr esta implementación.
- SEL ha realizado un análisis de eventos eléctricos más relevantes y con una gran repercusión en el sistema “Limite de transmisión interconexiones en Centroamérica bajo contingencias en SIN Panamá” [46], de este análisis se propusieron esquemas que ayuden a mantener la seguridad del sistema.
- SEL realizó un estudio de contingencias N-2 [47], que fue realizado solo considerando los casos más probables como líneas paralelas o pérdida de dos elementos de una SE. En este estudio se detectaron múltiples contingencias que pueden llevar al sistema a un punto de inestabilidad, se hizo la propuesta de múltiples soluciones y actualmente está en evaluación por parte de ETESA y CND.
- Es necesario también trabajar en un método de selección de carga y generación que tenga dos cosas importantes, que sea óptimo (una selección exacta de lo que se requiere rechazar) y no consuma un gran recurso de procesamiento del equipo donde se encuentre alojada.
- Derivado del trabajo que lleva por nombre “Esquema de acción remedial para amortiguar oscilaciones interárea” [48], se observa que este esquema puede ser aplicable para las contingencias de colapso de tensión. Es importante validar su viabilidad y eficacia para implementarlo en un sistema real como el de Panamá.

# Referencias Bibliográficas

- [1] L. López, Análisis de estabilidad de tensiones en el sistema de transmisión regional (STR), Universidad Tecnológica de Pereira, 2008.
- [2] Programa de ampliación y modernización de la RNT y RGD 2019-2033. [Online]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Planeacion/ProgramaRNT.aspx>
- [3] A. Phadke, “Synchronized phasor measurements in power systems,” IEEE Computer Applications in Power, vol. 6, no. 2, pp. 10–15, 1993.
- [4] T. Amraee, A. M. Ranjbar, B. Mozafari, and N. Sadati, “An enhanced under-voltage load-shedding scheme to provide voltage stability,” Electric Power Systems Research, vol. 77, no. 8, pp. 1038–1046, 2007.
- [5] F. Cruz, Propuesta de la Operación de Esquema de Acción Remedial por baja Frecuencia en un Sistema Eléctrico de Potencia. Benemérita Universidad Autónoma de Puebla, 2018.
- [6] Y. Gong and A. Guzmán, “Synchrophasor-based online modal analysis to mitigate power system interarea oscillation,” SEL, p. 7, 2009.
- [7] E Palma, F. Calero, P. Loza, A. Carbajal and A. Upreti, “Remedial Action Scheme Based on Synchrophasor Measurements and System Angle Difference for Peru’s 500 kV Grid”, 2016.
- [8] F. Calero, P. Loza and A. Carbajal, “GSE Experience With a Country-Wide Distributed Remedial Action Scheme for Power System Protection and Control”, 2018.
- [9] E. Alcazar, J. Juarez, P. Loza and H. Altuve, “Protection System for a Wind Generation Plant in Panama: Challenges and Solutions”.
- [10] J. Grainger, Análisis De Sistemas de Potencia. McGraw-Hill Education, 1996.
- [11] A. Berizzi, “The Italian 2003 blackout,” IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004., pp. 1673–1679 Vol.2, 2006.
- [12] D. Novosel, M. Begovic, and V. Madani, “Shedding light on blackouts,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 2, no. 1, pp. 32–43, 2004.
- [13] G. Andersson, P. Donalek, R. Farmer, N. Hatziaargyriou, I. Kamwa, P. Kundur, N. Martins, J. Paserba, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, R. Schulz, A. Stankovic, C. Taylor, and V. Vittal, “Causes of the 2003 major grid blackouts in north america and europe, and recommended means to improve system dynamic performance,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 4, pp. 1922– 1928, 2005.
- [14] P. Kundur, Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1994.
- [15] R. C. Delgado, “Estudios para la conexión de instalaciones de generación y transmisión al sistema eléctrico boliviano”, 2015.

- [16] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal, "Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [17] C. Barrera and J. Játiva, *Análisis de Estabilidad Angular en un Sistema de Laboratorio*, vol. 33, no. 1, 2014.
- [18] C. Gallardo, D. Andagoya, G. Salazar, and H. Arcos, *Análisis de Estabilidad Angular del Sistema Eléctrico Ecuatoriano con Alta Penetración Eólica*, vol. 33, no. 1, 2014.
- [19] Secretaría Nacional de Energía de Panamá, <http://www.energia.gob.pa/>
- [20] F. Trebilcock, F. Santamaría, and J. A. Alarcón, "ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN UN SISTEMA INDUSTRIAL CON GENERACIÓN PROPIA INTERCONECTADO CON EL SISTEMA DE POTENCIA," *Inf. tecnológica*, vol. 25, no. 1, pp. 77–84, 2014.
- [21] P. Anderson and A. Fouad, *Power System Control And Stability*.
- [22] J. Seppänen, J. Turunen, A.-J. Nikkilä, and L. Haarla, "Resonance of forcing oscillations and interárea modes in the nordic power system," *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1–6, 2018.
- [23] S. A. Nezam Sarmadi, V. Venkatasubramanian, and A. Salazar, "Analysis of november 29, 2005 western american oscillation event," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 6, pp. 5210–5211, 2016.
- [24] E. Martínez and A. R. Messina, "Modal analysis of measured inter-area oscillations in the mexican interconnected system: The july 31, 2008 event," *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, 2011.
- [25] M. Eremia and M. Shahidehpour, Eds., *Handbook of Electrical Power System Dynamic*. John Wiley & Sons, 2013.
- [26] IEEE/CIGRE Joint Task Force, "Definition and Classification of Power System Stability", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, Mayo, 2004.
- [27] T. v. Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, ser. Power Electronics and Power Systems. Springer US, 1998.
- [28] DELGADO ALANES ROBERTO - QUIROZ ZAMBRANA JULIO, "Análisis de Estabilidad de Tensión del Sistema Eléctrico Boliviano, UMSS, Cochabamba, Bolivia, 2010.
- [29] John E. Candelo, Gladys Caicedo, Ferley Castro, "Métodos para el Estudio de la Estabilidad de Voltaje en Sistemas de Potencia", *Univ. del Valle, Cali - Colombia*, 2008.
- [30] Approximation of P-V Characteristic Curves for Use in Maximum Power Point Tracking Algorithms.



- [31] C. A. Aguilar, J. M. Hernández, “Análisis y simulación de estabilidad transitoria en sistemas multimáquinas”, Univ. de El Salvador.
- [32] MOZINA, J. Charles. Apagones en sistemas de potencia minimizando su impacto en instalaciones de congelación industrial.
- [33] Castaño, M. R. (2009). Análisis de estabilidad de pequeña señal en el sistema eléctrico de Pereira. PhD thesis, Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Tecnologías.
- [34] NERC, “Remedial action scheme, definition development,” North American Electric Reliability Corporation, p. 10, 2014.
- [35] Criterios Mediante Los Que Se Establecen Las Características Específicas De La Infraestructura Requerida Para La Interconexión De Centrales Eléctricas Y Conexión De Centros De Carga.
- [36] A. Paul, I. Kamwa, and G. Joos, “PMU signals responses-based RAS for instability mitigation through on-the fly identification and shedding of the run-away generators,” IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1–11, 2019.
- [37] WECC, “Remedial action scheme design guide,” Western Electricity Coordinating Council, p. 26, 2016.
- [38] J. Wen, P. Arons, and W.-H. E. Liu, “The role of remedial action schemes in renewable generation integrations,” in Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2010, pp. 1–6.
- [39] O.R. Turrubiates, “Modelado de esquema de acción remedial aplicado a la industria”, 2018, pp. 10-12.
- [40] F.J. Cruz, “Propuesta de la operación de esquema de acción remedial por baja frecuencia en un sistema eléctrico de potencia”, 2018, pp. 52-64.
- [41] Subdirecciones de Transmisión, CENACE Y Distribución. “MANUAL PARA DOCUMENTAR E IMPLEMENTAR LOS ESQUEMAS DE ACCIÓN REMEDIAL (EAR) Y ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE SISTEMA (EPS)”, Manual de referencia CFE transmisión, distribución y CENACE, 28 de febrero 2013.
- [42] A. Esparza, U. Torres, “MX180126\_ESTUDIOS\_R2\_20180801”.
- [43] A. Castillo, R. Palacios, A. Esparza, J. León, U. Torres, “Voltage Collapse System Protection Increases Power Transfer Limits at the Panama Transmission System”.
- [44] <https://www.rtds.com/>
- [45] J. Echeverria, U. Torres, “MX180126 Commissioning Plan”.
- [46] A. Esparza, N. Juarez, U. Torres, “Limite de transmisión interconexiones en Centroamérica bajo contingencias en SIN Panamá”.
- [47] R. García, E. Godoy, MX190473\_CONTINGENCIAS\_DOBLES.
- [48] M. Toro, “Esquema de acción remedial para amortiguar oscilaciones interárea”.