



**UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FISICAS Y MATEMATICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA**

**MODELAMIENTO Y EJECUCIÓN DE PRUEBAS FAT DE SIPS PARA
MAXIMIZAR INYECCIÓN DE ERNC EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
UTILIZANDO PLATAFORMAS DE SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

RICHARD ANTONIO CIFUENTES HERRERA

PROFESOR GUÍA:
GUILLERMO A. JIMÉNEZ ESTÉVEZ

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
ALFREDO DE LA QUINTANA GRAMUNT

SANTIAGO DE CHILE
2015

MODELAMIENTO Y EJECUCIÓN DE PRUEBAS FAT DE SIPS PARA MAXIMIZAR INYECCIÓN DE ERNC EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN UTILIZANDO PLATAFORMAS DE SIMULACIÓN EN TIEMPO REAL

En este documento se describe el diseño de un protocolo de pruebas de aceptación en fábrica (FAT), para validar el funcionamiento de un esquema de protección especial (SIPS) antes de ser instalado en terreno. Este esquema será implementado debido a la conexión de un parque fotovoltaico y uno eólico en una línea de transmisión de doble circuito que está próxima a su límite térmico de transmisión. El SIPS tiene como objetivo aumentar la capacidad de transmisión de estas líneas, omitiendo el criterio de seguridad N-1, y protegerlas, siendo lo suficientemente rápido para actuar frente a sobrecargas de las líneas cercanas o frente a contingencias extremas.

Las pruebas serán llevadas a cabo con una plataforma de simulación en tiempo real (RTDS), utilizando un modelo del sistema eléctrico para el área involucrada, y aplicando el método de *hardware in the loop*. Las pruebas involucran verificar las señales de entrada del esquema, el funcionamiento, respuesta ante fallas/errores de equipos y una inspección general final.

El desarrollo de la memoria contempla definir el conjunto de pruebas que serán aplicadas al esquema de protección para verificar las distintas funciones estableciendo los resultados esperados, crear escenarios de simulación en la RTDS con los cuales serán aplicadas las pruebas, interconectar los equipos que son necesarios para emular las condiciones que se tendrán en terreno, para finalmente ejecutar el protocolo FAT.

Se culmina con una conclusión que involucra las ventajas de utilizar una plataforma de simulación en tiempo real para la ejecución de pruebas FAT, junto con mencionar los temas que pueden ser abordados en un trabajo futuro.

*...A mi madre Verónica
por ser mi pilar fundamental
y hacer todo esto posible.*

AGRADECIMIENTOS

Agradezco inmensamente a mi madre Verónica por el apoyo incondicional recibido todos estos años, su perseverancia y esfuerzo siempre me ha iluminado para seguir adelante e impulsarme a realizar todo lo que me proponga.

También agradezco a mis amigos, familiares, polola, compañeros, profesores y todas las personas que de una u otra forma me acompañaron en esta gran etapa de mi vida: Viviana, Bélen, Victor, JP, Xaparro, Miguel, Jamett, Nacho, Super, Huaso, Anibal, Hao, Rana, Los Caballeros, Jorry y tantos otros que me quedan por nombrar.

TABLA DE CONTENIDO

Agradecimientos	iii
Índice de tablas	vi
Índice de figuras	vi
Glosario de términos	viii
1 Introducción	1
1.1 Objetivo general	2
1.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcances	2
2 Antecedentes y marco teórico	4
2.1 Esquemas de protección sistémicos.....	5
2.1.1 Aplicaciones.....	9
2.1.2 Ejemplos en el mundo	11
2.2 Pruebas funcionales y de aceptación en fábrica de SIPS.....	15
2.2.1 Métodos de Prueba Funcionales.....	16
2.2.2 Prueba de aceptación de dispositivo.....	20
2.3 RTDS	22
2.3.1 Hardware in the Loop.....	23
2.3.2 Aplicaciones de RTDS.....	24
2.3.3 RTDS OP4500	24
3 Caso de estudio	27
3.1 Descripción del proyecto	27
3.2 Esquema de protección SIPS Taltal	29
3.2.1 Funcionamiento	30
3.2.2 Arquitectura	32
3.2.3 Señales de entrada y salida del SIPS	34
4 Metodología (desarrollo de pruebas FAT)	37
4.1 Información del proyecto	38
4.1.1 Especificaciones funcionales.....	38
4.1.2 Especificaciones técnicas y del sistema eléctrico.....	38
4.2 Modelo del SEP en Simulink	39
4.3 Protocolo de pruebas.....	41

4.3.1	Pruebas iniciales	41
4.3.2	Pruebas operacionales	45
4.3.3	Pruebas ante Contingencias	50
4.3.4	Pruebas ante Fallas Comunes.....	58
4.3.5	Pruebas ante Fallas NO Comunes	66
4.4	Diagrama de conexión	78
4.5	Escenarios de simulación	81
4.6	Ejecución de pruebas FAT	84
5	Resultado y análisis	86
6	Conclusiones.....	91
7	Trabajo futuro.....	93
8	Bibliografía	94
9	Anexos.....	95
	Anexo A: Esquema de funcionamiento SIPS Taltal	96
	Anexo B: Esquema de conexión	97
	Anexo C: Validación de modelos.....	98
	Anexo D: Hoja de Registro de Pruebas FAT.....	102

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1: Estados no válidos en interruptores.....	68
Tabla 4.2: Estados especiales no válidos interruptores.....	68
Tabla 4.3: Número de canales de E/S	80
Tabla 5.1: Resultados Pruebas Iniciales	86
Tabla 5.2: Resultados pruebas operacionales.....	87
Tabla 5.3: Resultados Pruebas ante Contingencias	87
Tabla 5.4: Resultados Pruebas ante Fallas comunes	88
Tabla 5.5: Resultados Pruebas ante Fallas NO comunes	89

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Arquitecturas SIPS.....	8
Figura 2.2: Esquema de sobrecarga.....	11
Figura 2.3: Esquema de separación de sistema contra inestabilidad de ángulo de pequeña señal.....	12
Figura 2.4: Esquema de deprendimiento de carga por sub-voltaje.....	13
Figura 2.5: SPS Polpaico - cerro navia	14
Figura 2.6: Pruebas de caja negra.....	17
Figura 2.7: Pruebas de caja blanca	18
Figura 2.8: pruebas top-down.....	19
Figura 2.9: Simulación HIL	24
Figura 2.10: Esquemático OP4500.....	25
Figura 3.1: Diagrama Unilineal simplificado de la zona	28
Figura 3.2: Arquitectura conceptual sips taltal	33
Figura 3.3: Detalle arquitectura SIPS – TALtal	34
Figura 4.1: Diagrama de flujo metodología.....	37
Figura 4.2: Modelo reducido del SIC en Simulink.....	40
Figura 4.3: Radiación en parque fotovoltaico	43
Figura 4.4: Velocidad del viento en parque eólico	44
Figura 4.5: Potencia aproximada por generador	44
Figura 4.6: Simulación de un día de operación	45
Figura 4.7: Respuesta del sistema en prueba 2.1	46
Figura 4.8: Respuesta del sistema en prueba 2.2	47
Figura 4.9: Respuesta del sistema en prueba 2.3	48
Figura 4.10: Respuesta del sistema en prueba 2.4	49
Figura 4.11: Respuesta del sistema en prueba 3.1.1.....	51

Figura 4.12: Respuesta del sistema en prueba 3.1.2.....	52
Figura 4.13: Respuesta del sistema en prueba 3.2.1.....	53
Figura 4.14: Respuesta del sistema en prueba 3.2.2.....	54
Figura 4.15: Respuesta del sistema en prueba 3.3.1.....	55
Figura 4.16: Respuesta del sistema en prueba 3.3.2.....	56
Figura 4.17: Respuesta del sistema en prueba 3.4.1.....	57
Figura 4.18: Respuesta del sistema en prueba 3.4.2.....	58
Figura 4.19: Respuesta del sistema en prueba 4.1	59
Figura 4.20: Respuesta del sistema en prueba 4.3	61
Figura 4.21: Respuesta del sistema en prueba 4.10.....	64
Figura 4.22: Respuesta del sistema en prueba 4.11.....	65
Figura 4.23: Corriente medida por el SIPS en prueba 5.1	67
Figura 4.24: Respuesta del sistema en prueba 5.4	69
Figura 4.25: Respuesta del sistema en prueba 5.9	72
Figura 4.26: Respuesta del sistema en prueba 5.10.....	73
Figura 4.27: Respuesta del sistema en prueba 5.11.....	74
Figura 4.28: Respuesta del sistema en prueba 5.12.....	75
Figura 4.29: Escenario continuado de simulación	76
Figura 4.30: Transductor OP8660.....	78
Figura 4.31: Esquemático de relé de contacto seco	78
Figura 4.32: Amplificador de voltaje	79
Figura 4.33: Amplificador de corriente	79
Figura 4.34: Switch de comunicación	79
Figura 4.35: Esquema de conexión SIPS – Sistema emulado	80
Figura 4.36: Modelo - Sistema principal	82
Figura 4.37: Modelo - Subsistema maestro.....	82
Figura 4.38: Modelo – Consola.....	83

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- CP: Carrera Pinto
- DDA: Diego de Almagro
- EDAG: Esquema de Desprendimiento Automático de Generación
- ERNC: Energías Renovables No Convencionales
- ERAG: Esquema de Reducción Automático de Generación
- E/S: Entradas y Salidas
- FAT: Factory Acceptance Test (Pruebas de Aceptación en Fábrica)
- HMI: Human Machine Interface
- PP: Paposo
- RAS: Remedial Action Schemes (Esquemas de Acción Correctiva)
- RTU: Remote Terminal Unit (Unidad Terminal Remota)
- SAT: Site Acceptance Test (Pruebas de Aceptación en Sitio)
- SEP: Sistema Eléctrico de Potencia
- SIC: Sistema interconectado central.
- SIPS: System Integrity Protection Schemes (Esquemas de Protección de la Integridad del Sistema)
- S/E: Subestación Eléctrica
- SPS: Special Protection Schemes (Esquemas de Protección Especial)

1 INTRODUCCIÓN

Con la creciente incorporación de energías renovables a partir de fuentes no convencionales al sistema eléctrico de potencia chileno, surge la necesidad de ampliar el sistema de transmisión para aprovechar al máximo esta disponibilidad de energía. Tal ampliación de la transmisión requiere grandes proyectos de inversión e involucra mucho tiempo para su construcción. Esto se puede postergar optimizando las instalaciones que actualmente se tienen disponibles, incorporando nuevas tecnologías al sistema eléctrico.

En este contexto, la empresa ENEL Chile Limitada ha construido un parque eólico con capacidad de 100 MW y un parque fotovoltaico de 60 MW en el extremo norte del SIC. Los proyectos se conectan a la línea de doble circuito Paposo – Diego de Almagro en 220 kV. Dicha línea se utiliza actualmente para evacuar la energía de una central térmica conectada en la S/E Paposo.

La incorporación de estos proyectos ERNC pueden generar situaciones de congestión en régimen permanente o en situaciones de contingencias en la línea Paposo – Diego de Almagro o en la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto.

Por esta razón se solicita a la empresa CONECTA la implementación de un esquema de protección del tipo SIPS EDAG/ERAG que evite la congestión en dichas líneas y pueda aumentar la transmisión relajando el criterio N-1.

Para asegurar el buen funcionamiento y calidad del esquema de protección, éste se someterá a pruebas de aceptación en fábrica (FAT), con el objetivo de verificar el cumplimiento de todo lo establecido en las especificaciones técnicas del SIPS.

Las pruebas FAT serán diseñadas utilizando una plataforma de simulación en tiempo real (RTDS) con la cual se logra modelar el sistema eléctrico de potencia y emular las condiciones de manera muy similar a como sería en la realidad. Esta técnica es ampliamente utilizada a nivel mundial para el desarrollo de pruebas funcionales a variados equipos para sistemas eléctricos. Se utilizará el método *hardware in the loop*, que permite que el SIPS realice acciones directamente sobre el sistema emulado y a su vez ver la respuesta de éste.

En este documento se pretende mostrar el diseño, la ejecución y los resultados de las pruebas FAT sobre un SIPS real, que será implementado en el sistema de eléctrico de potencia, haciendo uso de plataforma RTDS y otros equipos para emular las condiciones reales de operación.

1.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo general de este trabajo es definir, modelar y ejecutar las pruebas FAT aplicadas a un SIPS real, utilizando una plataforma de simulación en tiempo real.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos de esta memoria se resumen en los siguientes puntos:

- Estudiar y entender todos los conceptos involucrados en la memoria, junto con identificar los criterios usados para la aplicación de pruebas FAT a equipos.
- Definir un protocolo de pruebas al que será sometido el SIPS, en base a las especificaciones de diseño y características que debe aprobar para ser instalado en terreno (particularmente en el Sistema Interconectado Central).
- Modelar los distintos escenarios de pruebas en el software MATLAB – Simulink que serán cargados en la plataforma de simulación en tiempo real OPAL.
- Confeccionar una planilla estilo *checklist* que será utilizado al momento de la ejecución de las pruebas FAT, junto con su respectivo documento informativo con el detalle de cada prueba a aplicar.
- Ejecución de las pruebas FAT al SIPS en cuestión en las oficinas de la empresa CONECTA.
- Documentar los resultados obtenidos (pruebas aprobadas/rechazadas) y simulaciones efectuadas al sistema simulado viendo su comportamiento sin SIPS y con SIPS, bajo los escenarios modelados.

1.3 ALCANCES

Dentro de los alcances de la memoria están:

- El protocolo de pruebas será confeccionado en conjunto con especialistas de la CONECTA, de tal manera de incorporar sus propios requerimientos y se definan pruebas que no serán efectuadas con la plataforma de tiempo real, las cuales no tendrán mayor detalle.
- La elaboración del modelo eléctrico será confeccionado y validado por una empresa especializada externa. No se harán modificaciones estructurales de este modelo y sólo se tiene contemplado ajustar estados de operación del sistema (generación, carga, estado interruptores) tal de ejecutar las pruebas contenidas en el protocolo.

- La incorporación de modificaciones en el estado de operación del sistema modelado no considera una nueva validación dinámica del modelo.
- Dentro del documento no se someterá a juicio el funcionamiento del SIPS, ya sea en las variables que monitorea, cómo las utiliza o acciones ejecutadas, enfocándose solamente en si se cumple lo establecido en las especificaciones de diseño del esquema.

2 ANTECEDENTES Y MARCO TEÓRICO

Chile, por ser un país largo y angosto, tiene una red eléctrica de tipo radial con largas líneas de transmisión y consumos alejados de las fuentes de generación. Esto hace que existan muchas de estas líneas que están próximas a su punto de congestión, respetando el criterio de seguridad N-1.

Con la creciente penetración de energías renovables en algunas zonas del país, muchas líneas estarán superando su límite de transmisión en relación a la potencia instalada de los proyectos. Esto quiere decir que, bajo ciertas condiciones medioambientales (alta velocidad del viento y alta radiación), la línea que fue diseñada para un tipo de generación constante, no daría abasto en algunos periodos de tiempo. Por esta razón es necesario tomar medidas para permitir el ingreso de nuevas fuentes de energía, sin afectar la seguridad del suministro.

Una opción sería la construcción de nuevas líneas de transmisión, paralelas a las ya existentes. Pero dado que la potencia proveniente de fuentes renovables no son constantes y un proyecto de este tipo necesita una gran inversión, esta solución no es económicamente conveniente, teniendo líneas con capacidad muy por sobre la potencia transmitida en ciertos periodos de tiempo.

Otra solución es gestionar la energía de los nuevos parques de generación renovable, aplicando un ERAG, tal que las líneas nunca sobrepasen su límite de transmisión. Esto se puede hacer con Esquemas de protección especial (SPS) o Esquemas de protección de la integridad del sistema (SIPS). Con estos esquemas se pueden detectar condiciones anormales en el sistema y tomar decisiones correctivas, para llevarlo a un estado deseado pre-planificado, que para este caso corresponde a no congestionar las líneas de transmisión. Adicionalmente, por su rápida respuesta, con estos esquemas de protección se puede superar el criterio N-1 incrementando significativamente la capacidad de transmisión de las líneas, sin pasar a llevar la seguridad del sistema.

Como requisito para que estos SPS se instalen en el sistema es necesario someterlos a pruebas de aceptación, y con ello verificar que se cumplan todos los requisitos según las especificaciones para las cuales fueron diseñados. Las pruebas que exige el CDEC-SIC para la instalación de equipos son de 2 tipos; pruebas de aceptación en terreno (SAT) y pruebas de aceptación en fábrica (FAT). Como su nombre lo dice, las pruebas SAT se realizan en el lugar donde se instalará el equipo, mientras que las FAT se realizan donde se fabrica el equipo.

Las pruebas FAT se llevan a cabo antes de la instalación del equipo y su función es comprobar que el equipo en cuestión cumple con las especificaciones de diseño y que es completamente funcional. En estas pruebas también se incluye la verificación

de la integridad del equipo, requisitos estructurales e inspección final. Mientras más completas sean las pruebas FAT, el trabajo posterior en terreno se ve enormemente reducido, pues al corregir la mayor cantidad de errores en fábrica se disminuyen los costos en mano de obra y el tiempo involucrado al ejecutar las SAT.

Una herramienta para la aplicación de pruebas FAT, que está teniendo mucho auge a nivel mundial es el uso de plataformas de simulación en tiempo real (RTDS por su sigla en inglés *Real Time Digital Simulator*). Con estas plataformas se puede simular el sistema eléctrico en estudio intercambiando información en tiempo real, a través de distintos canales de comunicación (análogos, digitales y ethernet). Con esto se tiene un enorme avance, pues se pueden emular prácticamente las mismas condiciones que se verían en terreno (dependiendo de la calidad del modelo diseñado), conectando el equipo y someterlo a distintas situaciones para verificar su funcionamiento junto con ver la respuesta del sistema frente a acciones de control dictadas por el equipo.

Estos RTDS proporcionan un gran avance al momento de querer externalizar lo que se tiene en un modelo computacional. Nos proporciona la posibilidad de someter un equipo a condiciones muy específicas que ni siquiera pueden ser logradas en las pruebas en terreno, como por ejemplo, analizar la respuesta frente a una contingencia extrema, cuya acción no puede ser ejecutada en el sistema real. Adicionalmente, se puede ver la respuesta frente a fenómenos dinámicos ocurridos en el sistema. Cabe mencionar que el modelo del sistema diseñado debe ser validado, pues mientras más acabado sea el modelo, mayor será la semejanza con el sistema real y mejores resultados se tendrán al aplicar las pruebas FAT.

2.1 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN SISTÉMICOS

Un SIPS (sigla en inglés de *System integrity protection schemes*) son esquemas instalados para proteger la integridad del sistema eléctrico de potencia o secciones estratégicas de él. Estos esquemas de protección están pensados bajo el concepto de que toda perturbación en el sistema tiene un efecto a nivel global más que local. Es por esto que los sistemas de protección deben tomar acciones correctivas a nivel global, conociendo el comportamiento global del sistema.

A continuación se muestran 2 definiciones de un SIPS:

- [IEEE - CIGRE] Un SIPS es un sistema de protección diseñado para detectar una condición particular de un sistema eléctrico que se sabe puede causar un stress inusual e indeseado en dicho sistema y para tomar algún tipo de acción predeterminada para contrarrestar la condición observada, de alguna manera controlada. En algunos casos, un SIPS es diseñado para detectar una condición del sistema que se sabe causante de inestabilidades, sobrecarga, colapso de voltaje, etc. La acción de control puede ser la apertura de una o más líneas, desconexión o

reducción de generación, desprendimiento de carga o cualquier medida que alivie el problema. [1]

- [North American Electric Reliability Corporation, NERC.] Un SIPS es un sistema diseñado para detectar condiciones anormales del SEP y tomar acciones correctivas pre-planificadas (además de aislar el o los elementos en falla) para permitir que el SEP se desempeñe aceptablemente. [2]

Los SIPS son aplicados al sistema completo o a determinadas partes de éste, con el fin de preservar su estabilidad, mantener la conectividad total del sistema y/o para evitar serios daños al equipamiento durante grandes eventos o contingencias. De igual forma, pueden ser usados para múltiples propósitos, como automatizar un área del sistema o que los generadores y/o consumos se comporten de un determinado modo, dependiendo las condiciones del sistema.

Estos sistemas de protección difieren de los sistemas de protección convencionales pues estos últimos protegen a equipos específicos (línea, transformador, generador, barra, etc.) mientras que los SIPS contemplan la protección del sistema en su conjunto, ya sea local como globalmente, dependiendo del alcance contemplado.

Por lo tanto, los SIPS pueden requerir múltiples dispositivos de detección y actuación que se distribuyen en una amplia zona y utilizan de manera importante servicios de comunicación.

Estos sistemas de protección sistémicos están pensados para que ejecuten su toma de decisiones en tiempos del orden de milisegundos, con estos proporcionan una rápida acción a los dispositivos de actuación involucrados que dan solución al problema en cuestión.

Por otro lado, existen los SPS (sigla en inglés de *Special Protection Schemes*) que son sistemas de protección automáticos diseñados para detectar anomalías o predeterminar condiciones del sistema y tomar acciones correctivas distintas y/o aislar componentes con fallas para mantener la confiabilidad del sistema. Tal acción puede incluir cambios en la demanda, generación (MW, MVAR) o configuración del sistema. Esto no incluye desconexión de carga por bajo voltaje o baja frecuencia, aislar fallas o reconexión *out of step*. Estos esquemas son también llamados RAS (sigla en inglés de *Remedial Action Schemes*) por su acción correctiva frente a contingencias del sistema.

En términos más generales un SIPS involucra SPS, RAS y sistemas adicionales tales como sub-frecuencia, sub-voltaje, reconexión fuera de paso, etc.

La arquitectura de un SIPS se puede describir por la localización física de los dispositivos de detección, toma de decisiones y control, que constituyen el esquema y el grado de impacto que éste tiene sobre el sistema eléctrico de potencia. De esta

manera, la arquitectura de un SIPS refleja el tipo de impacto que el esquema tendrá sobre distintos sistemas:

A. Local

- i. Distribución: Para este tipo de SIPS, la arquitectura es simple. Los equipos a menudo tienen funciones muy limitadas o específicas. Todos los dispositivos involucrados se encuentran normalmente dentro de una subestación de distribución. El funcionamiento afecta en general, sólo una parte muy limitada del sistema de distribución, tales como un alimentador radial o red pequeña.
 - ii. Transmisión: En este tipo de SIPS, todos los dispositivos involucrados se encuentran normalmente en una subestación de transmisión. El funcionamiento de este tipo de SIPS generalmente afecta sólo a una sola empresa de pequeña potencia, o porción de una zona más grande, con un impacto limitado en sistemas interconectados vecinos. Esta categoría incluye SIPS con impacto en la generación de las instalaciones.
- B. Subsistema: SIPS de este tipo son más complejos e implican la detección de múltiples parámetros y estados del sistema. La información puede ser recogida a nivel local y desde ubicaciones remotas. La toma de decisiones y funciones lógicas se realizan en un solo lugar. Las instalaciones de telecomunicaciones son generalmente necesarias tanto para recabar información como para iniciar acciones correctivas a distancia. El funcionamiento de SIPS de este tipo tiene un impacto significativo en varias empresas del sistema, abarcando más que una empresa de servicios, propietario de sistema de transmisión o instalación de generación.
- C. Sistema amplio: SIPS de este tipo son los más complejos e implican varios niveles de equipamiento, toma de decisiones y telecomunicaciones. Estos tipos de esquemas recogen datos locales y de telemetría desde múltiples ubicaciones y pueden iniciar acciones correctivas multinivel consistentes con los requerimientos del sistema eléctrico en tiempo real. Estos esquemas suelen tener lógica multinivel para los diferentes tipos y capas de contingencias del sistema de potencia o escenarios de interrupción. La operación de un SIPS de este tipo tiene un impacto significativo en un sistema interconectado completo o una porción del mismo, que comprende varios actores del sistema, posiblemente incluyendo interconexiones entre países vecinos o estados.

La no operación de un SIPS cuando es necesario o que tenga un funcionamiento indeseado tendrá un impacto adverso en el sistema eléctrico de potencia. Por lo tanto, el diseño de estos esquemas puede involucrar redundancia o algunas funciones de apoyo, y en función de los requisitos de seguridad del sistema éstos pueden o no ser implementados.

Los SIPS se pueden clasificar según la función del sistema en términos de objetivos o tiempos de funcionamiento. Un tipo de clasificación es la arquitectura plana y la jerárquica.

- A. Arquitectura plana: en esta clasificación los elementos de medición y de operación del SIPS están por lo general en el mismo lugar. La decisión y acción correctiva puede necesitar un enlace de comunicación para recopilar información remota y/o para iniciar acciones.
- B. Arquitectura jerárquica: varios pasos están involucrados en la acción correctiva de SIPS de esta clase. Por ejemplo, la medición local y/o una serie de parámetros predeterminados en varios lugares se transmiten a múltiples lugares de control. Dependiendo de la intención del esquema, la acción inmediata puede ser tomada y su posterior análisis realizado. Entonces el propósito del esquema sería manejar la lógica, el diseño y las acciones. La lógica típicamente implica el uso de nomogramas de operación, estimación de estado y análisis de contingencias.

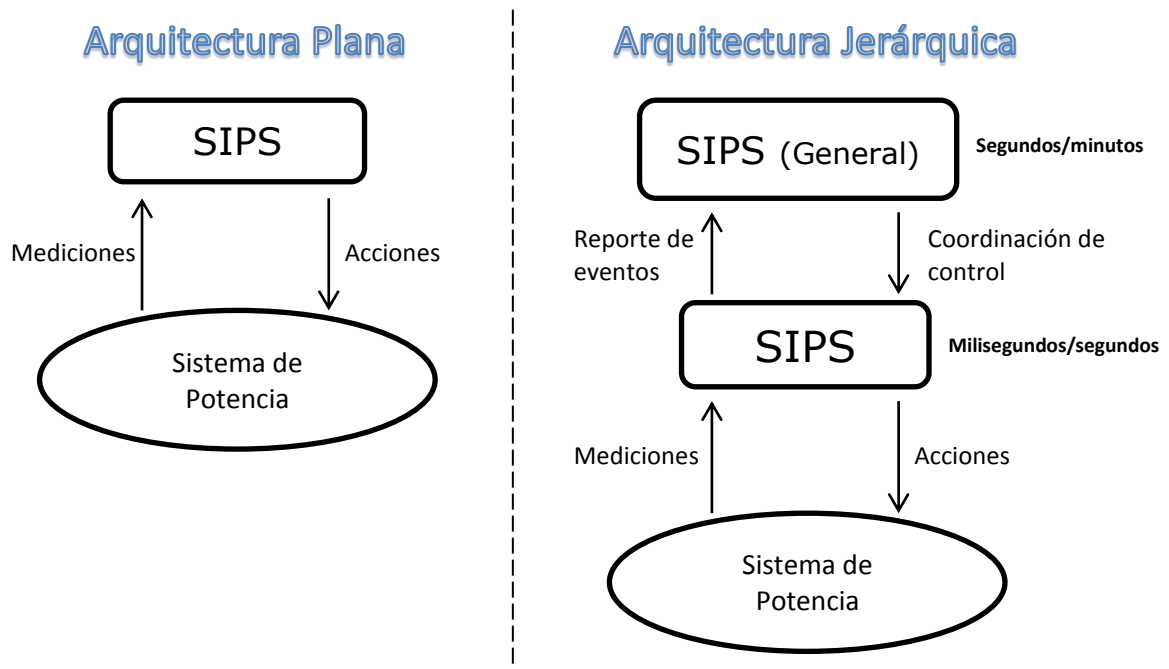


FIGURA 2.1: ARQUITECTURAS SIPS

La principal diferencia entre las dos arquitecturas que se muestran en la figura 2.1 es la necesidad de proporcionar información entre las estaciones o entre la medición y dispositivos de conmutación con el fin de añadir la coordinación de control desde la vista superior y más amplia del sistema. Un esquema jerárquico puede implicar varias capas e implicará la comunicación fuera de la subestación donde un esquema plano implica una sola capa de decisiones y acciones. Además, se puede apreciar que en los esquemas jerárquicos el rango de tiempo es notoriamente distinto entre el SIPS general y el local.

En algunos esquemas, la acción es inmediata y debe satisfacer el propósito instantáneamente, por lo tanto, el esquema lógico puede implicar mayores márgenes para las acciones tomadas. Otros esquemas pueden tener una naturaleza más adaptativa, que emplean monitorear la respuesta del sistema para la acción de control. Esta implementación requiere comunicación. Si la acción inmediata no es suficiente para detener la progresión de la falla, entonces se requiere análisis y acciones adicionales.

Otra clasificación de SIPS es el concepto de arquitectura centralizada o distribuida.

- A. Centralizada: toda la información proveniente de las estaciones y terminales remotas es llevada a un punto central. Por lo tanto, la decisión y la acción correctiva del SIPS son implementadas en el controlador en una determinada ubicación. La decisión y acción correctiva puede necesitar enlace de comunicación para recoger información remota y/o para iniciar acciones.
- B. Distribuido: la decisión y las acciones correctivas del SIPS se implementan en controladores instalados en diferentes lugares. La función de protección integral del sistema puede ser realizado por una operación coordinada de controladores distribuidos que tienen funciones de decisión y acción correctiva. La decisión y acción correctiva puede necesitar un enlace de comunicación para recoger información remota y/o para iniciar acciones.

2.1.1 APLICACIONES

Los tipos de aplicaciones del SIPS pueden variar en función de la topología de la red eléctrica. Las características del sistema de potencia pueden influir en los tipos de métodos de mitigación, como también puede haber diferentes puntos de vista sobre la aceptabilidad del tipo de aplicación. Por ejemplo, el uso de un SIPS para desconexión de generación para equilibrar el rendimiento de la red puede ser visto como inaceptable para ciertos niveles de contingencias en un sistema, pero una práctica común en otro sistema interconectado.

A continuación se muestra una lista de los métodos de mitigación de sistemas de potencia y los principales factores que influyen en el tipo de SIPS aplicado, que prevenga una pérdida de la integridad del sistema. Nombres y/o las definiciones del SIPS pueden variar desde un sistema de potencia al siguiente o desde un área de control a la siguiente. Sin embargo, estos esquemas tienen por objeto hacer frente a las limitaciones del sistema o cuando las restricciones podrían ocurrir como resultado de un aumento de los límites de transferencia.

- Rechazo de generación
- Rechazo de carga
- Desprendimiento de carga por sub-frecuencia
- Desprendimiento de carga por sub-voltaje

- Mitigación adaptativa de carga
- Disparo de protección por escalón
- Esquema de alerta avanzado por inestabilidad de tensión
- Esquema de alerta avanzado por estabilidad angular
- Mitigación de sobrecarga
- Mitigación de congestión
- Separación de sistema
- Balance de carga y generación
- Conmutación de capacitor paralelo
- Control de posición de tap
- Control de SVC/STATCOM
- Control de válvula de turbina
- Control de HVDC
- Control de estabilidad en sistema de potencia
- Excitación discreta
- Freno dinámico
- Disminución de generación (*runback*)
- Derivación de capacitor serie
- Partida en negro de turbina a gas
- Control secundario automático
- Seccionamiento de barra

Con esta lista se puede seleccionar la acción que se quiere que el SIPS ejecute, proporcionando una clasificación de los tipos de aplicaciones que tienen estos esquemas.

En general, la propagación de perturbaciones involucra uno o más fenómenos/problemas del sistema de potencia. Las aplicaciones enlistadas anteriormente son usadas en el diseño de SIPS para proteger el sistema contra los siguientes problemas:

- Congestión
- Perturbación de pequeña señal
- Inestabilidad transitoria
- Inestabilidad de frecuencia
- Inestabilidad de voltaje
- Sobrecarga térmica

Una de las aplicaciones que resulta interesante para sistemas de potencia radial, con largas líneas de transmisión, es el aumentar el límite de la potencia a transportar por estas líneas al superar el criterio de seguridad N-1, permitiendo la entrada de más centrales de generación sin tener la necesidad de ampliar el sistema de transmisión en el futuro cercano. En estos casos, el SIPS actúa lo suficientemente rápido frente a contingencias y/o sobrecargas, desconectando o

reduciendo generación de alguna central, para mantener la seguridad del sistema en todo momento. [3]

2.1.2 EJEMPLOS EN EL MUNDO

Actualmente existen diferentes esquemas de protección que describen aplicaciones específicas y niveles de complejidad asociada, a lo largo de los sistemas eléctricos de potencia en el mundo. Algunos de estos ejemplos serán descritos en esta sección, según su aplicación específica.

2.1.2.1 Mitigación de sobrecarga

En la figura 2.2 se puede ver un esquema aplicado un sistema de potencia. En él se puede ver que existen dos áreas de generación y consumo conectadas por 2 líneas de transmisión de doble circuito. En los periodos de máximo consumo, existe flujo de potencia hacia el área de la izquierda y si uno de los circuitos de las líneas no está disponible, el otro se sobrecarga. Para este caso, el esquema detecta el corte de la línea y la sobrecarga del circuito por lo que ejecuta acciones correctivas. Las acciones correctivas incluyen el equilibrio de los flujos de carga y generación, incluyendo disminución de generación en un lado y aumento en el otro y desprendimiento de carga, entre otras medidas. Todo esto para evitar daños en el circuito de línea sano. [1]

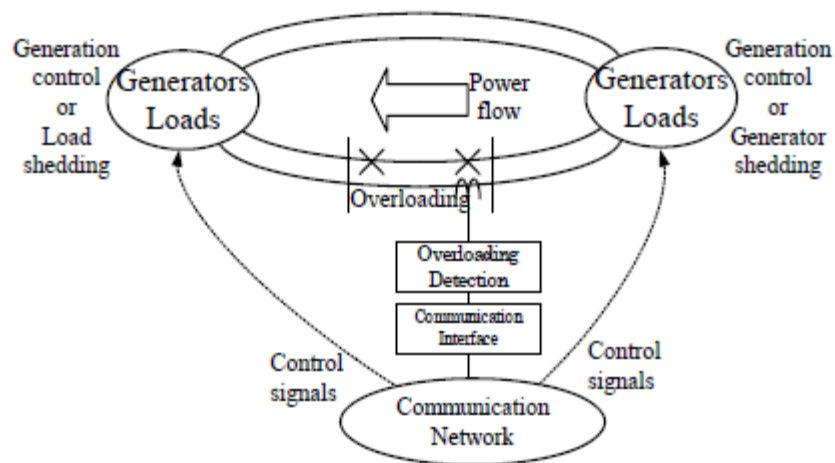


FIGURA 2.2: ESQUEMA DE SOBRECARGA

2.1.2.2 Esquema de separación de sistema contra inestabilidad de ángulo de pequeña señal

Este SIPS se implementa para iniciar una separación del sistema cuando se detecta inestabilidad de ángulo de pequeña señal causada por muy graves pero raras contingencias. El esquema se basa en la observación de la diferencia de

ángulo de fase entre las subestaciones, y separa el subsistema "Western generator group" del sistema principal en caso de detectar inestabilidad.

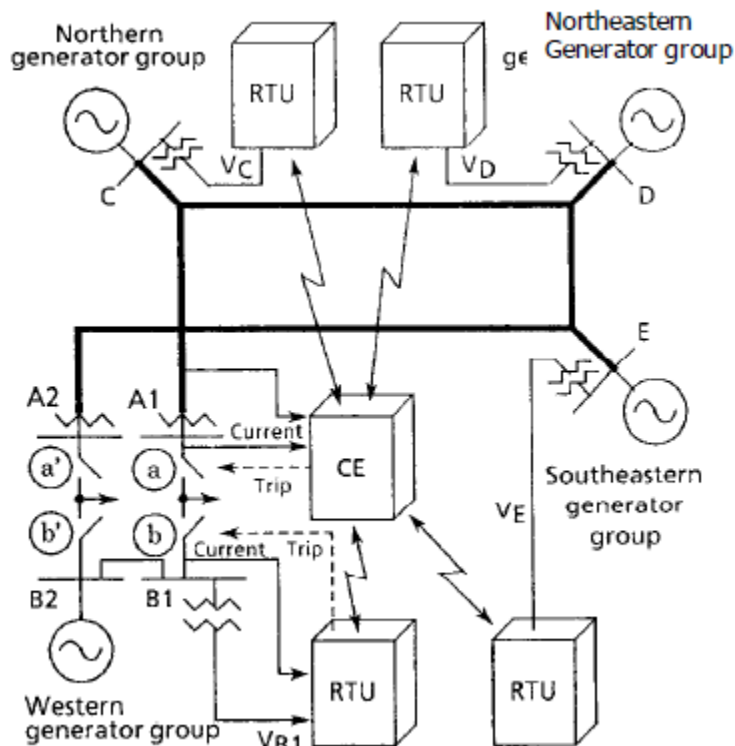


FIGURA 2.3: ESQUEMA DE SEPARACIÓN DE SISTEMA CONTRA INESTABILIDAD DE ÁNGULO DE PEQUEÑA SEÑAL

El SPS del esquema mostrado en la figura 2.3 es un sistema totalmente redundante compuesto de dos sistemas de desconexión idénticos con el fin de separar dos sistemas de energía de 275 kV. Cada sistema tiene un equipo central (CE) instalado en una subestación de 500kV cerca del subsistema "Western generator group", tres Unidades Terminales Remotas (RTU) instaladas en tres subestaciones ubicadas cerca de los subsistemas "Northern generator group", "Northeastern generator group" y "Southeastern generator group" y una RTU instalada en una subestación de 275 kV cerca del subsistema "Western generator group". CE y RTUs están conectados con topología en estrella a través de un canal de comunicación de microondas sincronizada vía GPS. [1]

2.1.2.3 Esquema de desprendimiento de carga por sub-voltaje

La figura 2.4 describe un ejemplo un esquema de protección de desprendimiento de carga por bajo voltaje en un sistema (conocido como EDAC). Este EDAC se compone de unidades de monitoreo y detección (MJ en la figura) instalados en cuatro subestaciones de 500 kV, que monitorean la tensión en esas barras, y unidades de desprendimiento de carga (LS en la figura) instalados en varias subestaciones de 275 o 154/66 kV. Las unidad MJ están conectadas entre sí a

través de un canal de comunicación de microondas, y a su vez las unidades LS están conectadas a una unidad MJ también por un canal de comunicación de microondas. A largo plazo la detección del colapso de tensión está diseñada para monitorear la red principal de 500 kV. En esta aplicación los voltajes de 275 kV o inferiores están regulados por intercambiadores automáticos de tap en transformadores de 500/275 o 154.

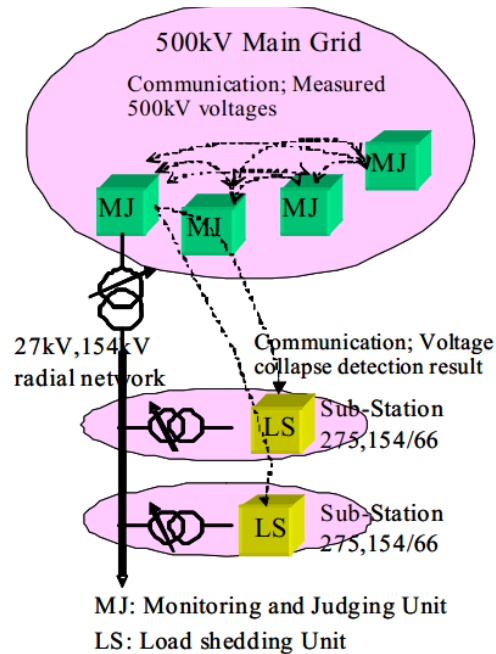


FIGURA 2.4: ESQUEMA DE DEPENDIMIENTO DE CARGA POR SUB-VOLTAJE

Para el propósito de la seguridad, el SPS utiliza la lógica de toma de decisión de 3 de cada 4 unidades MJ. No se utilizan información proveniente de SCADAs, la lectura es directa. Los MJ detectan colapsos de voltaje lentos (del orden de 10 segundos a minutos) utilizando valores $\Delta V/\Delta t$ inusuales obtenidos con el método de cálculo de mínimos cuadrados para un conjunto de valores de voltaje. Colapsos de tensión rápidos también pueden ser detectados por cálculo de $\Delta V/\Delta t$ con una segunda ventana de datos.

El SPS puede ser categorizado como un control de retroalimentación, lo que significa que las unidades de monitoreo y acción seguirán operando hasta que se detecte la recuperación de la condición de sub-voltaje. [1]

2.1.2.4 Aumentar capacidad de transmisión superando el criterio de seguridad N-1 (Chile)

En este caso, el requerimiento de este SPS se genera por la necesidad de incrementar las transferencias en la línea de doble circuito Polpaico-Navia más allá del criterio N-1, cuando dicho flujo se produce en la dirección Polpaico-Navia.

La necesidad de incremento se debe a una situación altamente probable de baja hidrología en la zona sur (a la fecha de implementación de este esquema), lo que obliga a suministrar energía a la zona central (capital) con energía disponible y generada en la zona norte. De no incrementarse esta transferencia, la zona central podría verse expuesta a una situación de racionamiento. La transferencia puede ser incrementada más allá del criterio N-1, pero, en la eventualidad de la apertura de uno de los circuitos en esta condición de operación, esta situación conduciría a sobrecargas en el circuito que queda en servicio, las que no podrían ser reducidas mediante operaciones manuales, por cuanto dicha reducción de las sobrecargas requiere ejecutar acciones de control complejas y prácticamente simultáneas que involucran desprendimiento de carga, reducción/incremento de generación y cambios topológicos en la red eléctrica de la zona de influencia del SPS.

Un SPS como el que fue implementado, puede actuar en forma automática, realizando estas operaciones en tiempo real, de manera segura y eficiente.

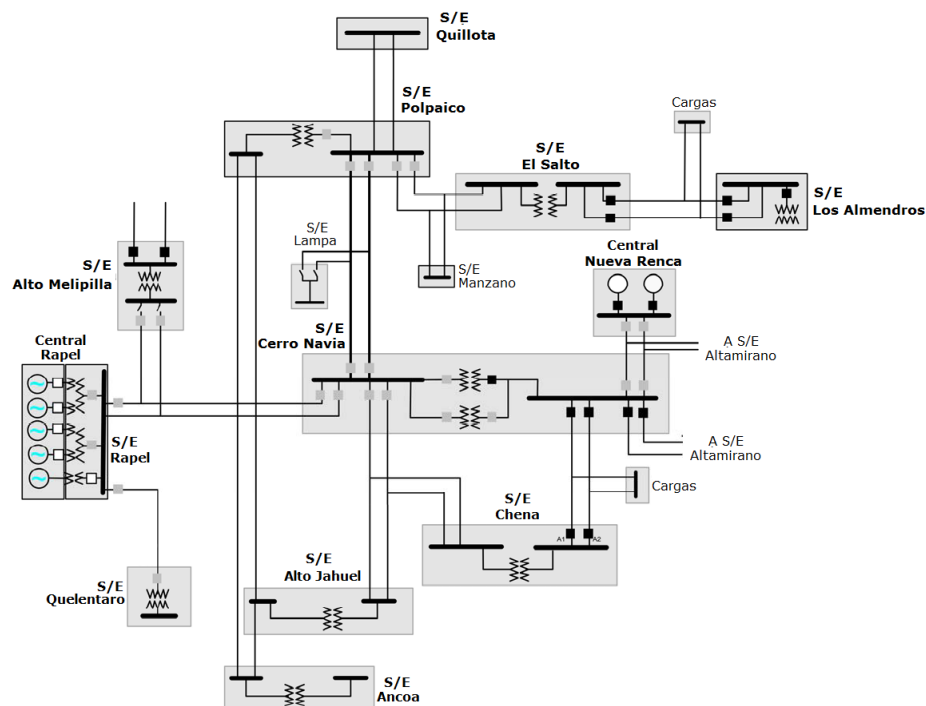


FIGURA 2.5: SPS POLPAICO - CERRO NAVIA

El SPS implementado que se muestra en la figura 2.5 consiste en un esquema de desprendimiento automático de carga, de reducción o desprendimiento de generación y/o de maniobras automáticas en el sistema de transmisión y se activa solamente en los casos en que la transferencia por la línea supera la limitación del criterio N-1, para lo cual, la lógica de control tiene programada además la curva de capacidad de dicha línea en función de la temperatura, maximizando la transferencia por la línea.

En términos económicos, el beneficio logrado por la utilización de este SPS es de 23 MMUS\$, valor que corresponde a la diferencia de los costos del combustible gastado entre tener y no tener el SPS durante los dos años de operación que estuvo en servicio. [4]

2.2 PRUEBAS FUNCIONALES Y DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA DE SIPS

De forma general, las pruebas de aceptación en fábrica son un conjunto de pruebas funcionales de control de calidad que se aplican a un determinado equipo, que se realizan luego de su construcción y antes de salir de la fábrica, para su posterior instalación en terreno.

Esta es la práctica más ampliamente aceptada para los sistemas de protección y control para asegurar que el SIPS y cada uno de sus componentes funcionarán tal como se diseñaron, bajo diferentes condiciones del sistema, siendo una de las actividades más relevantes para garantizar la operación exitosa de los SIPS.

Con la aplicación de estas pruebas funcionales se pueden detectar y remediar todos los errores posiblemente cometidos, ya sea en la etapa de diseño, programación y/o construcción. Luego de aprobadas estas pruebas se puede confirmar que el SIPS satisface los requisitos y especificaciones de diseño en todo momento y bajo cualquier condición específica.

Es importante desarrollar un plan de ejecución con el fin de construir un protocolo de pruebas con eficacia que defina y verifique todos los requisitos funcionales, proporcionando una forma rápida y objetiva de evaluar el desempeño del esquema en cada prueba. Por ello es importante incluir simulaciones de eventos y condiciones comunes para las cuales el sistema no debe operar, en particular cuando las consecuencias de falsa operación son perjudiciales para el sistema. Este protocolo puede ser diseñado de tal forma que sea aplicado en conjunto con la construcción del equipo y cada vez que se incorporen actualizaciones o correcciones, con el fin de que las funciones verificadas previamente no cambien.

Para conseguir que el plan de pruebas sea llevado a cabo de forma eficaz, el fabricante debe tener una práctica definida, la cual debe ser implementada e integrada dentro del proceso de ingeniería de modo que pueda ser utilizado de manera consistente y regular en toda la organización. Por ello, la definición de las pruebas funcionales formará parte de la documentación del SIPS. En el momento en que la funcionalidad de cada elemento del sistema de protección está diseñada, se debe especificar un método para ser comprobada.

Este conjunto de pruebas también involucra evaluar el sistema en su conjunto, totalmente armado e integrado, para verificar el cumplimiento del sistema con sus requisitos especificados. En estas, la atención se centra en tratar de hacer que el SIPS falle y probar no sólo el diseño, sino también el comportamiento y el

rendimiento que se espera del esquema. También se pretende poner a prueba hasta y más allá de los límites definidos en la especificación.

La especificación de la prueba de funcionamiento y el desarrollo de los planes y/o protocolos de prueba se lleva a cabo preferiblemente por un equipo diferente que el equipo de diseño de los SIPS, con el fin de evaluar desde una perspectiva externa estando lo menos involucrado posible con el proceso de diseño. De todas formas, este equipo debe trabajar a la par con el equipo de diseño para tener una buena comprensión de la funcionalidad del esquema de protección.

En las siguientes secciones se discuten diferentes métodos para pruebas funcionales de SIPS y sus componentes individuales.

2.2.1 Métodos de Prueba Funcionales

Los métodos de pruebas funcionales se pueden dividir en varias categorías, las que dependen directamente de la funcionalidad de los dispositivos, su arquitectura y/o complejidad.

De todas formas, se pueden establecer conjuntos de pruebas más comúnmente utilizados:

1. Pruebas a elementos funcionales
2. Pruebas de integración
3. Pruebas funcionales
4. Pruebas de sistema

Por su alta complejidad, los SIPS están compuestos por una serie de subsistemas que tienen una determinada función, que a su vez están compuestos por elementos o funciones más pequeñas operativas de forma independiente, los cuales se conocen como elementos funcionales. Por ello que es vital poder evaluar de forma distinta cada uno de estos subsistemas, partiendo por los más básicos (pruebas a elementos funcionales). De igual manera todos los componentes deben inter-operar correctamente, logrando que el SIPS en su conjunto funcione según los criterios de diseño (pruebas de integración). Además, es crucial evaluar las funciones principales de protección y/o control por las cuales fue diseñado el esquema (pruebas funcionales). Finalmente se debe probar el sistema que está asociado al esquema de protección, ya sea de monitoreo, alertar frente a contingencias, registros u otros (pruebas de sistema).

Una consideración importante al momento de establecer un método de pruebas, es el propósito de éstas, pues se necesita ser claro si las pruebas se realizan para la aceptación de un nuevo producto o son para validar una determinada función que con tiene el esquema (o ambos). Desde esa perspectiva, diferentes métodos de prueba pueden ser implementadas incluso en las pruebas del mismo elemento o función.

Para el diseño y ejecución de las pruebas es crucial conocer el comportamiento interno del objeto de prueba, o más específicamente la lógica o algoritmos implementados. Desde este punto de vista, los métodos de ensayo más utilizados son:

- Pruebas de caja negra
- Pruebas de caja blanca
- Pruebas de arriba hacia abajo
- Pruebas de abajo hacia arriba

Cabe mencionar que estos métodos pueden ser parte de otro método o conjunto de pruebas.

2.2.1.1 Prueba de Caja Negra

La prueba de caja negra es un método donde se asume al objeto de prueba como una caja negra, o sea que se da por desconocido el comportamiento interno ni la estructura de la función. Se evalúan sus funciones sin aplicar el conocimiento de su estructura interna, enfocándose sólo en las especificaciones del equipo tratando de buscar condiciones en las que el objeto no se comporte de acuerdo a ellas.

En la figura 2.6 se muestra de forma ilustrativa como es concebido este método de prueba. En ella se aprecia que el objeto de prueba es controlado por su sistema de prueba que le aplica estímulos a través de puertas físicas, protocolo de comunicación o informe y registra su respuesta a esto.

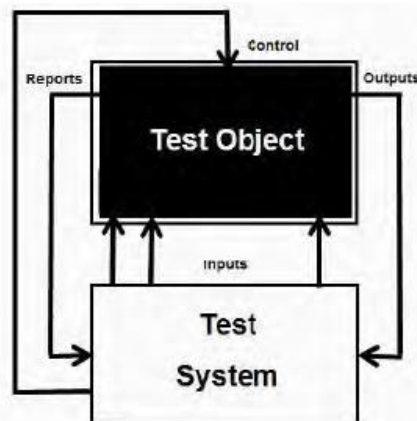


FIGURA 2.6: PRUEBAS DE CAJA NEGRA

Las pruebas de caja negra son normalmente utilizadas en SIPS para:

- Pruebas de elementos funcionales
- Pruebas de aceptación en fábrica
- Pruebas de aceptación en sitio

Dado que los elementos funcionales se definen como la unidad más pequeña que puede existir de forma independiente, es evidente que las pruebas de caja negra son el único método que se puede utilizar para su verificación.

2.2.1.2 Prueba de Caja Blanca

La prueba de caja blanca es un método de prueba en el que sí se considera el funcionamiento o estructura interna del objeto.

Llevando este método a pruebas en SIPS, se supervisará el funcionamiento del sistema en su conjunto y además se monitorea la interacción entre los componentes del esquema. Esto es de mucha utilidad cuando se desea examinar el funcionamiento interno del objeto o cuando se quiere analizar y corregir fallas luego de haber aplicado la prueba.

Para esta estrategia, las pruebas deben abordar la lógica y funcionamiento interno del esquema, sin dejar de lado los requisitos de la especificación. Se debe lograr una alta cobertura de la prueba, verificando la operación de los diferentes componentes y el intercambio de señales y/o información entre ellos.

Este método es especialmente útil cuando se está probando funciones distribuidas en base a diferentes interfaces lógicas. La observación del comportamiento de las sub-funciones o elementos funcionales se consigue por el sistema de prueba a través de la supervisión del intercambio de mensajes entre los componentes del objeto de prueba.

En la figura 2.7 se muestra de forma ilustrativa este método de pruebas. Se puede apreciar que el procedimiento es similar a las pruebas de caja negra, con la diferencia que el objeto ahora es transparente a análisis.

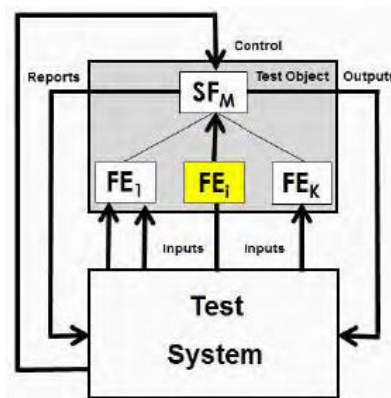


FIGURA 2.7: PRUEBAS DE CAJA BLANCA

2.2.1.3 Pruebas de arriba hacia abajo (Top-down testing)

Éste es un método que puede ser ampliamente utilizado para SIPS, especialmente durante pruebas de aceptación en fábrica, cuando se tiene que todos los componentes del sistema ya se han configurado y probado.

La prueba comienza con el sistema completo, seguidos por las pruebas de función o sub-función y finalmente la prueba de elemento funcional si es necesario. Se pueden utilizar tanto el método de caja negra y caja blanca.

La adición de elementos internos del sistema hace necesario la repetición de las pruebas de los elementos de nivel superior, aunque esta medida no debe tomarse demasiado literal. En ocasiones, un conjunto de elementos se incluirá de forma simultánea, y todo el conjunto servirá como instrumento de prueba de los elementos funcionales.

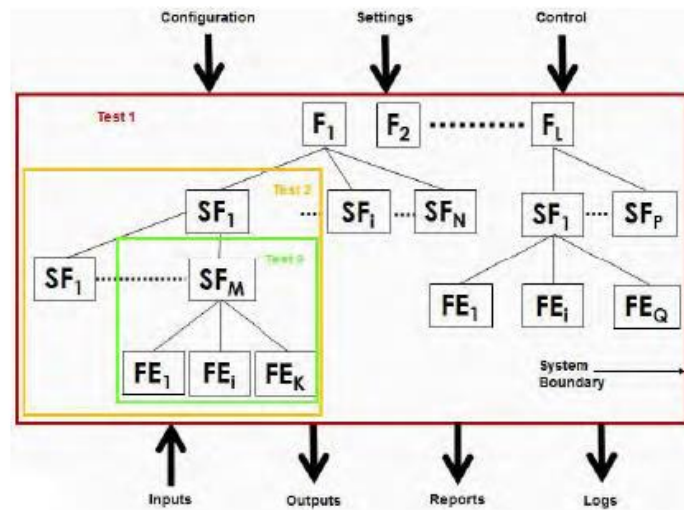


FIGURA 2.8: PRUEBAS TOP-DOWN

En la figura 2.8 se muestra de forma esquemática la aplicación de este tipo de pruebas. En el caso de que el SIPS presente fallas al someterlo a la primera prueba (test 1) se comienzan a verificar las sub-funciones abajo en la jerarquía funcional. De esta forma se baja de nivel tanto sea necesario (test 2 y test 3) para encontrar el punto de falla.

2.2.1.4 Pruebas de abajo hacia arriba (Bottom-up testing)

Es muy similar al caso anterior, con la diferencia que este método inicia las pruebas con las funciones de nivel inferior, generalmente partiendo desde los elementos funcionales, hasta llegar al sistema completo.

Este método es muy utilizado por el fabricante en las etapas de construcción y/o programación de la lógica en SIPS. El sistema de prueba debe ser capaz de simular

cualquier componente que falta en el esquema, en el caso de que no esté completamente terminado.

2.2.2 PRUEBA DE ACEPTACIÓN DE DISPOSITIVO

El proceso de aceptación de cualquier producto nuevo por un usuario es conocido como una prueba de aceptación de dispositivo. Su objetivo es la verificación del comportamiento correcto del dispositivo individual para ser utilizado en la protección de la subestación, la automatización y el sistema de control. La prueba de aceptación es una condición previa para la fabricación de un producto aceptable para su uso en los SIPS, aunque las pruebas de aceptación no son exclusivas del SIPS.

Se realiza mediante la utilización de herramientas de software de pruebas del sistema correspondiente a la subestación, sistema eléctrico de potencia y de las condiciones ambientales de ensayo correspondientes a la especificación técnica de los dispositivos probados.

Las pruebas de aceptación se llevan a cabo con los dispositivos que están disponibles comercialmente. Las pruebas de aceptación deben realizarse utilizando un enfoque de "abajo hacia arriba" (se prueban desde los elementos por separados, hasta todo en su conjunto) e incluyen cada componente, elemento funcional y la función implementada en el dispositivo para su aplicación actual o futura. Su objetivo es asegurar que el dispositivo realmente cumple con todas las especificaciones técnicas que figuran en la documentación del dispositivo que son de interés para el usuario.

En función de la filosofía de las pruebas de aceptación, el examen también puede incluir algunas pruebas de funcionamiento en condiciones ambientales extremas específicas para el punto geográfico en donde se instalará el dispositivo.

La parte funcional de la prueba de aceptación debe basarse en un conjunto de escenarios de prueba que simule lo más realísticamente posible la subestación o sistema de potencia donde está inmerso el SIPS, y para el cual está diseñado operar.

La prueba de aceptación debe cubrir todos los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) que están destinados a ser utilizados en los SIPS, y se pueden utilizar cualquiera de los diferentes métodos de prueba descritos anteriormente.

2.2.2.1 Prueba de aceptación en fábrica (FAT) en SIPS

La prueba de aceptación en fábrica (FAT) es una prueba funcional aceptada por el cliente del SIPS, diseñada e implementada específicamente para ese esquema. Es un objeto de acuerdo entre el usuario final y el integrador de sistemas y es muy

recomendable, ya que permite la detección de problemas potenciales en una etapa más temprana del proyecto, cuando es menos costoso y más fácil de arreglar.

La prueba de aceptación en fábrica se puede realizar utilizando un enfoque descendente (top-down) basado en un plan de pruebas que incluye escenarios de simulación definidos de acuerdo al diseño del sistema.

Se pueden utilizar métodos de pruebas de caja negra hasta que se produzca cualquier falla de funcionamiento para una prueba específica. Las pruebas de caja blanca se usarán entonces para determinar la razón de la falla.

Generalmente incluyen:

- Verificación de la integridad del equipo
- Verificación de coherencia en el equipo
- Pruebas de funcionalidad
- Inspección general.

Una de las principales características de las pruebas de aceptación en fábrica es que no todos los componentes del sistema están disponibles, como por ejemplo la red de comunicación, etc. Eso requiere que el sistema de prueba tenga la capacidad de simular cualquier dispositivo faltante, que si tendrá el SIPS real.

Otro factor para los FAT es que todos los componentes existentes del sistema se configuran y se establecen de acuerdo con los requisitos de la aplicación real del sistema. Por ello las pruebas aplicadas deben estar diseñadas en base a las especificaciones de todos los dispositivos involucrados en el proyecto.

2.2.2.2 Prueba de Aceptación en Sitio (SAT) en SIPS

La prueba de aceptación en sitio (SAT) de un sistema de protección incluye una prueba completa del sistema SIPS, que se distribuye en múltiples sitios. Es la verificación de cada punto de datos y de control y la funcionalidad correcta no sólo de los componentes individuales del sistema, sino también las comunicaciones entre los diferentes sitios. La prueba de aceptación en sitio es una condición previa a la entrada en funcionamiento del SIPS.

Al igual que las pruebas FAT, las SAT son objeto de acuerdo entre el usuario final y el integrador de sistemas desde el punto de vista del contenido del plan de pruebas y las responsabilidades de las partes involucradas.

No existen directrices específicas sobre lo que debe incluirse en una prueba de aceptación en sitio de SIPS. El desarrollo de tales directrices será de gran ayuda para la industria con el fin de garantizar la integridad del proceso de pruebas y reducir la probabilidad de falla del sistema cuando se ponen en servicio.

Pruebas de aceptación en sitio se pueden realizar usando un enfoque de arriba hacia abajo sobre la base de un plan de pruebas que incluye escenarios de prueba definidos como parte del diseño del sistema.

Métodos de pruebas de caja negra se pueden utilizar hasta que se produzca cualquier fallo del sistema para una prueba específica, en cuyo caso las pruebas de caja blanca ayudan a dilucidar la razón de la falla.

Una de las principales características de las pruebas de aceptación en sitio es que todos los componentes del sistema están disponibles. Para ello se requiere que el sistema de prueba tenga la capacidad de simular todas las señales analógicas, binarias o de otro tipo necesarias para los ensayos de toda la subestación o sistema eléctrico que se manejan en la realidad.

La etapa final de la prueba de aceptación en sitio de SIPS se puede realizar como pruebas de extremo a extremo para asegurar que todo el cableado entre el proceso y los dispositivos incluidos en la subestación, la automatización y el sistema de control se llevan a cabo correctamente. [5]

2.3 RTDS

El RTDS (por su sigla en inglés de *real time digital simulator*) es un simulador digital que trabaja en tiempo real aplicado a sistemas de potencia. Este simulador resuelve transitorios electromagnéticos e incorpora todos los fenómenos dinámicos que se ven un sistema eléctrico y en tiempo real.

Para cumplir con la función de simular en tiempo real, los algoritmos del sistema de potencia se calculan con suficiente rapidez para reproducir de forma continua las condiciones de salida que representan de forma realista las condiciones en una red real. Que la simulación sea en tiempo real tiene 2 importantes razones: se pueden probar dispositivos físicos y el usuario es más productivo, lo que agiliza el diseño y fabricación de un determinado sistema o equipo. [6]

Los simuladores RTDS están específicamente diseñados para simular sistemas de energía eléctrica y para probar equipos físicos tales como los dispositivos de control y protección. Numerosos canales analógicos y digitales de entrada y salida, con aislamiento óptico y alta precisión, establecen interconexiones flexibles con el simulador. El diseño modular permite al hardware de simulación ser adaptado a las necesidades específicas de estudio y todavía dará la flexibilidad para futuras expansiones. La modularidad también se combina con acceso Ethernet para proporcionar la capacidad para que diferentes personas ejecuten varias simulaciones simultáneas o para que una persona pueda ejecutar una simulación de gran tamaño utilizando todo el hardware disponible.

La arquitectura de hardware de procesamiento paralelo es comúnmente ensamblada en unidades llamadas racks. Cada rack contiene varias ranuras de

tarjetas montadas. La composición específica de un simulador RTDS depende del procesamiento y los requisitos de E/S de la aplicación prevista. Todas las ranuras de tarjetas montadas están conectadas comúnmente a un *blackplane*¹ dentro del rack para facilitar el intercambio de información. Comunicación directa entre tarjetas es también posible con enlaces de fibra óptica. En un simulador multi-rack, los *blackplanes* funcionan independientemente y en paralelo, lo que reduce los cuellos de botella de comunicación. La comunicación entre racks se realiza a través de enlaces de comunicación especiales.

Varias tarjetas de entradas y salida se montan típicamente en carriles dentro de la cabina de simulador y se conectan directamente a las tarjetas individuales del procesador a través de fibras ópticas. Alternativamente, las tarjetas de E/S pueden estar ubicados remotamente y conectados utilizando longitudes de fibra determinados.

El sistema es usado para altas velocidades de simulación, pruebas de bucle cerrado de protecciones y control de equipamiento en aplicaciones *hardware in the loop* (HIL) y *rapid control prototyping* (RCP).

En términos generales el método HIL consiste en simular un sistema en el RTDS y conectar el equipo a probar, mientras que el método RCP se simula el equipo y se conecta el sistema real. Estas aplicaciones están siendo muy usadas para diseñar equipos en base a un modelo simulado, teniendo muy buenos resultados. Estos métodos permiten corregir en la etapa de diseño muchos de los errores que se presentan en la etapa de construcción, disminuyendo el costo de los prototipos.

2.3.1 HARDWARE IN THE LOOP

La simulación *Hardware in the Loop* (HIL) es una técnica usada para el desarrollo y comprobación de sistemas embebidos en tiempo real. Consiste en sustituir la planta y otros componentes que controla el sistema embebido por una simulación digital en tiempo real basado en un modelo físico. Esto lo realiza mediante modelos matemáticos de todos los sistemas dinámicos relacionados con la planta.

Esta tecnología es ampliamente usada en sistemas de potencia y/o electrónica pues constituye una plataforma efectiva al incluir toda la complejidad del sistema eléctrico (o de electrónica) de potencia real. Esta simulación se utiliza para probar un componente, tal como una protección de línea, un transformador, un controlador digital o cualquier otro equipo, que en lugar de estar conectado al sistema es en realidad conectado al simulador HIL. [7]

Como se muestra en la figura 2.9 el equipo que se está probando aparece como si estuviera conectada en el sistema.

¹ Placa de circuito que conecta varios conectores en paralelo uno con otro.

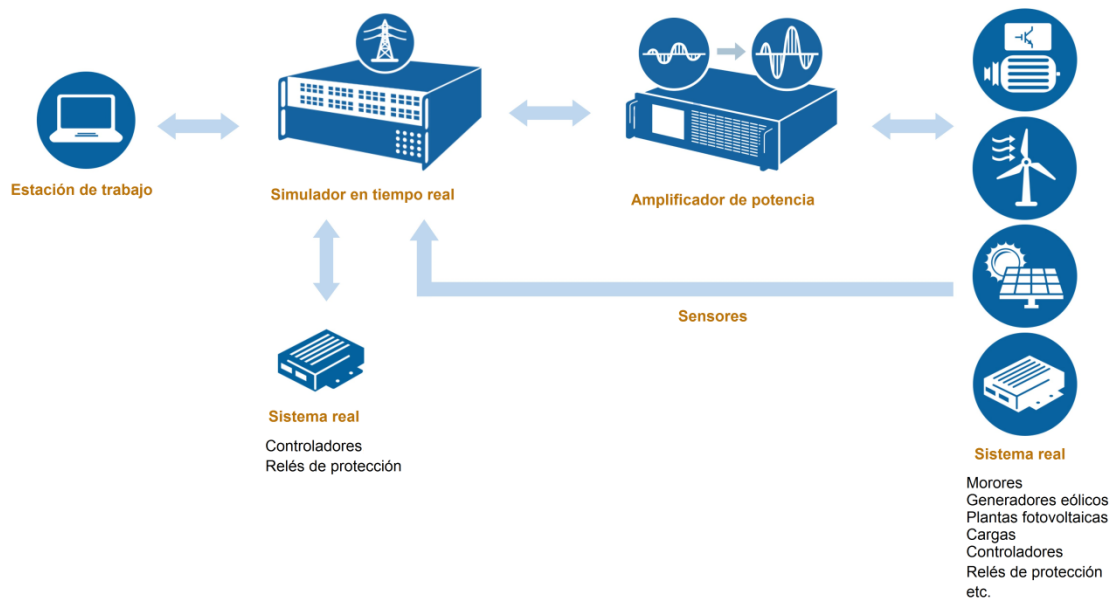


FIGURA 2.9: SIMULACIÓN HIL

2.3.2 APLICACIONES DE RTDS

Existen variados usos de la herramienta RTDS, siendo aplicada en distintos campos, ya sea en investigación y docencia como uso industrial y/o de manufactura.

A continuación se presentan algunas disciplinas de uso y/o aplicaciones de RTDS:

- Sistemas electromecánicos
- Smart Grid
- Generación distribuida viento – solar
- Respuesta verdadera para prueba en bucle cerrado
- Pruebas a relés de protección de línea, de transformadores, de barras, de generadores, etc.
- Pruebas a sistemas de control para HVDC, SVC, FACTS, etc.
- Simulaciones del sistema por un largo tiempo.
- Otros.

2.3.3 RTDS OP4500

Actualmente estas plataformas de simulación en tiempo real están siendo confeccionadas por diferentes fabricantes especializados, con varios modelos adaptados a los requerimientos del cliente; capacidad de procesamiento, número de canales de E/S digitales y análogas, puertos Ethernet, etc.

Entre ellos destaca el modelo OP4500 de la marca OPAL-RT, la que es descrita a continuación a modo referencial, pues corresponde a la RTDS con la cual se trabajará a lo largo de esta Memoria.

El OP4500 es un simulador compacto de niveles de entrada y salida, que combina fortalezas fundamentales de los RTDS; alto rendimiento para sistemas RCP y HIL. Fue pensado para usuarios que necesiten diseñar y hacer pruebas en sistemas eléctricos de potencia, pero con limitaciones de espacio y presupuesto.

A continuación se presentan sus principales características:

- Procesador Intel i7 de hasta 3.3 GHz de 4 núcleos, 4GB de RAM y disco duro de 125 GB.
- Co-procesadores Xilinx Kintex 7.
- 8 microsegundos de paso de tiempo para sistemas ejecutados sobre CPU.
- Menos de 250 nanosegundos de paso de tiempo para sistemas ejecutados sobre chips FPGA.
- Compatible con RT-LAB, Matlab – Simulink, RTW, Xilinx System Generator, LabVIEW y otros software propios del fabricante.
- 16 canales de entrada análoga de hasta $\pm 16v$
- 16 canales de salida análoga de hasta $\pm 20v$.
- 32 canales de entrada digital de 5 a 15v (ajustables).
- 32 canales de salida digital de 5 a 15v (ajustables).
- Admite señales PWM en canales digitales.
- 2 puertos Ethernet.
- Admite variados protocolos de comunicación como: DNP3 (slave), IEC60870-5-104 (slave), IEC61850 (slave/master), Modbus (slave), C37.118, entre otros.

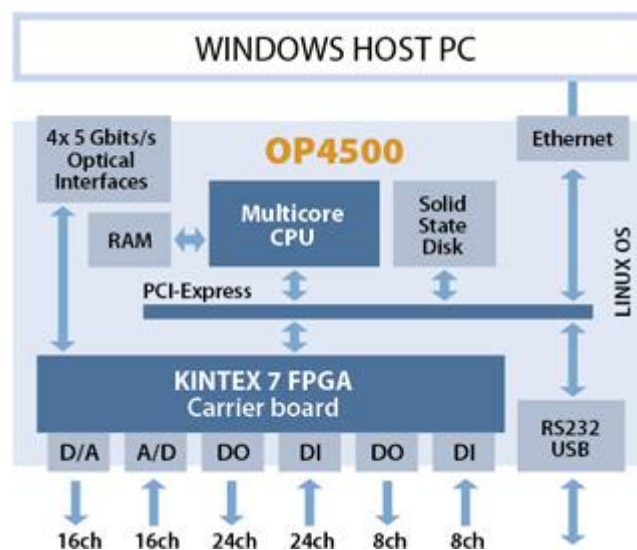


FIGURA 2.10: ESQUEMATICO OP4500

En la figura 2.10 se muestra un esquema interno de esta plataforma. Cabe mencionar que las señales análogas de entrada y salida pasan por un módulo convertidor análogo a digital y digital a análogo, respectivamente. [8]

Esta plataforma es compatible con varios software de la misma marca con distintas aplicaciones cada uno; desde sistemas eléctricos de potencia (baja resolución en tiempo del orden de los segundos) hasta electrónica de potencia (alta resolución de tiempo del orden de los nanosegundos). Además trae un software maestro compatible con MATLAB – Simulink, con el cual se pueden exportar modelos prediseñados y compilarlos dentro de la plataforma, denominado RT-LAB.

Además, esta RTDS es compatible con módulos de expansión de entradas/salidas, con los cuales se puede aumentar el número de señales recibidas y generadas, sin disminuir la capacidad de procesamiento.

3 CASO DE ESTUDIO

Para la realización de este apartado, la empresa CONECTA permitió acceso a los documentos de ingeniería básica del proyecto SIPS Taltal, en el cual se enmarca esta Memoria. Estos documentos corresponden a:

- Propuesta Técnica [9]
- Filosofía Operacional [10]
- Arquitectura [11]

La información de estos documentos se expone de forma resumida para contextualizar el escenario en el que está inmerso el desarrollo de la Memoria. Por esta razón no se entrará en mayores detalles con respecto al proyecto, omitiendo datos específicos de funcionamiento, componentes y otros, que no mayormente relevantes para este trabajo.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

La empresa ENEL Chile Limitada (ENEL), está construyendo dos proyectos de energía renovable en el extremo norte del Sistema Interconectado Central (SIC):

- Un parque eólico denominado Taltal (PE Taltal) con capacidad de generación de 100 [MW] (proyectada en 200 [MW]) conectada al SIC a través de una línea de 47 kilómetros que llega una subestación de derivación en Tap Off sobre el circuito N°2 de la línea 220kV Paposo – Diego de Almagro.
- Un parque fotovoltaico denominado Lalackama (PFV Lalackama) con capacidad de generación de 45 MW (proyectada en 129 MW), ubicada a 2 km de la S/E Tap Off y se conecta al circuito N°1 de la línea Paposo – Diego de Almagro.

Dicha subestación de derivación Tap Off se ubicará aproximadamente a 40 kilómetros de la barra Paposo.

La línea de transmisión de doble circuito Paposo – Diego de Almagro de 220kV (185 kilómetros) de propiedad de Transelec, es actualmente utilizada para la inyección de energía generada por la central térmica Taltal de ENDESA conectada en la S/E Paposo. Esta central térmica consiste en 2 unidades generadoras de ciclo combinado de 120 MVA cada una.

En la barra de Diego de Almagro se tiene un consumo relativamente constante (principalmente retiros mineros) de 90 MW.

El esquema unilíneal del tramo de interés se detalla en la figura 3.1.

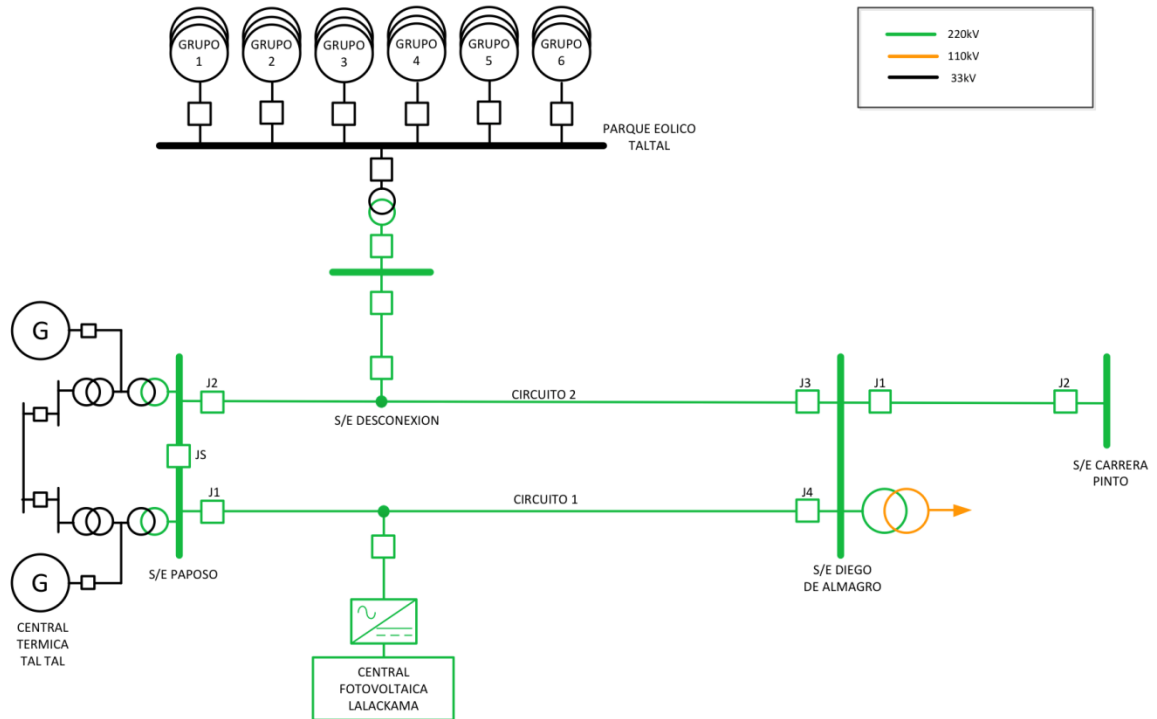


FIGURA 3.1: DIAGRAMA UNILINEAL SIMPLIFICADO DE LA ZONA

A partir de la información técnica y los estudios sistémicos entregado por ENEL a CONECTA, se establecen las restricciones en cuanto a la capacidad de transferencia aparente por las líneas involucradas:

1. Paposo – Diego de Almagro 220kV: línea de transmisión de doble circuito con capacidad de transferencia nominal de 285 MVA², la cual será recalculada en función de la temperatura ambiente registradas en la SS/EE Paposo, Tap Off y Diego de Almagro³.
2. Limitación protección Diego de Almagro: máxima potencia admisible por la línea Paposo – Diego de Almagro para evitar apertura de protecciones, correspondiente a 274 MVA (fijos).
3. Diego de Almagro – Carrera Pinto 220kV: línea de transmisión de circuito simple con capacidad de transferencia nominal de 197 MVA.

Se observa que la incorporación de estos parques ERNC al sistema en cuestión podría generar escenarios de operación con sobrecarga o superando el criterio de seguridad N-1, ya sea en el tramo Tap Off – Diego de Almagro, como en la línea que va hacia Carrera Pinto. Por esta razón ENEL requiere reducir la generación disponible en el parque eólico y/o fotovoltaico cuando sea necesario.

² A 25° C de temperatura.

³ Se utilizaran tablas de capacidad térmica en función de la temperatura y condición solar, suministradas por ENEL.

En base a eso, CONECTA ha desarrollado un SIPS que permite reducir estas sobrecargas hasta niveles de operación satisfactorios a partir de mediciones y acciones sobre la inyección de potencia ERNC al SIC.

3.2 ESQUEMA DE PROTECCIÓN SIPS TALTAL

El SIPS propuesto debe trabajar sobre el criterio N en condiciones normales de operación, para utilizar la capacidad transmisión de ambos circuitos de la línea Paposo – Diego de Almagro y con ello poder transmitir la potencia de la central térmica Taltal, el parque eólico Taltal y el parque fotovoltaico Lalackama, respetando la capacidad térmica de las líneas involucradas. Por esta razón, debe monitorear de forma permanente el flujo de potencia aparente en las líneas e inyecciones de los parques ERNC, para poder reducir oportunamente en el caso que sea necesario.

Según la información anterior, la potencia a transmitir por la línea Paposo – Diego de Almagro está limitada por las protecciones existentes o por la capacidad térmica del conductor. Si se considera la potencia nominal de la central térmica, el parque eólico y el parque fotovoltaico, en ningún caso se congestiona esta línea a menos que uno de los circuitos salga de operación.

Por otro lado la línea hacia Carrera Pinto está muy próxima a la congestión si todas las unidades están generando.

Por ello, el SIPS posee dos modos de operación; en régimen permanente y en contingencia (falla en alguno de los circuitos). Ambos modos deben estar disponibles en todo momento para operar, pero no pueden hacerlo de forma simultánea:

- En régimen permanente, el SIPS controla las sobrecargas que pueden presentarse en los tramos de línea comprendidos entre Tap Off - S/E Diego de Almagro y la línea que va hacia Carrera Pinto, generando acciones de reducción/desprendimiento de generación ERNC.
- En condición de contingencia, y en función del circuito que sale de operación, el SIPS determina las acciones de reducción/desprendimiento de generación ERNC a ejecutar para mantener el circuito sano en condiciones de operación nominal sin sobrecarga.

Por otro lado, la capacidad máxima de transmisión de corriente de los circuitos 1 y 2 de la línea Paposo – Diego de Almagro, está dada por las tablas de capacidad de la línea, en función de las medidas de temperatura ambiente y de condición solar, obteniendo como resultado la capacidad de corriente máxima admisible. Esta información de máxima corriente admisible por circuito será utilizada para detectar las sobrecargas en el tramo Tap Off-Diego de Almagro.

3.2.1 FUNCIONAMIENTO

Para la correcta operación del esquema, se requiere implementar, programar y/o desarrollar algoritmos que logren ejecutar las siguientes funciones:

1. Disposición de Medición de Potencia-Corriente-Tensión
2. Supervisión de Estados de Interruptor
3. Módulo de Condición Meteorológica
4. Cálculo de Capacidad de Circuitos
5. Disponibilidad de Parques ERNC
6. Detector de Sobrecarga Medida (Operación en Régimen Permanente)
7. Detector de Sobrecarga Prevista (Operación en Contingencia)
8. Tiempo Máximo de Sobrecarga Admitido
9. Selectividad de Parques según Criterios de Operación
10. Acción SIPS y Verificador de Acciones de Control

Como se dijo anteriormente, el esquema tiene 2 modos de operación; en régimen permanente y en contingencia. Por esta razón, en todo momento debe estar monitoreando el estado del sistema (funciones del 1 al 5) para tomar una decisión rápida.

Frente a una contingencia, el esquema debe ser lo suficientemente rápido para no poner en riesgo la seguridad del sistema eléctrico, por lo que calcula un valor de sobrecarga prevista, para actuar instantáneamente a penas se produzca una de las siguientes contingencias (ver figura 4.1):

- Apertura de J1 y no apertura de J4
- Apertura de J4 y no apertura de J1
- Apertura de J1 y apertura de J4
- Apertura de J2 y no apertura de J3
- Apertura de J3 y no apertura de J2
- Apertura de J2 y apertura de J3

En caso de producida una sobrecarga (medida o prevista) el esquema seleccionará el parque a reducir/desconectar dependiendo de la potencia que esté generando, de la disponibilidad del parque y del circuito al cual está conectado.

Dependiendo de la magnitud de la sobrecarga, el esquema tomará la decisión de reducir o desconectar el parque seleccionado. Para tomar esta decisión, el algoritmo realizará una comparación del tiempo máximo que el conductor resiste en una determinada condición de sobrecarga⁴ con el tiempo en que el parque ERNC demora en reducir la sobrecarga. Con un tiempo máximo de sobrecarga admitido mayor que el tiempo de reducción ERNC, el esquema enviará orden de reducción ERNC. Con un

⁴ Tiempo obtenido de las tablas de Tiempo Máximo de Sobrecarga de la línea Paposo – Diego de Almagro, suministradas por ENEL

tiempo máximo de sobrecarga admitido menor al tiempo de reducción ERNC, el esquema enviará orden de desprendimiento ERNC.

Si la máxima corriente admisible es determinada por el Cálculo de Capacidad de Circuito en función de la temperatura ambiente, entonces el SIPS TALTAL determinará si es óptimo reducir o desconectar el parque seleccionado.

Si la máxima corriente admisible es impuesta por la Limitación por Protección (sólo para sobrecargas en el tramo S/E Tap Off – Diego de Almagro), el SIPS ordenará desconexión inmediata del parque seleccionado, pues de lo contrario actuaría la protección desconectando el circuito de línea.

El sistema reconoce que existe una sobrecarga medida, que no supera el límite impuesto por la protección en los circuitos de la línea Paposo – Diego de Almagro, cuando ésta se mantiene por sobre el límite térmico un tiempo parametrizable. Esta medida es para evitar falsos positivos que se puedan presentar en regímenes transitorios en el sistema.

En el caso de que el esquema seleccione el parque eólico para que reduzca su generación y dicha acción no es llevada a cabo, se enviará la orden de "STOP" a este parque que consiste en bajar a cero la generación en 10 segundos. Si esta acción tampoco es ejecutada se enviará la orden de desconexión. Por otro lado si el parque fotovoltaico no reduce su generación cuando se le ordena, se envía inmediatamente una orden de desconexión.

Toda orden que el esquema envía, es confirmada luego de un tiempo parametrizable, para evitar situaciones de falla. Este tiempo parametrizable depende del valor de sobrecarga, rampa de reducción y/o algún otro valor que sea relevante.

Luego de ejecutada una orden de desconexión en alguno de los parques ERNC, el esquema pasa a quedar deshabilitado. El usuario debe habilitar el parque desde el HMI, confirmando que la acción fue llevada a cabo satisfactoriamente y el esquema se encuentra operativo.

Por otro lado el esquema de protección SIPS Taltal tiene un funcionamiento ante ciertas condiciones especiales: anomalías, incongruencias o des-habilitaciones.

La condición de "anomalías" se da cuando una señal de entrada toma un valor inesperado o no considerado por el esquema. Para esta condición se pueden presentar los siguientes casos:

- Anomalías en mediciones meteorológicas. El esquema alarmará esta situación y dependiendo si se tiene acceso a al menos una medida de temperatura se usará ésta, de lo contrario se utilizará un valor preestablecido dentro del rango de operación y que no genere conflictos.

- Anomalías en mediciones imprescindibles. El esquema alarmará esta situación y no realizará acciones de control, deshabilitándose. Las medidas imprescindibles son todas las consideradas para la toma de decisiones: voltaje en barra, corrientes por líneas, potencias parques ERNC y estado interruptores.
- Anomalías de comunicación. En caso de que la comunicación con un equipo de medición y/o control falle o se pierda, el esquema alarmará esta situación y en caso de que sea fundamental para la toma de decisiones no se tomarán esos valores y se deshabilitará.
- Pérdida de la señal *Heartbeat* de SCADA's. Si el esquema no recibe cambios en el valor de esta señal por algún SCADA, éste se considerará en falla y se utilizarán los valores del SCADA de respaldo (en el parque o en S/E Tap Off según corresponda).

La condición de "incongruencias" se da cuando el esquema dispone de más de una versión de una misma señal o condición de entrada y dichas versiones son distintas entre sí. El esquema alarmará esta situación, registrará el evento y se deshabilitará por reportar una medición en falla. Esta condición se puede dar cuando:

- Algún interruptor en la S/E Paposo, S/E Diego de Almagro y/o de los parques ERNC se lee en estado abierto y registra flujo de potencia mayor a la potencia mínima (establecido).
- Las mediciones análogas en los interruptores en la S/E Paposo y/o S/E Diego de Almagro no cumplen $V \cdot I = S$ (dentro de un rango).
- Las mediciones de flujo de potencia en un parque y en la S/E Tap Off tiene valores distintos (dentro de un rango).

La condición "des-habilitación" se da cuando el valor de una señal es suprimido a propósito y no debe ser considerado por el esquema. En esta condición el esquema sigue disponible para monitoreo.

Para mayor detalle del funcionamiento del esquema, ver la sección Anexo A.

3.2.2 ARQUITECTURA

La arquitectura del esquema de protección SIPS Taltal está caracterizada por:

- Una celda de control ubicada en la S/E de Tap-Off y que actúa como la unidad principal de supervisión y control de sistema, donde residen y se ejecutan las lógicas de supervisión y control del esquema.
- Una celda de monitoreo ubicada en la S/E Paposo que supervisa el estado de los interruptores y transferencias de la línea Paposo – Diego de Almagro.

- Una celda de monitoreo ubicada en la S/E Diego de Almagro que supervisa el estado de los interruptores y transferencias de la línea Paposo – Diego de Almagro y de la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto.
- La información relativa al estado de los parques ERNC (estado de sus interruptores y transferencias de energía) son obtenidas por medio de las RTU's ubicadas en el Tap Off y en cada uno de los parques, que a su vez se comunican con su respectivo SCADA. Las RTU's no forman parte del esquema de protección y son equipos suministrados con el SCADA de los fabricantes de los parques ERNC. La comunicación será a través del protocolo IEC-104

En las S/E Diego de Almagro, Paposo y Tap Off se cuenta con estaciones meteorológicas que registran la temperatura ambiente y radiación solar, que se utilizara en la lógica del SIPS.

Además se tienen 3 RTUs adicionales para SCADAs que registrarán los datos del sistema.

La figura 4.2 muestra la arquitectura conceptual del SIPS, mientras que la figura 4.3 la disposición de los equipos mencionados en el sistema, junto con el conjunto de medidas que recoge.

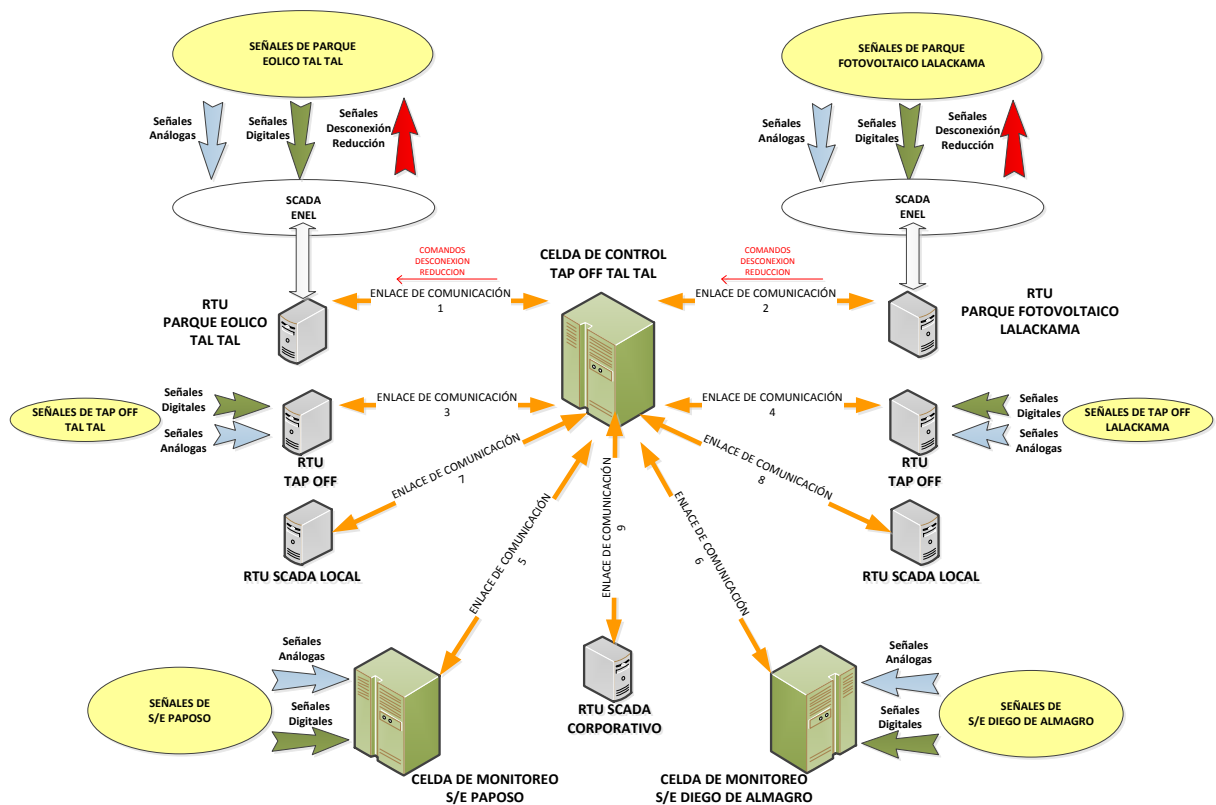


FIGURA 3.2: ARQUITECTURA CONCEPTUAL SIPS TALTAL

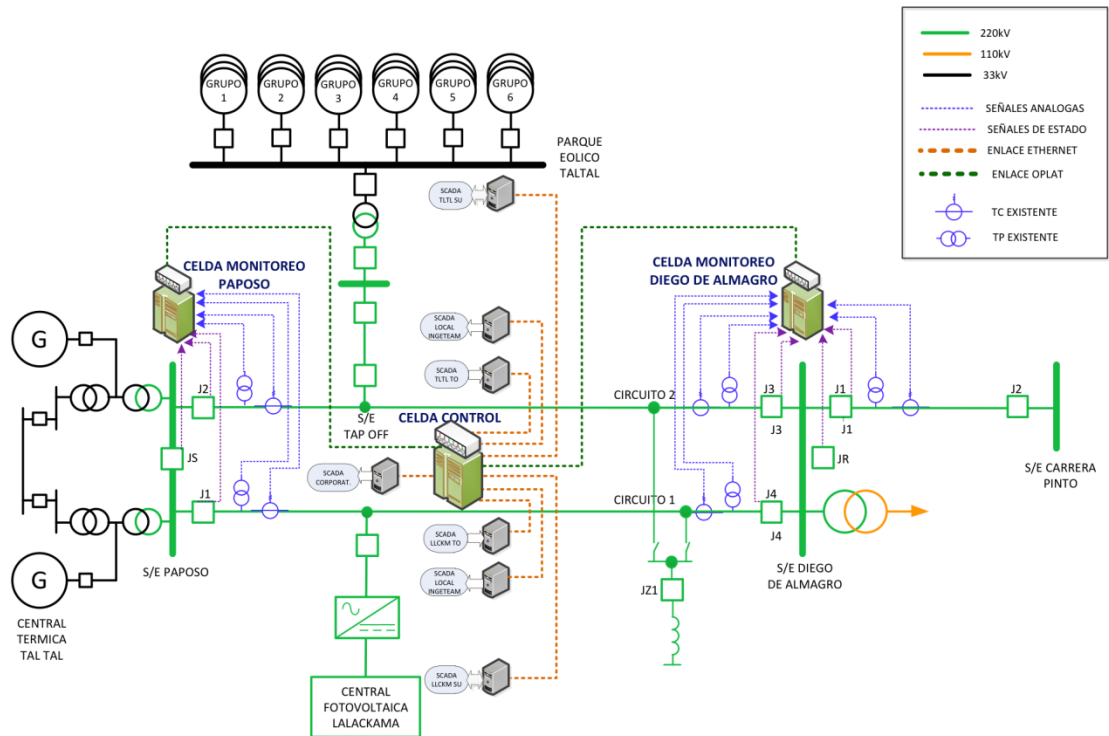


FIGURA 3.3: DETALLE ARQUITECTURA SIPS – TALTAL

Como dato adicional, en la S/E de Diego de Almagro existe una barra de transferencia por lo que existe un interruptor JR asociado a ella. Por otro lado, en la S/E de Paposo se compone de 2 barras conectadas por un interruptor JS. Estos interruptores mencionados entran en la lógica del esquema por lo que son monitoreados.

La celda de control dispone de una interfaz hombre máquina (HMI), donde se muestra el estado del sistema (interruptores, transferencias, etc.), alarmas, registro de eventos y las acciones que se podrían estar tomando por el esquema. Además desde este HMI se puede habilitar/deshabilitar el sistema, o partes de éste.

3.2.3 SEÑALES DE ENTRADA Y SALIDA DEL SIPS

A continuación se presentan las señales análogas, digitales que estará constantemente monitoreando el SIPS desde el sistema y desde los SCADA's.

En la S/E Diego de Almagro se tiene una celda de monitoreo que registra las siguientes señales:

1. Estados interruptor J3 (abierto, cerrado, normal, intermedio y transferido)
2. Voltaje trifásico en J3
3. Corriente trifásica en J3
4. Estados interruptor J4 (abierto, cerrado, normal, intermedio y transferido)
5. Voltaje trifásico en J4

6. Corriente trifásica en J4
7. Estados interruptor J1' Carrera Pinto⁵ (abierto, cerrado, normal, intermedio y transferido)
8. Voltaje trifásico en J1' Carrera Pinto
9. Corriente trifásica en J1' Carrera Pinto
10. Estados interruptor JR de transferencia (abierto y cerrado)

En la S/E Paposo se tiene una celda monitoreo que registra las siguientes señales:

1. Estados interruptor J1 (abierto y cerrado)
2. Voltaje trifásico en J1
3. Corriente trifásica en J1
4. Estados interruptor J2 (abierto y cerrado)
5. Voltaje trifásico en J2
6. Corriente trifásica en J2
7. Estados interruptor JS entre barras (abierto y cerrado)

La información de los parques ERNC es administrada por los SCADA's y se obtiene a través de las RTU's que están la S/E Tap Off:

1. SCADA Parque eólico Tal Tal
 - a. Estado interruptor principal del parque eólico
 - b. Corriente RMS entregada por el parque eólico
 - c. Potencia activa RMS entregada por el parque eólico
 - d. Potencia reactiva RMS entregada por el parque eólico
 - e. Potencia aparente RMS entregada por el parque eólico
 - f. Potencia activa RMS capaz ser generada por el parque eólico
2. SCADA Parque fotovoltaico Lalackama
 - a. Estado interruptor principal del parque fotovoltaico
 - b. Corriente RMS entregada por el parque fotovoltaico
 - c. Potencia activa RMS entregada por el parque fotovoltaico
 - d. Potencia reactiva RMS entregada por el parque fotovoltaico
 - e. Potencia aparente RMS entregada por el parque fotovoltaico
 - f. Potencia activa RMS capaz ser generada por el parque fotovoltaico
3. SCADA Tap Off circuito 1
 - a. Estado interruptor Tap Off circuito 1
 - b. Potencia activa RMS inyectada en Tap Off circuito 1
 - c. Potencia reactiva RMS inyectada en Tap Off circuito 1
 - d. Potencia aparente RMS inyectada en Tap Off circuito 1
4. SCADA Tap Off circuito 2
 - a. Estado interruptor Tap Off circuito 2

⁵ Para no confundir con el interruptor J1 del circuito 1 de la línea Paposo – Diego de Almagro, este interruptor será llamado J1'.

- b. Potencia activa RMS inyectada en Tap Off circuito 2
- c. Potencia reactiva RMS inyectada en Tap Off circuito 2
- d. Potencia aparente RMS inyectada en Tap Off circuito 2

Adicionalmente los SCADA's envían al esquema una señal de *heartbeat* para decir que están en funcionamiento.

Las señales de control (de salida del SIPS) se envían desde la celda de control al SCADA de cada parque, fotovoltaico o eólico según sea la acción (no al SCADA que está en el TAP Off). Estas señales son:

1. Consigna para generación del parque eólico
2. Orden de STOP para el parque eólico
3. Orden de desconexión para la totalidad del parque eólico
4. Consigna para generación del parque fotovoltaico
5. Orden de desconexión para la totalidad del parque eólico

4 METODOLOGÍA (DESARROLLO DE PRUEBAS FAT)

El desarrollo de las pruebas de aceptación en fábrica (FAT), junto con la elaboración de los distintos escenarios para su ejecución con la plataforma de simulación en tiempo real, generó una serie de labores esenciales. Esto comprende desde entender el problema en cuestión hasta modelar secciones del sistema de potencia, generando escenarios de simulación que serán usados para la ejecución de las pruebas.

A continuación se presenta un diagrama de flujo que expone las labores que se llevaron a cabo a lo largo de este trabajo, las cuales serán desarrolladas en profundidad más adelante:

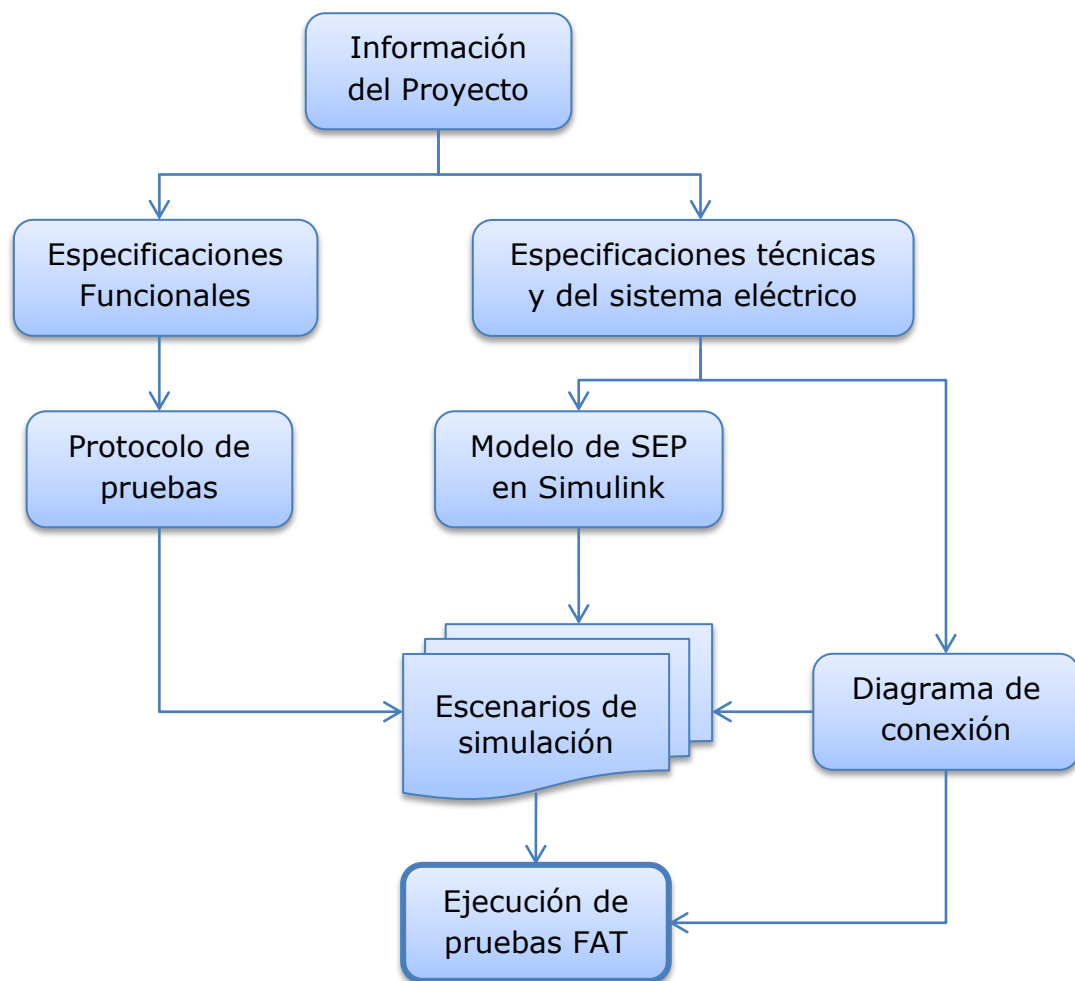


FIGURA 4.1: DIAGRAMA DE FLUJO METODOLOGÍA

4.1 INFORMACIÓN DEL PROYECTO

La primera etapa para el diseño del protocolo de pruebas FAT es la recopilación de toda la información relativa al proyecto, desde documentos internos, planos y/o información pública, entre los cuales se menciona:

- Propuesta Técnica
- Filosofía Operacional
- Arquitectura
- Diagramas unilineales
- Especificaciones técnicas de elementos
- Información del CDEC

Parte de la información del proyecto se expuso en el capítulo 3.

Esta etapa es de suma importancia pues es la base para establecer las pruebas a realizar, para la elaboración de escenarios de simulación y para que la ejecución sea llevada a cabo de manera exitosa.

Por un lado, es necesario conocer la forma de operación del SIPS; cómo y qué variables se monitorean para luego realizar las acciones de control necesarias. Por otro lado es necesario conocer el lugar donde se instalará el esquema, y todos los elementos a utilizar.

4.1.1 ESPECIFICACIONES FUNCIONALES

Esta información es crucial pues es la base para elaborar cada una de las pruebas a las que será sometido el SIPS.

Cada una de las pruebas a aplicar debe estar diseñada conociendo la forma de operar del SIPS y con ello verificar cada una de sus funciones. Por ello, con estos datos, se diseñan las condiciones para llevar al esquema a los resultados esperados.

La forma en que el esquema de protección funciona está descrita en el documento "Filosofía Operacional" y fue brevemente documentada en el ítem 3.2.1. de este documento. Con esta información se genera un listado con todas las funciones y acciones que poseerá la lógica del esquema, además de la secuencia de operación a seguir.

4.1.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Esta es la información base para generar el modelo del sistema eléctrico y con la cual se puede establecer los equipos involucrados que se deberán emular, ya sea con la RTDS o con algún otro elemento.

La información del sistema eléctrico de potencia necesaria es:

- Especificaciones de las líneas de transmisión de la zona
- Especificaciones de las máquinas sincrónicas involucradas
- Tipo y cantidad de consumos
- Elementos de protección involucrados (interruptores u otros)
- Equipos de compensación (SVC, condensadores, etc.)
- Características de los parques de ERNC
- Otros

Por otro lado, es necesario conocer los elementos involucrados y la arquitectura que tendrá el esquema, lo cual se detalla en el documento "Arquitectura" y se menciona brevemente en el ítem 3.2.2. Esta información es de suma importancia para establecer el diagrama de conexión en la ejecución de las pruebas.

De igual forma, se deben reconocer y enumerar todas las variables que recogerá el esquema de protección desde el sistema, junto con las señales de control que emitirá. Esto debe ser diferenciando entre señal análoga, digital y de comunicación (Ethernet).

4.2 MODELO DEL SEP EN SIMULINK

El modelo de la sección del sistema eléctrico de potencia en que se instalará el proyecto, fue elaborado por una empresa externa⁶, quienes tomaron la base de datos del SIC en formato DigSilent e hicieron un modelo equivalente reducido que luego transformaron a formato MATLAB – Simulink, el cual admite la RTDS.

Ambos modelos, reducido en DigSilent y reducido en Simulink, fueron validados en base al modelo original del CDEC-SIC.

Este modelo incorpora los siguientes elementos:

- Línea de transmisión Paposo – Diego de Almagro.
- Generadores de la S/E Paposo con su respectivo transformador elevador.
- Parque eólico y parque fotovoltaico conectados en la S/E Tap Off.
- Carga equivalente representativa conectada en la barra Diego de Almagro.
- Línea de transmisión Diego de Almagro – Carrera Pinto.
- Equivalente de red estático (inercia infinita) que representa el sur del SIC en la barra Carrera Pinto.
- SVC Plus conectado en la barra de Diego de Almagro.
- Interruptores de líneas en cada S/E.

Este modelo generado es adaptado para trabajar bajo las siguientes condiciones de régimen permanente:

- Central térmica Taltal: 2x120 MW

⁶ Estudios-Eléctricos

- Parque eólico Taltal: 99 MW
- Parque fotovoltaico Lalackama: 60 MW
- Carga en Diego de Almagro: 193 MW⁷

Estas condiciones pueden ser modificadas parcialmente para llevar el sistema al estado deseado.

La figura 4.2 muestra el modelo generado en MATLAB – Simulink.

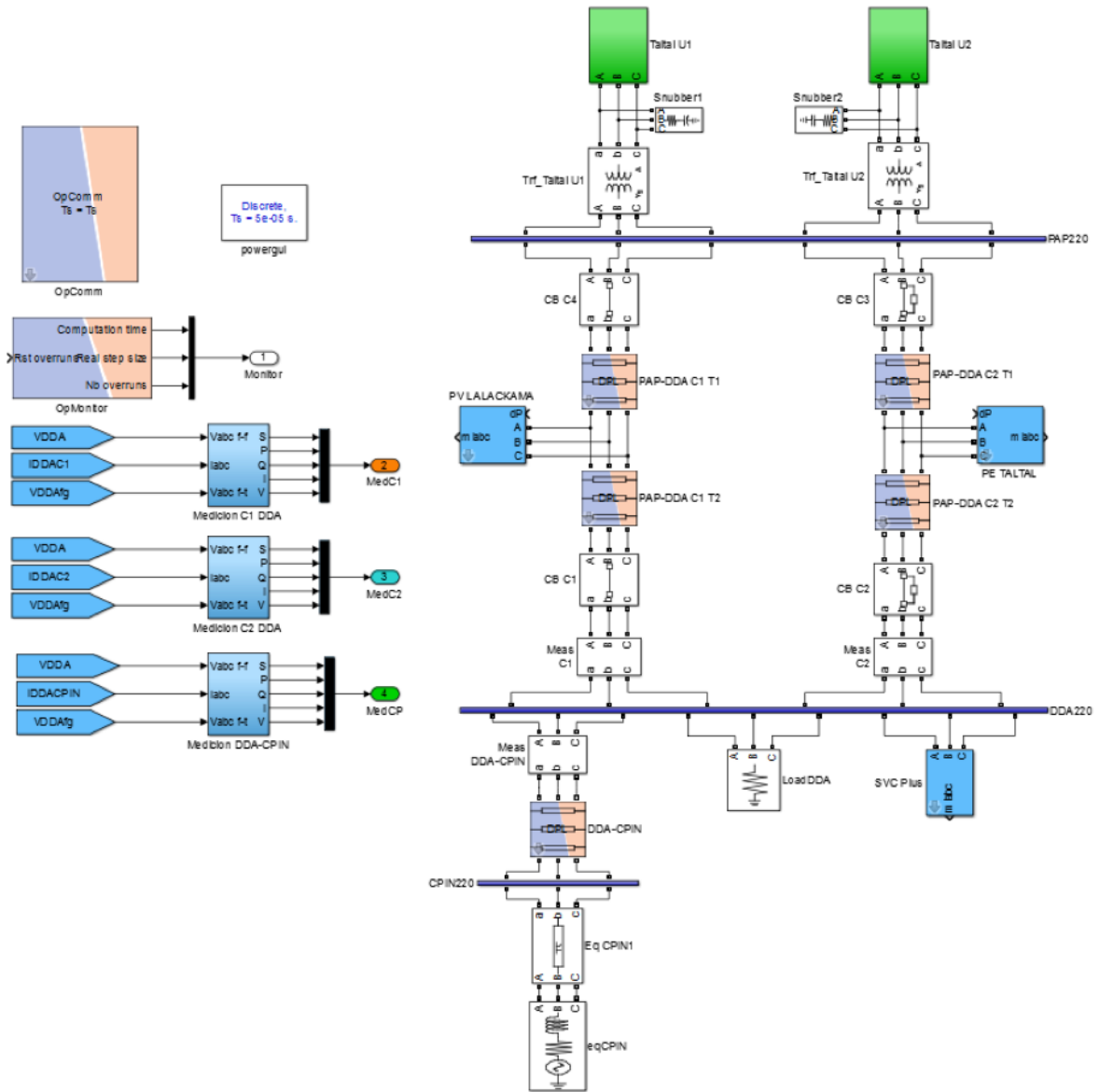


FIGURA 4.2: MODELO REDUCIDO DEL SIC EN SIMULINK

El modelo es un punto muy importante dentro de este proyecto de pruebas FAT con RTDS, pues mientras más exacto sea mejores resultados se obtendrán. Por esta

⁷ Se toma un valor elevado para que inicialmente no se congestione la línea hacia Carrera Pinto

razón debe ser validado antes de su utilización. El detalle de la validación del modelo se puede ver en el Anexo C.

4.3 PROTOCOLO DE PRUEBAS

La verificación del esquema de protección SIPS Taltal se lleva a cabo bajo el método *top-down*, usando la técnica de caja negra.

Este protocolo está compuesto por 5 conjuntos de pruebas, con los cuales se evalúa la funcionalidad, lógica involucrada, elementos/equipos involucrados y el esquema en su conjunto. Dichos conjuntos son:

- Pruebas iniciales
- Pruebas operacionales
- Pruebas frente a contingencias
- Pruebas ante fallas comunes
- Pruebas ante fallas no comunes

Cada prueba se ejecutará llevando al sistema a una condición preestablecida tal que permita la aplicación de una determinada acción, frente a la cual el SIPS debe responder según lo establecido en la filosofía operacional.

El detalle de cada una de las pruebas contenidas en las secciones antes mencionadas, está descrita en los siguientes ítems, que además muestran la respuesta del sistema frente a determinadas acciones. Adicionalmente en la sección Anexos D se presenta la Hoja de Registro de Pruebas FAT, que se utilizará para la ejecución de las pruebas.

4.3.1 PRUEBAS INICIALES

Como su nombre lo dice, éstas son las primeras pruebas que se realizan. Tienen como objetivo verificar que los equipos de medida, de comunicación e interfaz estén funcionando; que las conexiones entre los distintos elementos sean acordes a los planos generados; y que la lógica básica de los elementos esté integrada y operativa.

Se requiere que el SIPS esté energizado y operativo, pero no se evaluara que cumpla con funciones de control y protección, dejando este funcionamiento para otra sección. Por lo tanto no es necesario conectarlo al sistema emulado.

Las pruebas son:

1. Verificación de rangos de variables de entrada análogas
2. Verificación de estados de variables de entrada discreta
3. Verificación de registros de eventos
4. Verificación de ejecución de registros de alarmas
5. Verificación de niveles de acceso.

6. Verificación de autodiagnóstico.

4.3.1.1 Verificación de rangos de variables de entrada análogas

Objetivo: Verificar que el HMI muestra correctamente el valor de la variable en pantalla, con un error igual o menor al 2% a plena escala.

La gran mayoría de las pruebas de esta sección será ejecutada con una caja de pruebas OMICRON, la cual se considera como patrón por su alta exactitud (aproximadamente 0.015%), con excepción de las variables de los parques ERNC que se transmiten por cable de comunicación y se evalúan con la plataforma RTDS.

Se modificarán todas las variables monitoreadas por el esquema, asignándole un 5%, 50% y 100% de su valor nominal (valores primarios), lo que se verifica en el HMI. Dichas variables son:

1. Voltaje fase-neutro y fase-fase en la barra de Diego de Almagro.
2. Voltaje fase-neutro y fase-fase en la barra de Paposo.
3. Corriente por cada fase del circuito 1 en el extremo de la barra de Paposo.
4. Corriente por cada fase del circuito 2 en el extremo de la barra de Paposo.
5. Corriente por cada fase del circuito 1 en el extremo de la barra de Diego de Almagro.
6. Corriente por cada fase del circuito 2 en el extremo de la barra de Diego de Almagro.
7. Corriente por cada fase en la línea hacia Carrera Pinto.
8. Potencia (activa, reactiva y aparente) generada por el parque eólico.
9. Corriente generada por parque eólico.
10. Potencia (activa, reactiva y aparente) generada por el parque fotovoltaico.
11. Corriente generada por parque fotovoltaico.

4.3.1.2 Verificación de estados de variables de entrada discreta

Objetivo: Verificar que el HMI muestra correctamente el cambio de estado y el tiempo que esto demora de las entradas discretas.

La prueba se ejecutará con caja de pruebas OMICRON para facilitar el uso de la unidad de sincronía. Mientras que los estados de los parques ERNC serán evaluados con la plataforma RTDS.

Los estados a verificar son:

1. Interruptor J1' de la línea hacia Carrera Pinto
2. Interruptor J1 del circuito 1 en Paposo
3. Interruptor J2 del circuito 2 en Paposo
4. Interruptor JS entre barras en Paposo
5. Interruptor J3 del circuito 1 en Diego de Almagro

6. Interruptor J4 del circuito 2 en Diego de Almagro
7. Interruptor JR de transferencia en Diego de Almagro
8. Interruptor Tap-Off circuito 1
9. Interruptor Tap-Off circuito 2
10. Interruptor parque fotovoltaico Lalackama
11. Interruptor parque eólico Taltal

4.3.1.3 Verificación de registro de eventos y de alarmas

Objetivos:

- Verificar que se están ejecutando los registros de eventos, verificar que los registros están ordenados cronológicamente y en un único directorio.
- Verificar que se están ejecutando los registros de alarmas.

Se agruparán las 2 pruebas en mismo escenario continuado de simulación, que consistirá en llevar al sistema y distintas situaciones tal que el SIPS registre eventos y alarmas.

El escenario a simular tendrá una duración de 12 o 13 horas (durante la noche mediante un proceso automático) y consistirá en:

1. Generación del parque fotovoltaico Lalackama según los datos de radiación horizontal en el lugar medidos para el día 01-01-2010⁸ de acuerdo al perfil indicado en la figura 4.3.

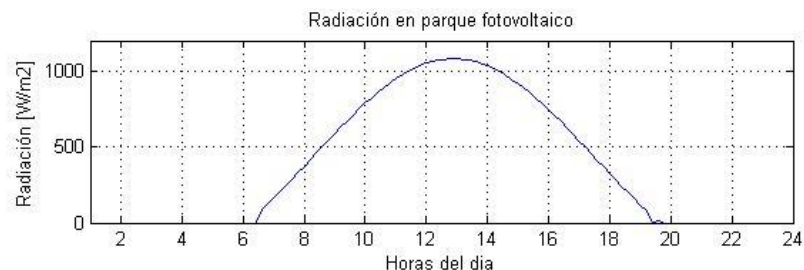


FIGURA 4.3: RADIACIÓN EN PARQUE FOTOVOLTAICO

2. Generación del parque eólico Taltal según el viento a 90m de altura en el lugar para el día 01-01-2010⁹, de acuerdo a lo indicado en la figura 4.4.

⁸ Estos datos de radiación se obtuvieron de la página "Explorador de Energía Solar" del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile: <<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>>

⁹ Estos datos de viento se obtuvieron de la página "Explorador de Energía Eólica" del Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile: <<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/>>



FIGURA 4.4: VELOCIDAD DEL VIENTO EN PARQUE EÓLICO

3. Variación en la generación de la central térmica Taltal en la barra de Paposo según la curva típica de demanda diaria (aproximada) que se muestra en la figura 4.5.

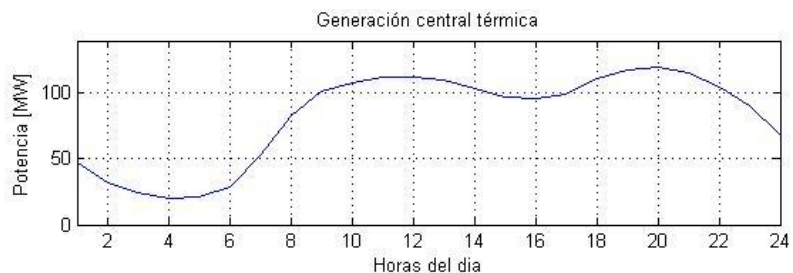


FIGURA 4.5: POTENCIA APROXIMADA POR GENERADOR

4. No se incluyen contingencias (desconexión de circuitos) ni inestabilidades en el sistema durante esta prueba.

El modelo indicado tiene las siguientes características y consideraciones:

- Se utilizarán las tasas de variación real para los generadores térmicos, parque fotovoltaico y parque eólico, correspondiente a 10 [MW/min], 11 [MW/min] y 1.6 [MW/seg] respectivamente.
- La prueba durará 12 horas (se ejecutará durante la noche mediante un proceso automático). Los cambios de estado del sistema se han programado para actualizarse cada 12 minutos, lo que generará como resultados un total de 60 estados.
- El sistema simulado se iniciará en un estado sin congestión en las líneas.
- La generación real de los parques fotovoltaico y eólico será la nominal al 80% de la radiación y velocidad del viento presente en el lugar, respectivamente.

En consecuencia a lo expuesto, los flujos presentes en el sistema (y que serán vistos por el SIPS), son los mostrados en la figura 4.6 siguiente.

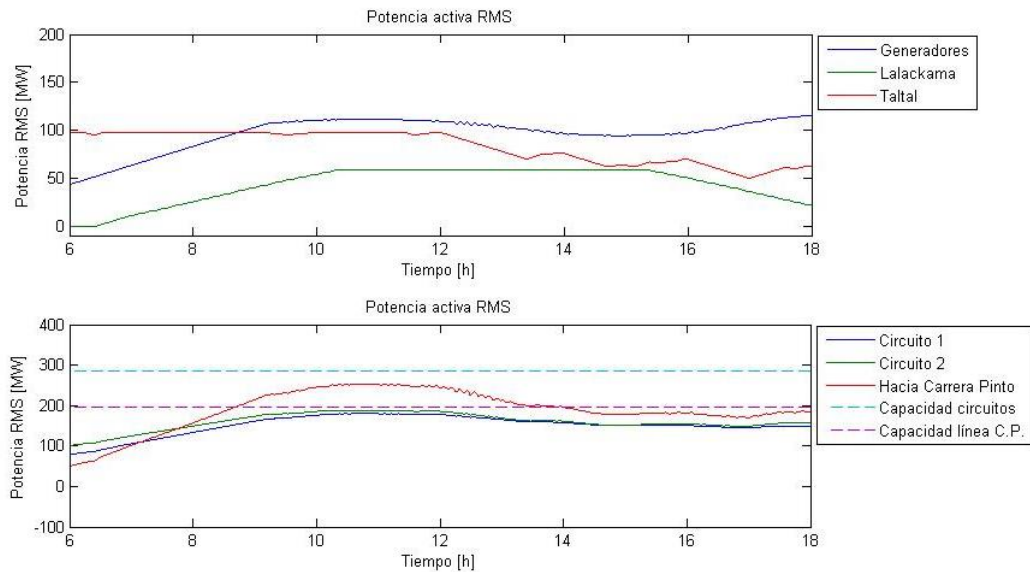


FIGURA 4.6: SIMULACIÓN DE UN DÍA DE OPERACIÓN

4.3.1.4 Otras verificaciones

Esta prueba contempla la verificación de niveles de acceso y verificación de autodiagnóstico, siendo los objetivos:

- Verificar que existen accesos diferenciados y sus privilegios
- Se verifica el funcionamiento de todas las rutinas de autodiagnóstico

Los niveles de accesos serán vistos en el HMI, ingresando con el usuario y clave generados por defecto.

La prueba de autodiagnóstico se realizará des-energizando distintos equipos, y volviéndolos a conectar. Se debe verificar en el HMI que se generan las alarmas correspondientes y se reconoce el retorno del servicio.

4.3.2 PRUEBAS OPERACIONALES

Pruebas que corroboran el correcto funcionamiento del SIPS ante condiciones normales de operación.

Para estas pruebas se generan escenarios de simulación con alta probabilidad de ocurrir en donde el equipo debe operar sin mayor dificultad, basándose en las especificaciones con las cuales fue diseñado. De esta forma el sistema es constantemente sometido a congestiones en sus líneas de transmisión (sin contingencias), aplicando las siguientes acciones:

1. Incremento de generación en Paposó hasta el máximo con generación renovable fija.

2. Variaciones de generación en parque eólico con generación solar y en Paposo fijas.
3. Variaciones de generación en parque fotovoltaico con generación eólica y en Paposo fijas.
4. Reducción discreta del consumo en Diego de Almagro.

Para aplicar las acciones antes mencionadas es necesario llevar al sistema a sus condiciones iniciales para cada uno de los casos. Para ello se usarán rampas con una tasa de toma/desprendimiento de carga suficientemente baja de manera tal de no desestabilizar el sistema eléctrico simulado.

4.3.2.1 Incremento de generación en Paposo del mínimo al máximo

Objetivo: Verificar que el SIPS refleja en el HMI el aumento de generación en Paposo. El SIPS debe armarse y activarse en cuando detecte superación de los límites por sobre los cuales se define la congestión.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 40 [MW]
- Generación parque eólico: 100 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 85 [MW]

La acción a ejecutar es incrementar la generación de cada central en la barra de Paposo desde su mínimo técnico de 20 [MW] hasta 120 [MW] a una tasa de toma de carga de 0.2 [MW/s].

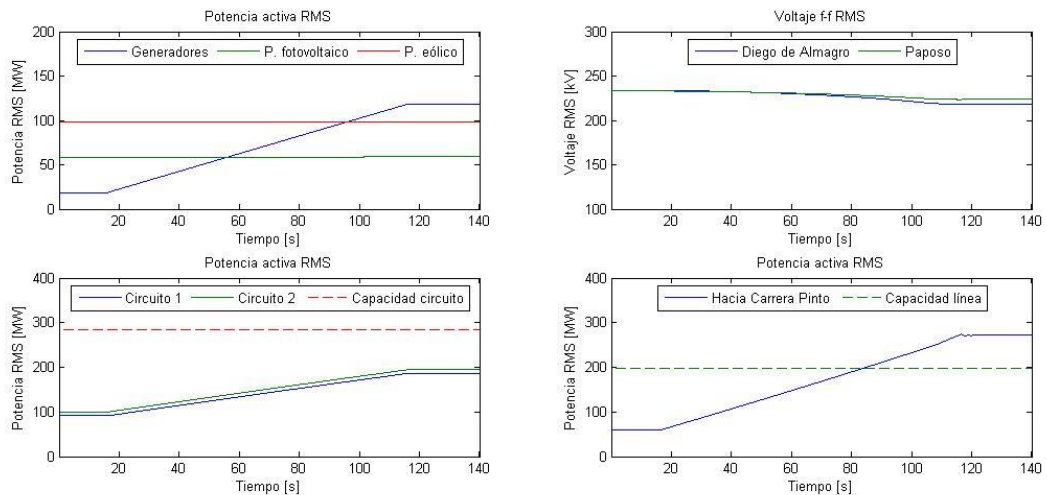


FIGURA 4.7: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 2.1

En la figura 4.7 se ve que aproximadamente a los 80 segundos la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto comienza a congestionarse por lo que el SIPS debiese actuar. Los resultados esperados son:

1. Enviar consigna de generación a parque eólico (aporta con mayor potencia).
2. Generar alarma por sobrecarga medida y por inicio de operación de reducción en parque eólico.
3. Registrar eventos.

4.3.2.2 Incremento de generación eólica

Objetivo: Verificar que el SIPS refleja, a través del HMI, el aumento de generación del Parque Eólico. El SIPS debe armarse y activarse en cuando detecte superación de los límites por sobre los cuales se define la congestión.

Estado inicial:

- Generación en Paposó: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 0 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 185 [MW]

La acción a ejecutar es incrementar la generación en el parque eólico Taltal desde 0 [MW] hasta 100 [MW] a una tasa de 1.6 [MW/s].

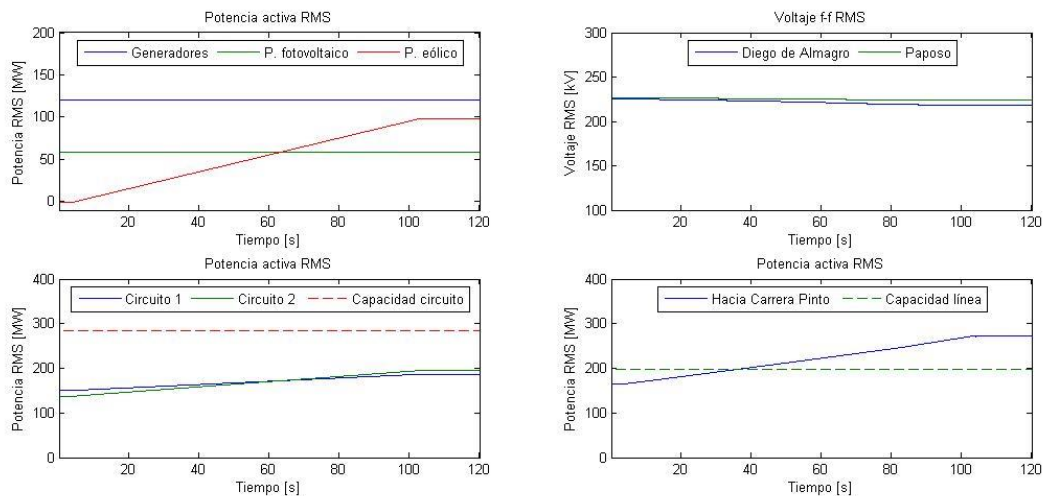


FIGURA 4.8: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 2.2

En la figura 4.8 se muestra que aproximadamente a los 40 segundos se congestiona la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto por lo que el SIPS debiese actuar. Los resultados esperados son:

1. Enviar consigna de generación al parque que aporta con mayor potencia en el momento de la sobrecarga (a simple vista el fotovoltaico).
2. Generar alarma por sobrecarga medida y por inicio de operación de reducción en parque.
3. Registrar eventos.

4.3.2.3 Incremento de generación solar

Objetivo: Verificar que el SIPS refleja, a través del HMI, el aumento de generación del Parque Solar. El SIPS debe armarse y activarse en cuando detecte superación de los límites por sobre los cuales se define la congestión.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 200 [MW]
- Generación parque eólico: 100 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 0 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 185 [MW]

La acción a ejecutar es incrementar la generación en el parque fotovoltaico Lalackama desde 0 [MW] a 60 [MW] a una tasa de 0.2 [MW/s].

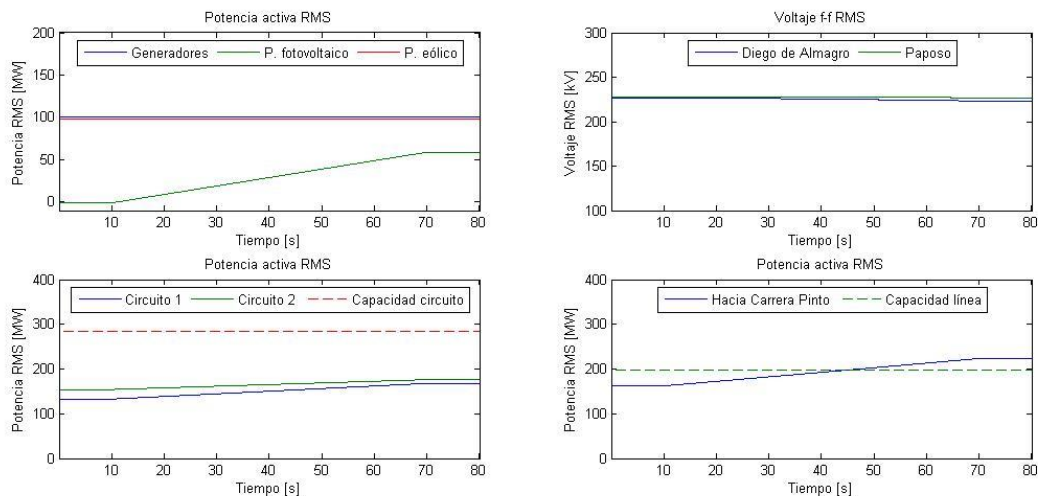


FIGURA 4.9: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 2.3

En la figura 4.9 se muestra que aproximadamente a los 45 segundos la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto comienza a congestionarse, por lo que el SIPS debiese actuar. Los resultados esperados son:

1. Enviar consigna de generación al parque eólico pues aporta con mayor potencia.
2. Generar alarma por sobrecarga medida y por inicio de operación de reducción en parque eólico.

3. Registrar eventos.

4.3.2.4 Reducción discreta del consumo en Diego de Almagro

Objetivo: Verificar que el SIPS refleja, a través del HMI, el desprendimiento de carga y con ello la congestión de la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto. El SIPS debe generar órdenes de reducción y/o desconexión de generación ERNC para aliviar la sobrecarga.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 200 [MW]
- Generación parque eólico: 50 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 50 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 195 [MW]

La acción a ejecutar es desconectar 2 bloques de carga de 40 [MW] desde la barra de Diego de Almagro separados por un intervalo de 20 segundos uno del otro.

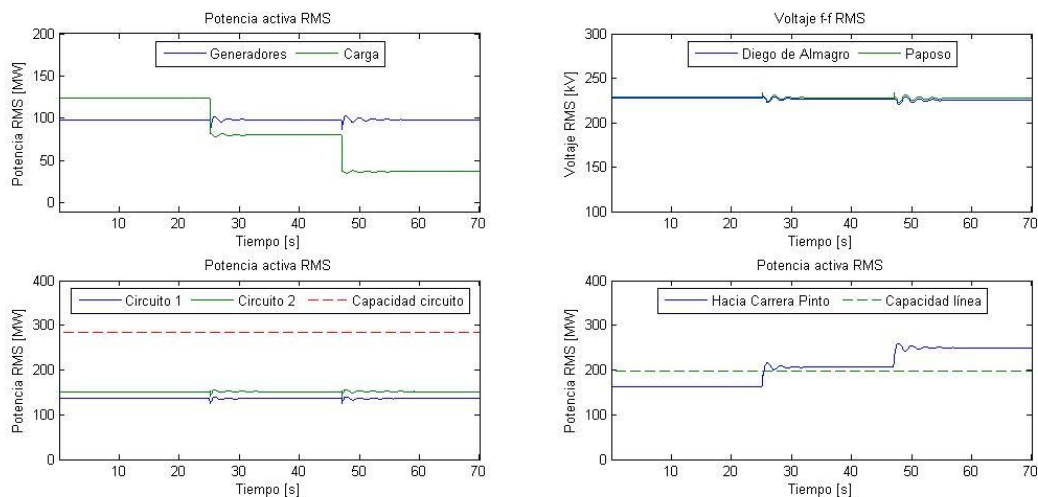


FIGURA 4.10: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 2.4

En la figura 4.10 se muestra que la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto se congestiona inmediatamente después de desprender el bloque de carga, razón por la cual el SIPS debe actuar en ese instante. Los resultados esperados son:

1. Enviar consigna de generación a parque eólico pues presenta mayor rapidez (ambos parques tienen igual magnitud de generación).
2. Generar alarma por sobrecarga medida y por inicio de operación de reducción en parque eólico.
3. Registrar eventos.

Cuando se desconecte el segundo bloque de carga, la línea nuevamente se congestionará por lo que se esperan mismos resultados, pero con

reducción/desprendimiento del parque fotovoltaico, según sea el tiempo de reducción asociado.

4.3.3 PRUEBAS ANTE CONTINGENCIAS

Pruebas que intentan corroborar el correcto funcionamiento del SIPS ante contingencias extremas en el sistema eléctrico.

Se generarán escenarios de simulación en dos condiciones: con alta generación y con baja generación. De esta forma existirán situaciones donde el SIPS debe operar y en otras que no debe operar, frente a una contingencia. Las pruebas a desarrollar son:

1. Apertura del circuito 1 Diego de Almagro-Paposo
2. Apertura del circuito 2 Diego de Almagro-Paposo
3. Apertura simultánea de ambos circuitos
4. Operación desde sistema previamente operado (requiere energización de línea)

Para poder llevar a cabo las acciones descritas, y para generar eventos que provoquen la operación del SIPS, el sistema será llevado a condiciones iniciales específicas según sea el caso.

4.3.3.1 Apertura circuito 1

Objetivo: Verificar que SIPS reconoce la apertura del circuito 1, mostrándolo en el HMI. El SIPS debe armarse y activarse en cuando detecte superación de los límites por sobre los cuales se define la congestión (térmica o por protección).

La acción a ejecutar es abrir los interruptores en ambos extremos del circuito 1 de la línea Paposo - Diego de Almagro.

Escenario con alta generación

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 80 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 30 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 180 [MW]

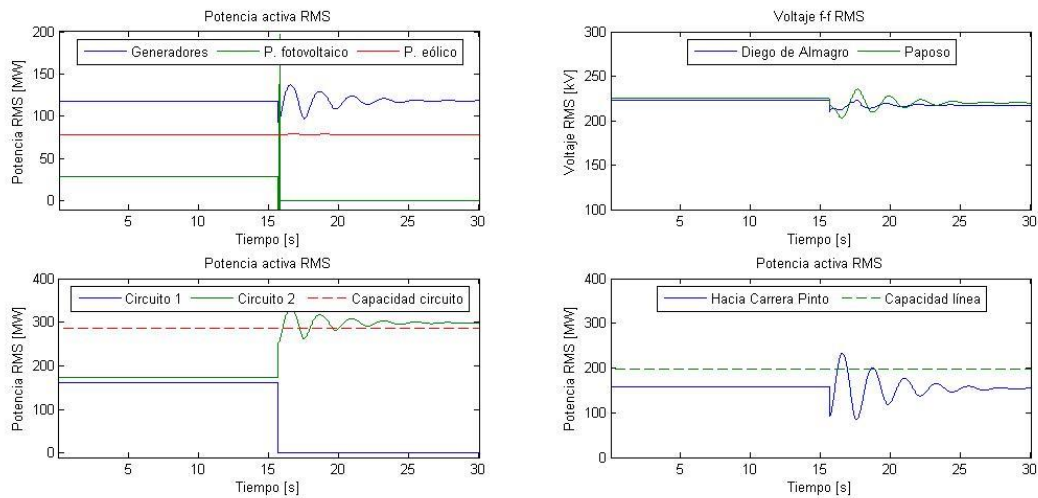


FIGURA 4.11: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 3.1.1

En la figura 4.11 se ve que al producirse la apertura del circuito 1, se supera el límite de transmisión del circuito 2 impuesto por la protección, por lo que el SIPS debiese actuar. Los resultados esperados son:

1. Enviar orden de desconexión a parque eólico.
2. Generar alarma por apertura de circuito 1, sobrecarga en línea e inicio de acción de desconexión de parque eólico.
3. Registrar eventos.

Escenario con baja generación

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 0 [MW]
- Generación parque eólico: 100 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 180 [MW]

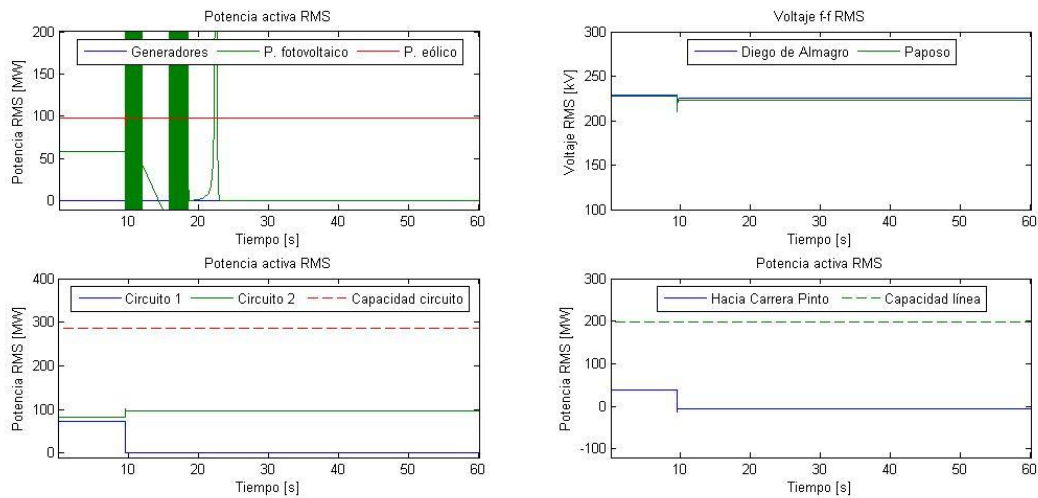


FIGURA 4.12: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 3.1.2

En la figura 4.12 se ve que al producirse la apertura del circuito 1, no existen congestiones en el sistema, por lo que el SIPS no debiese actuar. Resultado esperado:

1. Generar alarma por apertura de circuito 1.
2. Registrar eventos.

Escenario con alta temperatura

Se ingresa un valor de temperatura alto que hace disminuir la capacidad de transmisión de la línea por debajo del límite fijado por las protecciones.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 30 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 20 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 180 [MW]

Con la apertura del circuito 1, la corriente que pasa por el circuito 2 es menor al límite por protección y mayor a la capacidad de transmisión dada por la temperatura, por esta razón el SIPS debe actuar. Resultados esperados:

1. Enviar consigna de generación al parque eólico.
2. Generar alarma por apertura de circuito 1, sobrecarga en línea e inicio de operación de reducción de parque eólico.
3. Registrar eventos.

4.3.3.2 Apertura circuito 2

Objetivo: Verificar que el SIPS reconoce la apertura del circuito 2, mostrándolo en el HMI. El SIPS debe armarse y activarse en cuando detecte superación de los límites por sobre los cuales se define la congestión (térmica o por protección).

La acción a ejecutar es abrir los interruptores en ambos extremos del circuito 2 de la línea Paposo - Diego de Almagro.

Escenario con alta generación

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 50 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 180 [MW]

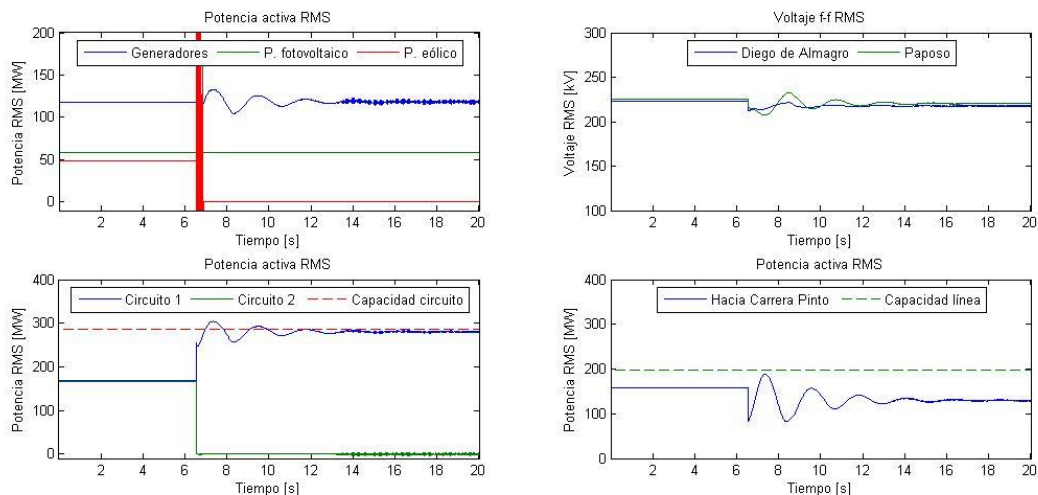


FIGURA 4.13: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 3.2.1

En la figura 4.13 se ve que al producirse la apertura del circuito 2, se supera el límite de transmisión del circuito 1 impuesto por la protección, por lo que SIPS debiese actuar. Los resultados esperados son:

1. Enviar orden de desconexión a fotovoltaico.
2. Generar alarma por apertura del circuito 2, sobrecarga en línea e inicio de acción de desconexión de parque fotovoltaico.
3. Registrar eventos.

Escenario con baja generación

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 0 [MW]
- Generación parque eólico: 100 [MW]

- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 180 [MW]

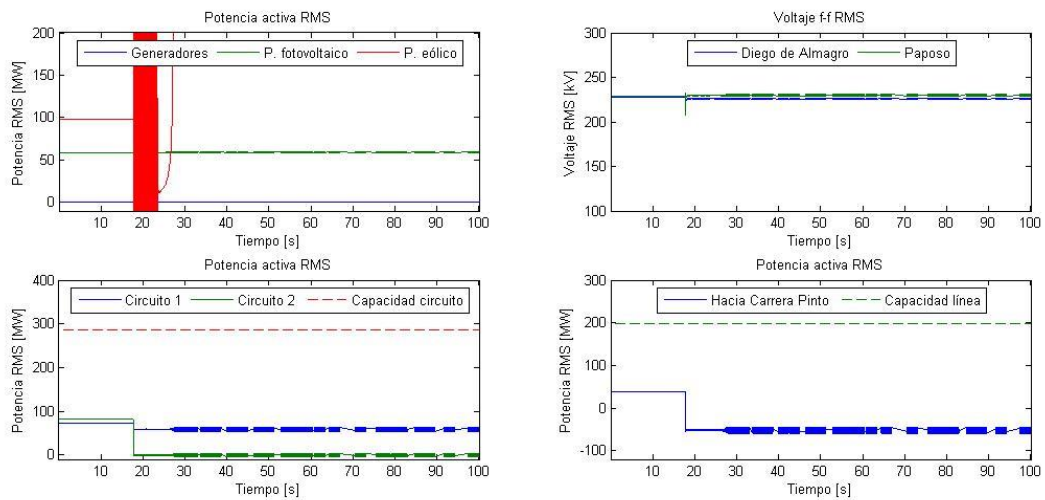


FIGURA 4.14: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 3.2.2

En la figura 4.14 se ve que al producirse la apertura del circuito 2, no existen congestiones en el sistema, por lo que el SIPS no debiese actuar. Resultado esperado:

1. Generar alarma por apertura del circuito 2.
2. Registrar eventos.

Escenario con alta temperatura

Se ingresa un valor de temperatura alto que hace disminuir la capacidad de transmisión de la línea por debajo del límite fijado por las protecciones.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 20 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 30 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 180 [MW]

Con la apertura del circuito 2, la corriente que pasa por el circuito 1 es menor al límite por protección y mayor a la capacidad de transmisión dada por la temperatura, por esta razón el SIPS debe actuar. Resultados esperados:

1. Enviar consigna de generación al parque fotovoltaico.
2. Generar alarma por apertura de circuito 1, sobrecarga en línea e inicio de operación de reducción de parque fotovoltaico.

3. Registrar eventos.

4.3.3.3 Apertura simultánea ambos circuitos

Objetivo: Verificar que el SIPS reconoce la apertura de ambos circuitos en el HMI, no realizando acciones correctivas.

La acción a ejecutar es abrir simultáneamente los interruptores en ambos extremos del circuito 1 y 2 de la línea Paposo - Diego de Almagro.

Escenario con alta generación

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 50 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 180 [MW]

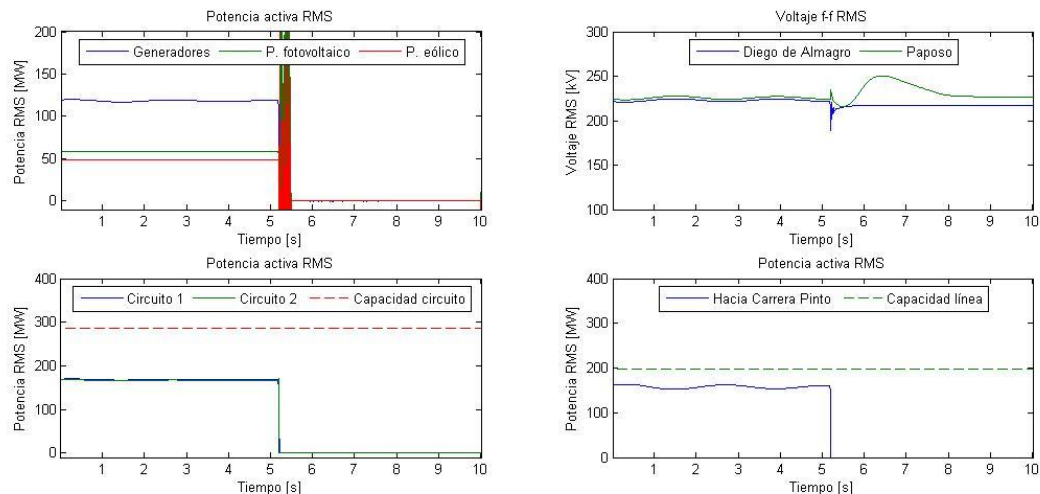


FIGURA 4.15: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 3.3.1

Con la apertura de ambos circuitos, las líneas no sufren congestión por lo que el SIPS no debe actuar. Resultados esperados:

1. Generar alarma por apertura de ambos circuitos.
2. Registrar eventos.

Escenario con baja generación

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 0 [MW]
- Generación parque eólico: 100 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]

- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 180 [MW]

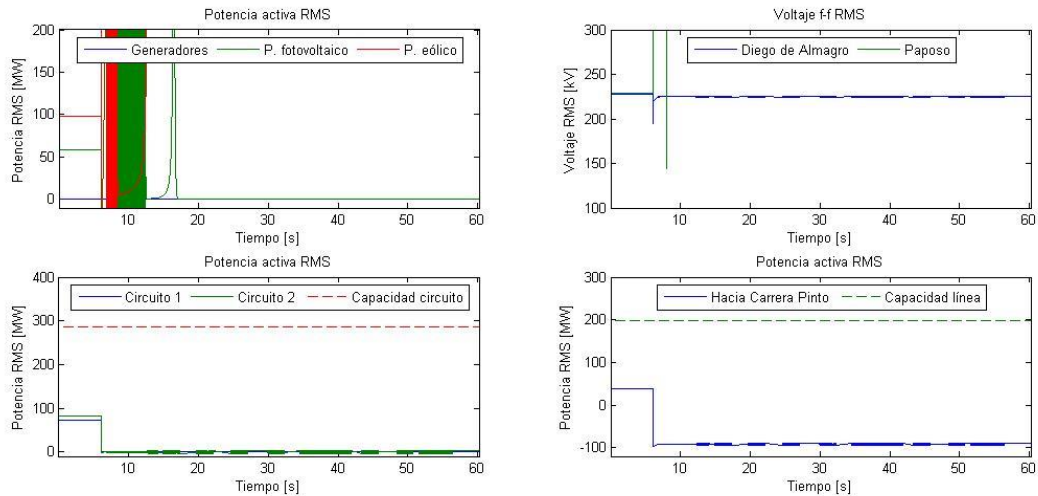


FIGURA 4.16: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 3.3.2

Al igual que en la prueba anterior, la apertura de ambos circuitos no produce congestión en las líneas por lo que el SIPS no debe actuar. Resultados esperados:

1. Generar alarma por apertura de ambos circuitos.
2. Registrar eventos.

4.3.3.4 Operación desde sistema previamente operado.

Objetivo: Verificar respuesta y reconocimiento del SIPS frente la apertura de un circuito y posterior reconexión manual del mismo.

La acción a ejecutar es abrir un circuito de la línea entre Paposo – Diego de Almagro y cerrarlo manualmente transcurridos 20 segundos.

Apertura y Reconexión circuito 1

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 80 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 30 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 180 [MW]

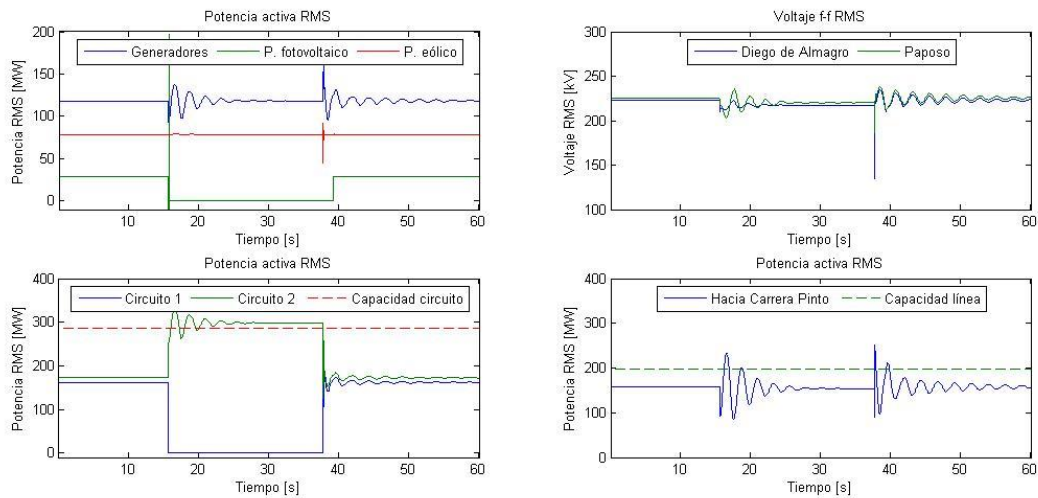


FIGURA 4.17: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 3.4.1

Se ve que la apertura del circuito 1 produce congestión en el circuito 2 por sobre el límite impuesto por la protección, por lo que el SIPS debe actuar. Resultado esperado:

1. Enviar orden de desconexión al parque eólico.
2. Generar alarma por apertura de circuito 1, sobrecarga en línea e inicio de acción de desconexión de parque eólico.
3. Registrar eventos.

Apertura y Reconexión circuito 2

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 50 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 180 [MW]

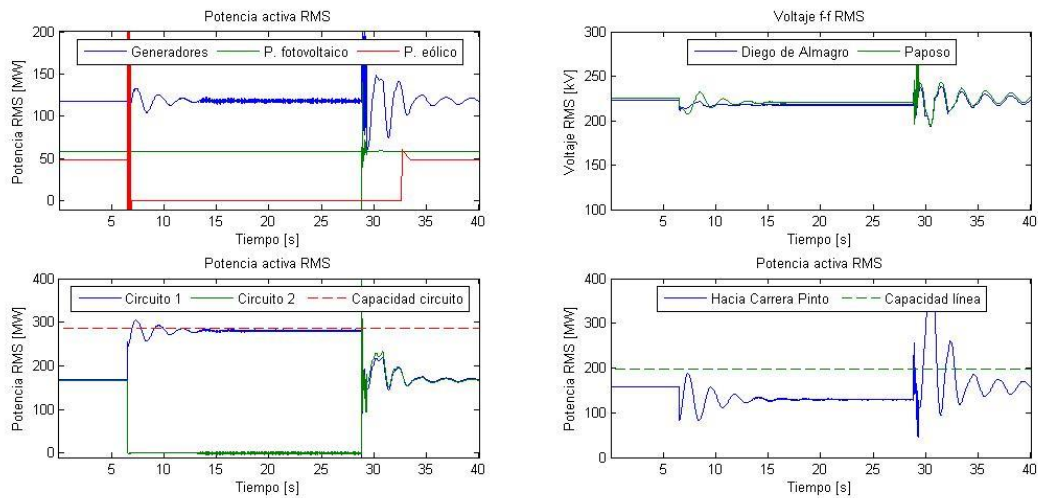


FIGURA 4.18: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 3.4.2

Se ve que la apertura del circuito 2 produce congestión en el circuito 1 por sobre el límite impuesto por la protección, por lo que el SIPS debe actuar. Resultado esperado:

1. Enviar orden de desconexión al parque fotovoltaico.
2. Generar alarma por apertura de circuito 2, sobrecarga en línea e inicio de acción de desconexión de parque fotovoltaico.
3. Registrar eventos.

4.3.4 PRUEBAS ANTE FALLAS COMUNES

Además de las situaciones de operación normal y contingencias, el SIPS debe estar preparado para operar frente a fallas con probabilidad de ocurrir. Estas situaciones deben ser correctamente administradas por el SIPS y no deben generar efectos adversos en la operación (o no operación) del SIPS.

Aquí entran fallas en los equipos de medida, no reconocimiento de órdenes de parte del SIPS, ruptura de canales de comunicación y situaciones del sistema poco usuales. En concreto las pruebas que se llevarán a cabo en esta sección son:

1. No reconocimiento de consigna de generación parque fotovoltaico
2. No reconocimiento de orden de desconexión del parque fotovoltaico
3. No reconocimiento de consigna de generación parque eólico
4. No reconocimiento de orden de PAUSA del parque eólico
5. No reconocimiento de orden de desconexión del parque eólico
6. Corriente cero en circuito 1 sin apertura de interruptores
7. Corriente cero en circuito 2 sin apertura de interruptores
8. Apertura de circuito 1 con corriente residual
9. Apertura de circuito 2 con corriente residual

10. Apertura de circuito 2 durante órdenes de cambio de consigna para parque eólico.
11. Apertura de circuito 1 durante órdenes de cambio de consigna para parque solar.

4.3.4.1 No reconocimiento de consigna de generación parque fotovoltaico

Objetivos: Verificar respuesta del SIPS ante una orden crítica no reconocida. Verificar generación de alarma crítica al no poder controlar la contingencia de sobrecarga. Seguir secuencia de operación frente a órdenes no reconocidas.

Se lleva al sistema a una situación de sobrecarga en la que el SIPS debiese reducir el parque fotovoltaico, pero éste no realiza la orden.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 200 [MW]
- Generación parque eólico: 50 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia Carrera Pinto: 195 [MW]

La acción a ejecutar es subir la generación térmica en Paposo hasta llegar a los 240 [MW] a una tasa de 0.2 [MW/s]

Estas condiciones serán utilizadas para las pruebas 5.1 y 5.2, llevadas a cabo de forma secuencial.

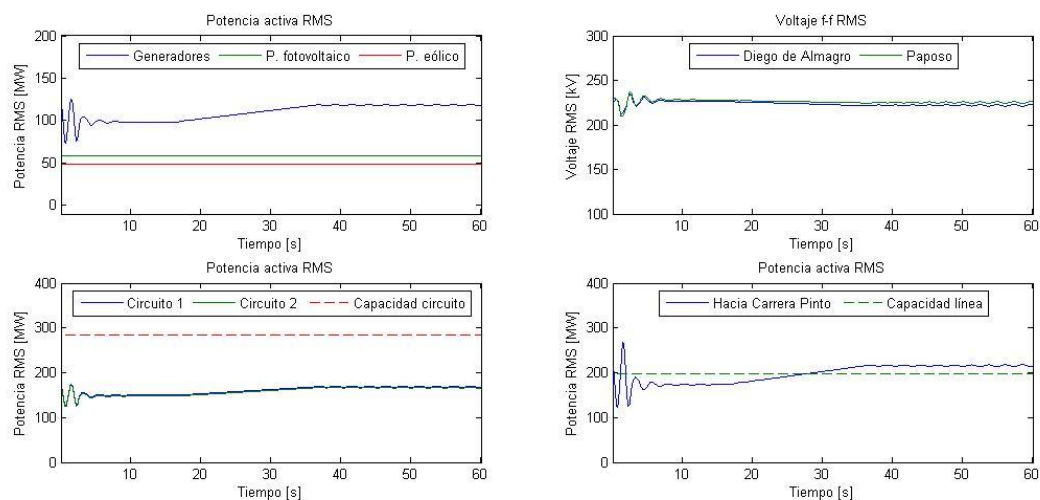


FIGURA 4.19: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 4.1

Al existir sobrecarga en la línea Diego de Almagro - Carrera Pinto, el SIPS intentará reducir la generación del parque fotovoltaico pues tiene mayor disponibilidad de generación (figura 4.19), acción que no será tomada en cuenta por

el sistema, frente a lo cual es SIPS debe seguir una determinada secuencia de operación. Resultados esperados:

1. Enviar orden de desconexión al parque fotovoltaico.
2. Generar alarma por sobrecarga en línea, inicio de operación de reducción de parque fotovoltaico, verificación negativa de operación de reducción e inicio de acción de desconexión de parque fotovoltaico.
3. Registrar eventos.

4.3.4.2 *No reconocimiento de orden de desconexión del parque fotovoltaico*

Objetivos: Verificar respuesta del SIPS ante una orden crítica no reconocida. Verificar generación de alarma crítica al no poder controlar la contingencia de sobrecarga. Seguir secuencia de operación frente a órdenes no reconocidas.

Puesto que el SIPS no recibe confirmación de reducción del parque fotovoltaico producto de la sobrecarga (prueba anterior), generará una orden de desconexión de este parque, que tampoco será llevada a cabo. Resultados esperados:

1. Generar alarma por inicio de acción de desconexión de parque fotovoltaico, verificación negativa de acción de desconexión y sobrecarga no aliviada.
2. Registro de eventos

4.3.4.3 *No reconocimiento de consigna de generación parque eólico*

Objetivos: Verificar respuesta del SIPS ante una orden crítica no reconocida. Verificar generación de alarma crítica al no poder controlar la contingencia de sobrecarga. Seguir secuencia de operación frente a órdenes no reconocidas.

Se lleva al sistema a una situación de sobrecarga en la que el SIPS debiese reducir el parque eólico, pero éste no realiza la orden.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 200 [MW]
- Generación parque eólico: 60 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 50 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia Carrera Pinto: 195 [MW]

La acción a ejecutar es subir la generación en Paposo hasta llegar a los 240 [MW] a una tasa de 0.2 [MW/s]

Estas condiciones serán utilizadas para las pruebas 5.3 y 5.5, llevadas a cabo de forma secuencial.

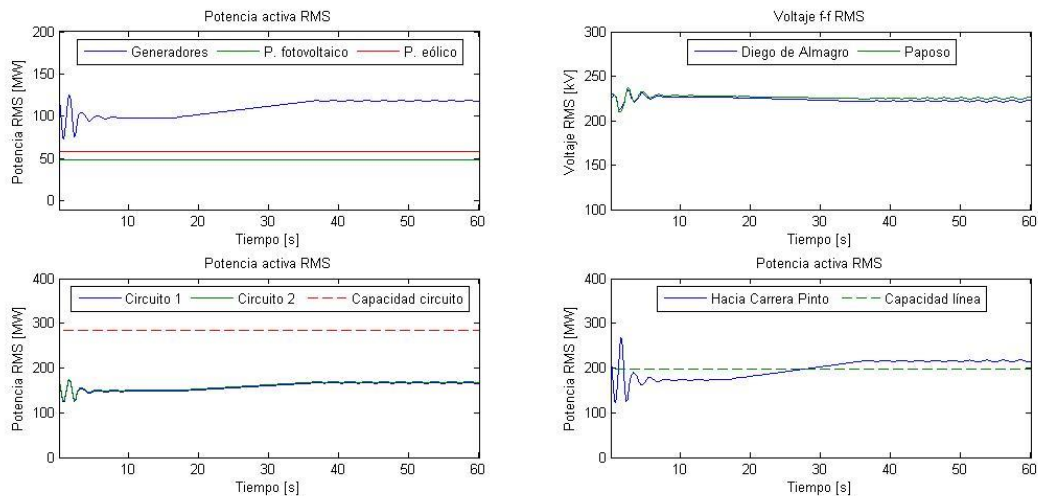


FIGURA 4.20: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 4.3

Al existir sobrecarga en la línea Diego de Almagro - Carrera Pinto, el SIPS intentará reducir la generación del parque eólico pues tiene mayor disponibilidad de generación (ver figura 4.20), acción que no será tomada en cuenta por el sistema, frente a lo cual es SIPS debe seguir una determinada secuencia de operación. Resultados esperados:

1. Enviar orden de STOP al parque eólico.
2. Generar alarma por sobrecarga en línea, inicio de operación de reducción de parque eólico, verificación negativa de operación de reducción e inicio de acción STOP de parque eólico.
3. Registrar eventos.

4.3.4.4 No reconocimiento de orden de STOP del parque eólico

Objetivos: Verificar respuesta del SIPS ante una orden crítica no reconocida. Verificar generación de alarma crítica al no poder controlar la contingencia de sobrecarga. Seguir secuencia de operación frente a órdenes no reconocidas.

Puesto que el SIPS no recibe confirmación de reducción del parque eólico producto de la sobrecarga (prueba anterior), generará una orden de STOP al parque, que tampoco será llevada a cabo. Resultado esperado:

1. Enviar orden de desconexión al parque eólico.
2. Generar alarma por inicio de acción de STOP de parque eólico, verificación negativa de acción de STOP e inicio de acción de desconexión de parque eólico.
3. Registrar eventos.

4.3.4.5 *No reconocimiento de orden de desconexión del parque eólico*

Objetivos: Verificar respuesta del SIPS ante una orden crítica no reconocida. Verificar generación de alarma crítica al no poder controlar la contingencia de sobrecarga. Seguir secuencia de operación frente a órdenes no reconocidas.

Puesto que el SIPS no recibe confirmación de reducción por "Pausa" del parque eólico producto de la sobrecarga (prueba anterior), generará una orden de desconexión de este parque, que tampoco será llevada a cabo. Resultados esperados:

1. Generar alarma por inicio de acción de desconexión de parque eólico, verificación negativa de acción de desconexión y sobrecarga no aliviada.
2. Registro de eventos

4.3.4.6 *Corriente cero en circuito 1 sin apertura de interruptores*

Objetivo: Verificar que el SIPS no ejecuta orden alguna

Estado inicial:

- Generación en Paposó: 200 [MW]
- Generación parque eólico: 50 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia Carrera Pinto: 195 [MW]

La acción a ejecutar es abrir el circuito 1 físicamente, pero el SIPS recibe consigna de que dicho interruptor está cerrado.

El SIPS no reconoce esta situación como una contingencia pues no recibe señal de apertura de circuito. No detecta anomalía en la medición pues esta situación se puede presentar en la realidad; interruptor cerrado sin unidades generando. Además se ve en la imagen que el circuito 2 no presenta sobrecarga medida. Resultado esperado:

1. No operación del SIPS.
2. No generación de alarmas.
3. No registro de eventos.

4.3.4.7 *Corriente cero en circuito 2 sin apertura de interruptores*

Objetivo: Verificar que el SIPS no ejecuta ninguna orden

Estado inicial:

- Generación en Paposó: 200 [MW]
- Generación parque eólico: 50 [MW]

- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia Carrera Pinto: 195 [MW]

La acción a ejecutar es abrir el circuito 2 físicamente, pero el SIPS recibe consigna de que dicho interruptor está cerrado.

El SIPS no reconoce esta situación como una contingencia pues no recibe señal de apertura de circuito. No detecta anomalía en la medición pues esta situación se puede presentar en la realidad; interruptor cerrado sin unidades generando. Además se ve en la imagen que el circuito 1 no presenta sobrecarga medida. Resultado esperado:

1. No operación del SIPS.
2. No generación de alarmas.
3. No registro de eventos.

4.3.4.8 *Apertura de circuito 1 con corriente residual*

Objetivo: Verificar respuesta del SIPS frente a una incongruencia.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 200 [MW]
- Generación parque eólico: 50 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia Carrera Pinto: 195 [MW]

La acción a ejecutada es no altera el sistema eléctrico simulado, pero si modificar la información que llega al SIPS. Con esto el SIPS recibe la consigna de interruptor J1 y J4 abiertos sin que se altere la corriente por la línea.

El SIPS reconoce que existe incongruencia en la medida de los interruptores J1 y J4 por lo que debe operar. Resultados esperados:

1. Generar alarma de incongruencia
2. Deshabilitar el esquema

4.3.4.9 *Apertura de circuito 2 con corriente residual*

Objetivo: Verificar respuesta del SIPS frente a una incongruencia.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 200 [MW]
- Generación parque eólico: 50 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]

- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia Carrera Pinto: 195 [MW]

La acción a ejecutada es no altera el sistema eléctrico simulado, pero si modificar la información que llega al SIPS. Con esto el SIPS recibe la consigna de interruptor J2 y J3 abiertos sin que se altere la corriente por la línea.

El SIPS reconoce que existe incongruencia en la medida de los interruptores J2 y J3 por lo que debe operar. Resultados esperados:

1. Generar alarma de incongruencia
2. Deshabilitar el esquema

4.3.4.10 Apertura de circuito 2 durante órdenes de cambio de consigna para parque eólico.

Objetivo: Verificar la respuesta del SIPS frente a más de una actividad simultánea recibida.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 200 [MW]
- Generación parque eólico: 100 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 0 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 185 [MW]

La acción a ejecutar es aumentar la generación térmica en Paposo hasta 240 MW con tasa de 0.2 MW/s por generador y 20 segundos de producida la congestión de la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto se abre el circuito 2.

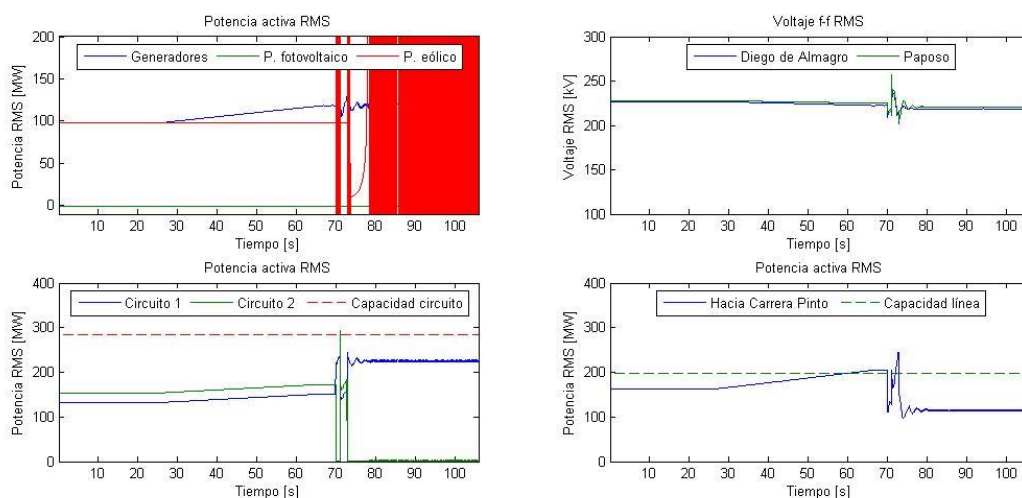


FIGURA 4.21: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 4.10

El SIPS debe detectar la congestión de la línea hacia Carrera Pingo que se muestra en la figura 4.21 y reaccionar enviando orden de reducción de parque eólico. El esquema quedará a la espera de confirmación de reducción de parque eólico y reconocerá la apertura de circuito luego de recibida dicha confirmación, no midiendo sobrecarga en el circuito 1. Entonces los resultados esperados son:

1. Enviar consigna de generación al parque eólico
2. Generar alarma por sobrecarga en línea, inicio de operación de reducción de parque eólico y apertura de circuito 2.
3. Registro de eventos

4.3.4.11 Apertura de circuito 1 durante órdenes de cambio de consigna para parque solar.

Objetivo: Verificar la respuesta del SIPS frente a un escenario en donde se ejecuta más de una actividad en forma simultánea.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 200 [MW]
- Generación parque eólico: 0 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 75 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 185 [MW]

La acción a ejecutar es aumentar la generación en Central Taltal hasta 240 MW con tasa de 0.2 MW/s por generador y 20 segundos de producida la congestión de la línea Diego de Almagro – Carrera Pinto se abre el circuito 1.

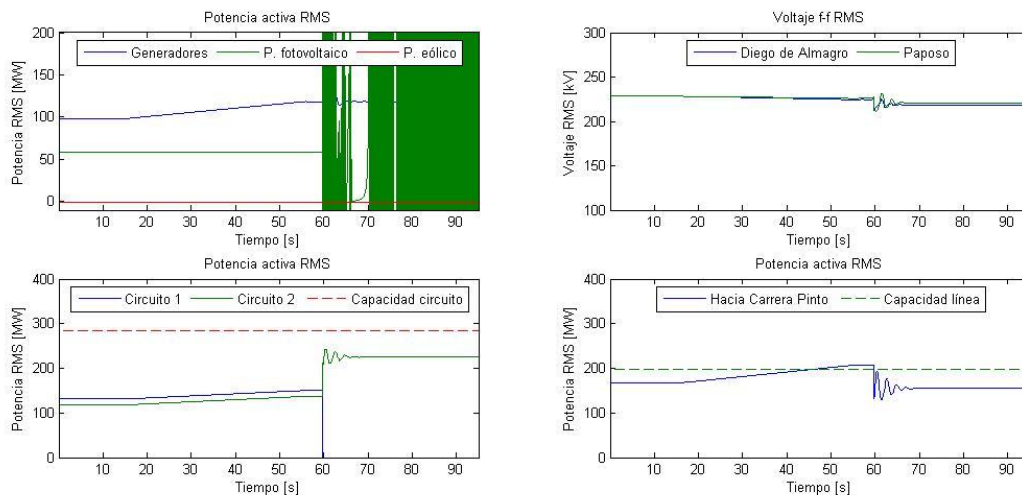


FIGURA 4.22: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 4.11

El SIPS debe detectar la congestión de la línea hacia Carrera Pingo que se muestra en la figura 4.22 y reaccionar enviando orden de reducción de parque fotovoltaico. El esquema quedará a la espera de confirmación de reducción de parque fotovoltaico y reconocerá la apertura de circuito luego de recibida dicha confirmación, no midiendo sobrecarga en el circuito 2. Entonces los resultados esperados son:

1. Enviar consigna de generación al parque fotovoltaico.
2. Generar alarma por sobrecarga en línea, inicio de operación de reducción de parque fotovoltaico y apertura de circuito 1.
3. Registro de eventos

4.3.5 PRUEBAS ANTE FALLAS NO COMUNES

Por último es necesario abordar situaciones con muy baja probabilidad de ocurrir, pero como son posibles, el SIPS debe estar preparado para administrarlas correctamente y no deben generar efectos adversos en la operación (o no operación) del SIPS.

Es importante incluir este conjunto de pruebas, para tener un equipo lo más robusto posible, capaz de administrar cualquier situación a la cual es sometido. Las situaciones a emular son:

1. Valores de corriente en circuitos 1 y 2 fuera de rangos esperados
2. Inconsistencia entre los estados "abierto" y "cerrado" de interruptores
3. Inconsistencia entre los estados Normal, Intermedio y Transferido de interruptores
4. Ocurrencia secuencial de más de una falla.
5. Apertura del interruptor J1 sin sobrecarga
6. Apertura del interruptor J2 sin sobrecarga
7. Apertura del interruptor J3 sin sobrecarga
8. Apertura del interruptor J4 sin sobrecarga
9. Apertura del interruptor J1 con sobrecarga
10. Apertura del interruptor J2 con sobrecarga
11. Apertura del interruptor J3 con sobrecarga
12. Apertura del interruptor J4 con sobrecarga
13. Prueba en escenario de alta actividad
14. Incongruencia entre los valores medidos en Tap Off y parque eólico
15. Incongruencia entre los valores medidos en Tap Off y parque fotovoltaico

4.3.5.1 Valores de corriente en circuitos 1 y 2 fuera de rangos esperados

Objetivo: Verificar respuesta del SIPS frente a anomalías/incongruencias en las mediciones.

El sistema debe estar en condiciones de régimen permanente sin congestión:

- Generación en Paposo: 200 [MVA]
- Generación parque eólico: 50 [MVA]
- Generación parque fotovoltaico: 50 [MVA]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]

La acción a ejecutar es modificar los señales de las corrientes de forma "ficticia" (sólo medición) por sobre los valores nominales (mayor a un 150%), ya sea modificando la razón de transformación en las RTUs o en las variables que salen del sistema.

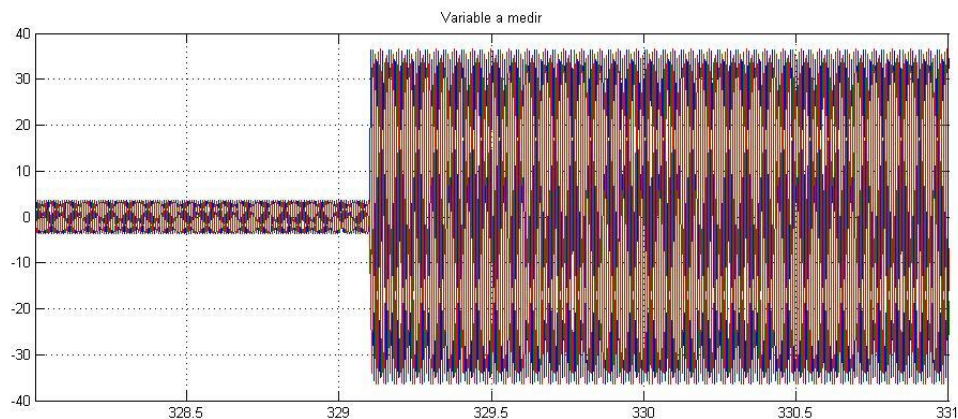


FIGURA 4.23: CORRIENTE MEDIDA POR EL SIPS EN PRUEBA 5.1

En la figura 4.23 se muestra un ejemplo de cómo vería una determinada corriente el SIPS luego de amplificar su magnitud. El esquema debe reconocer una anomalía en la medición por lo que debe reaccionar. Resultados esperados:

1. Generar alarma por anomalía en la medición.
2. Deshabilitar del esquema.
3. Registro de eventos.

4.3.5.2 Inconsistencia entre estados "abierto" y "cerrado" de interruptores

Objetivo: Verificar respuesta del SIPS frente anomalías/incongruencias en las mediciones.

El sistema debe estar en condiciones de régimen permanente sin congestión:

- Generación en Paposo: 200 [MVA]
- Generación parque eólico: 50 [MVA]
- Generación parque fotovoltaico: 50 [MVA]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]

Sin alterar el funcionamiento del sistema, se modificarán los estados de abierto y cerrado para los interruptores J1, J2, J3, J4, J1', JR y JS, tal de que generen una condición no válida:

TABLA 4.1: ESTADOS NO VÁLIDOS EN INTERRUPTORES

Estado abierto	Estado cerrado	Condición
0	0	No válido
0	1	Interruptor cerrado
1	0	Interruptor abierto
1	1	No válido

El SIPS debe reconocer estos estados no válidos de los interruptores, y se esperan los siguientes resultados:

1. Generar alarma por anomalía en la medición.
2. Deshabilitar del esquema.
3. Registro de eventos.

4.3.5.3 *Inconsistencia entre estados Normal, Intermedio y Transferido de interruptores*

Objetivo: Verificar respuesta del SIPS frente anomalías/incongruencias en las mediciones.

El sistema debe estar en condiciones de régimen permanente sin congestión:

- Generación en Papos: 200 [MVA]
- Generación parque eólico: 50 [MVA]
- Generación parque fotovoltaico: 50 [MVA]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]

Sin alterar el funcionamiento del sistema, se modificarán los estados de Normal, Intermedio y Transferido para los interruptores de la S/E Diego de Almagro J3, J4 y J1', tal de que generen una condición no válida:

TABLA 4.2: ESTADOS ESPECIALES NO VÁLIDOS INTERRUPTORES

Estado normal	Estado Transferido	Estado intermedio	Condición
0	0	0	No válido
0	0	1	Interruptor Intermedio
0	1	0	Interruptor Transferido
0	1	1	No válido
1	0	0	Interruptor Normal
1	0	1	No válido
1	1	0	No válido

1	1	1	No válido
---	---	---	-----------

El SIPS debe reconocer estos estados no válidos de los interruptores, y se esperan los siguientes resultados:

1. Generar alarma por anomalía en la medición.
2. Deshabilitar del esquema.
3. Registro de eventos.

4.3.5.4 Ocurrencia secuencial de más de una falla

Objetivo: Verificar que el SIPS administra correctamente ambas fallas.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 80 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 30 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 170 [MW]
- Potencia hacia Carrera Pinto: 180 [MW]

La acción a ejecutar es desconectar el circuito 1 y 0.2 segundos después se abre el circuito 2.

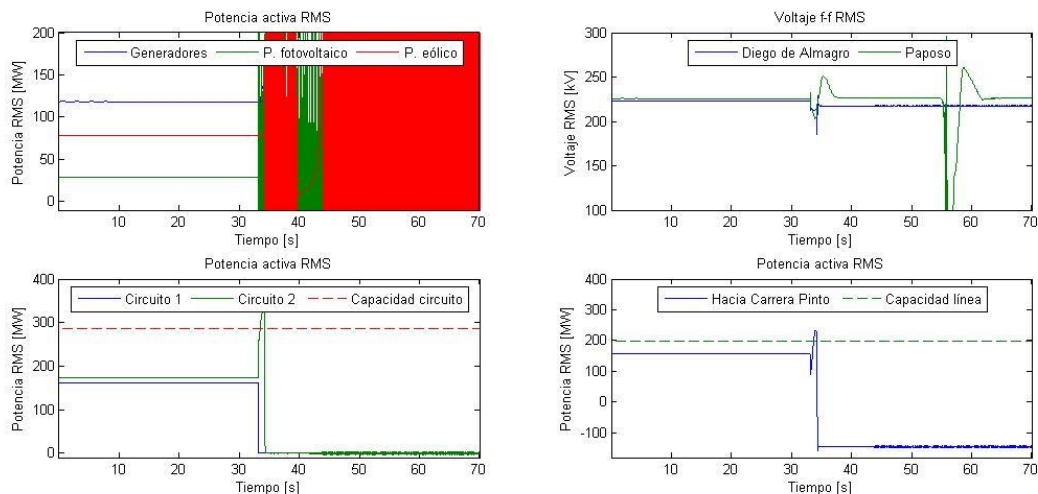


FIGURA 4.24: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 5.4

En la figura 4.24 se muestra que luego de producida la primera contingencia, se supera inmediatamente el límite de corriente impuesto por protecciones en el circuito 2, por lo que el SIPS debe actuar (acción inmediata). La segunda apertura de circuito no produce contingencias en el sistema. Resultados esperados:

1. Enviar orden de desconexión a parque eólico.

2. Generar alarma por apertura de circuito 1, sobrecarga en línea, inicio de operación de reducción y apertura de circuito 2.
3. Registro de eventos

4.3.5.5 *Apertura del interruptor J1 sin sobrecarga*

Objetivo: Verificar que el SIPS reconoce la apertura del interruptor, pero no ejecuta acción alguna.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 20 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 10 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 150 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 120 [MW]

Partiendo de una condición sin sobrecarga y con temperaturas nominales en el sistema, se abre el interruptor J1 del circuito 1 de la línea Paposo - Diego de Almagro, sin producirse congestiones en el sistema. El SIPS no debiese ejecutar acciones de protección y los resultados esperados son:

1. Generar alarma por apertura de interruptor.
2. Registrar eventos.

4.3.5.6 *Apertura del interruptor J2 sin sobrecarga*

Objetivo: Verificar que el SIPS reconoce la apertura del interruptor, pero no ejecuta acción alguna.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 20 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 10 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 150 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 120 [MW]

Partiendo de una condición sin sobrecarga y con temperaturas nominales en el sistema, se abre el interruptor J2 del circuito 2 de la línea Paposo - Diego de Almagro, sin producirse congestiones en el sistema. El SIPS no debiese ejecutar acciones de protección y los resultados esperados son:

1. Generar alarma por apertura de interruptor.
2. Registrar eventos.

4.3.5.7 *Apertura del interruptor J3 sin sobrecarga*

Objetivo: Verificar que el SIPS reconoce la apertura del interruptor, pero no ejecuta acción alguna.

Estado inicial:

- Generación en Paposó: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 20 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 10 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 150 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 120 [MW]

Partiendo de una condición sin sobrecarga y con temperaturas nominales en el sistema, se abre el interruptor J3 del circuito 2 de la línea Paposó - Diego de Almagro, sin producirse congestiones en el sistema. El SIPS no debiese ejecutar acciones de protección y los resultados esperados son:

1. Generar alarma por apertura de interruptor.
2. Registrar eventos.

4.3.5.8 *Apertura del interruptor J4 sin sobrecarga*

Objetivo: Verificar que el SIPS reconoce la apertura del interruptor, pero no ejecuta acción alguna.

Estado inicial:

- Generación en Paposó: 240 [MW]
- Generación parque eólico: 20 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 10 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 150 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 120 [MW]

Partiendo de una condición sin sobrecarga y con temperaturas nominales en el sistema, se abre el interruptor J4 del circuito 1 de la línea Paposó - Diego de Almagro, sin producirse congestiones en el sistema. El SIPS no debiese ejecutar acciones de protección y los resultados esperados son:

1. Generar alarma por apertura de interruptor.
2. Registrar eventos.

4.3.5.9 *Apertura del interruptor J1 con sobrecarga*

Objetivo: Verificar que el SIPS reconoce la apertura del interruptor y actúa al detectar sobrecarga.

Estado inicial:

- Generación en Paposó: 240 [MW]

- Generación parque eólico: 60 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 40 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 150 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 190 [MW]

Partiendo de una condición normal sin sobrecarga, se abre el interruptor J1 del circuito 1 de la línea Diego de Almagro – Paposo, produciéndose congestión en el circuito 2.

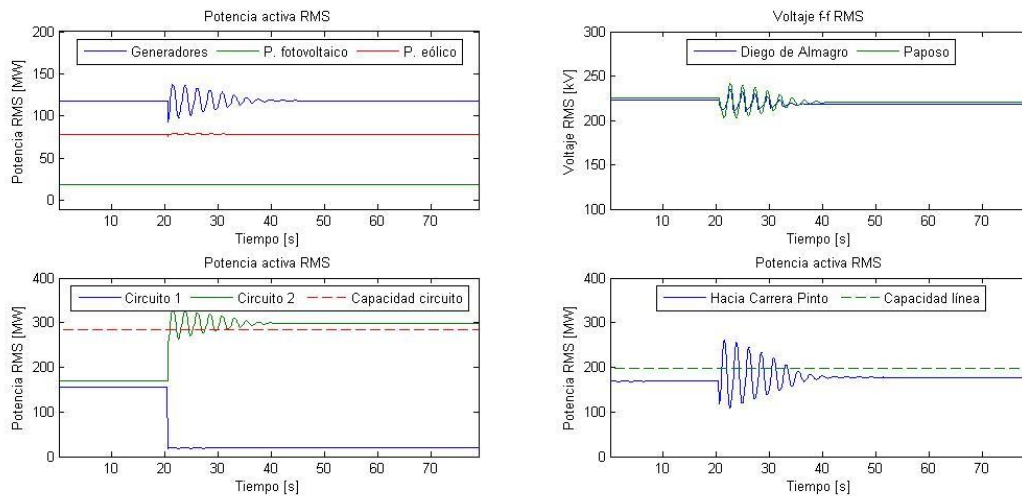


FIGURA 4.25: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUENA 5.9

En la figura 4.25 se muestra que luego de aplicada la apertura del interruptor J1 se supera el límite de transmisión dada por protecciones por lo que el SIPS debe actuar inmediatamente. Esta situación es detectada a través de sobrecarga prevista, la cual establece si es necesaria una acción adicional. Resultados esperados:

1. Enviar orden de desconexión a parque fotovoltaico (tiene mayor prioridad el parque conectado a la línea que presenta apertura).
2. Posible envío de orden de desconexión/reducción a parque eólico.
3. Generar alarma por apertura de interruptor, sobrecarga en línea, inicio de acción de desconexión de parque fotovoltaico, inicio de acción de desconexión/reducción de parque eólico (posible)
4. Registro de eventos

4.3.5.10 Apertura del interruptor J2 con sobrecarga

Objetivo: Verificar que el SIPS reconoce la apertura del interruptor y actúa al detectar sobrecarga.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]

- Generación parque eólico: 40 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 150 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 190 [MW]

Partiendo de una condición normal sin sobrecarga, se abre el interruptor J2 del circuito 2 de la línea Diego de Almagro – Paposo, produciéndose congestión en el circuito 1.

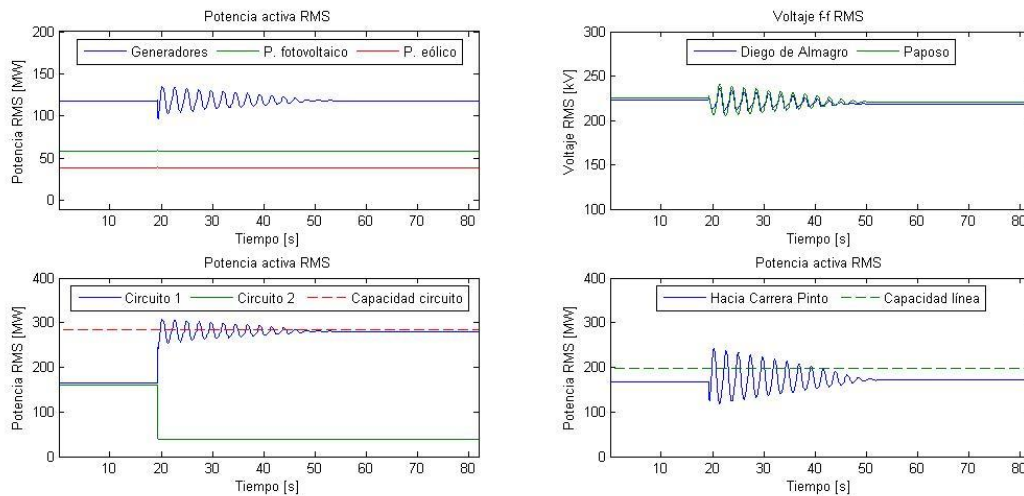


FIGURA 4.26: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 5.10

En la figura 4.26 se muestra que luego de aplicada la apertura del interruptor J2 se supera el límite de transmisión dada por protecciones por lo que el SIPS debe actuar inmediatamente. Esta situación es detectada a través de sobrecarga prevista, la cual establece si es necesaria una acción adicional. Resultados esperados:

1. Enviar orden de desconexión a parque eólico (tiene mayor prioridad el parque conectado a la línea que presenta apertura).
2. Posible envío de orden de desconexión/reducción a parque fotovoltaico.
3. Generar alarma por apertura de interruptor, sobrecarga en línea, inicio de acción de desconexión de parque eólico, inicio de acción de desconexión/reducción de parque fotovoltaico (posible).
4. Registro de eventos.

4.3.5.11 Apertura del interruptor J3 con sobrecarga

Objetivo: Verificar que el SIPS reconoce la apertura del interruptor y actúa al detectar sobrecarga.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]

- Generación parque eólico: 40 [MW]
- Generación parque fotovoltaico: 60 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 150 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 190 [MW]

Partiendo de una condición normal sin sobrecarga, se abre el interruptor J2 del circuito 2 de la línea Diego de Almagro – Paposo, produciéndose congestión en el circuito 1.

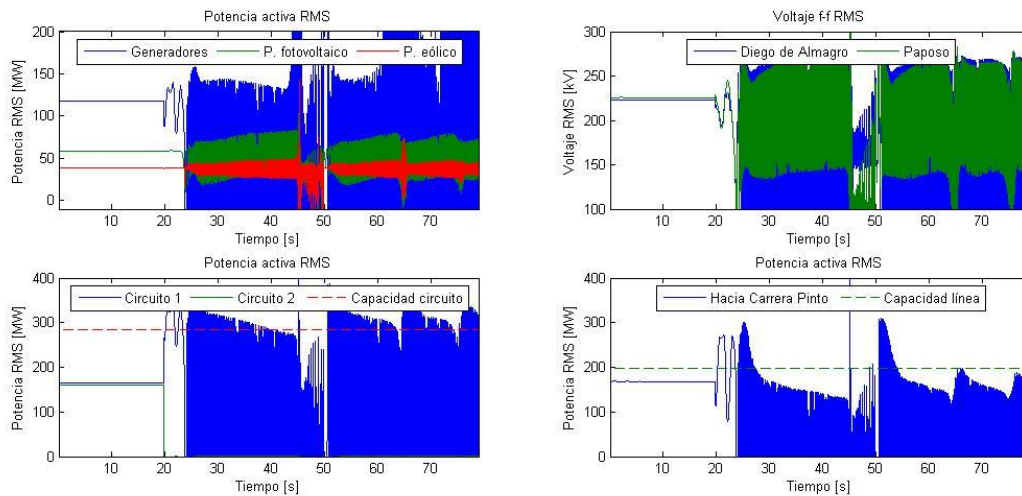


FIGURA 4.27: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 5.11

Luego de aplicada la apertura del interruptor J3 se debería superar el límite de transmisión dada por protecciones por lo que el SIPS debe actuar inmediatamente. En la figura 4.27 se muestra que aplicar esta acción genera una inestabilidad del sistema, por lo que esto debe ser evaluado directamente con el SIPS conectado y actuando. Resultados esperados:

1. Enviar orden de desconexión a parque eólico (tiene mayor prioridad el parque conectado a la línea que presenta apertura).
2. Posible envío de orden de desconexión/reducción a parque fotovoltaico.
3. Generar alarma por apertura de interruptor, sobrecarga en línea, inicio de acción de desconexión de parque eólico, inicio de acción de desconexión/reducción de parque fotovoltaico (posible).
4. Registro de eventos.

4.3.5.12 Apertura del interruptor J4 con sobrecarga

Objetivo: Verificar que el SIPS reconoce la apertura del interruptor y actúa al detectar sobrecarga.

Estado inicial:

- Generación en Paposo: 240 [MW]

- Generación parque Eólico: 60 [MW]
- Generación Parque Fotovoltaico: 40 [MW]
- Carga en Diego de Almagro: 150 [MW]
- Potencia hacia carrera pinto: 190 [MW]

Partiendo de una condición normal sin sobrecarga, se abre el interruptor J4 del circuito 1 de la línea Diego de Almagro – Paposo, produciéndose congestión en el circuito 2.

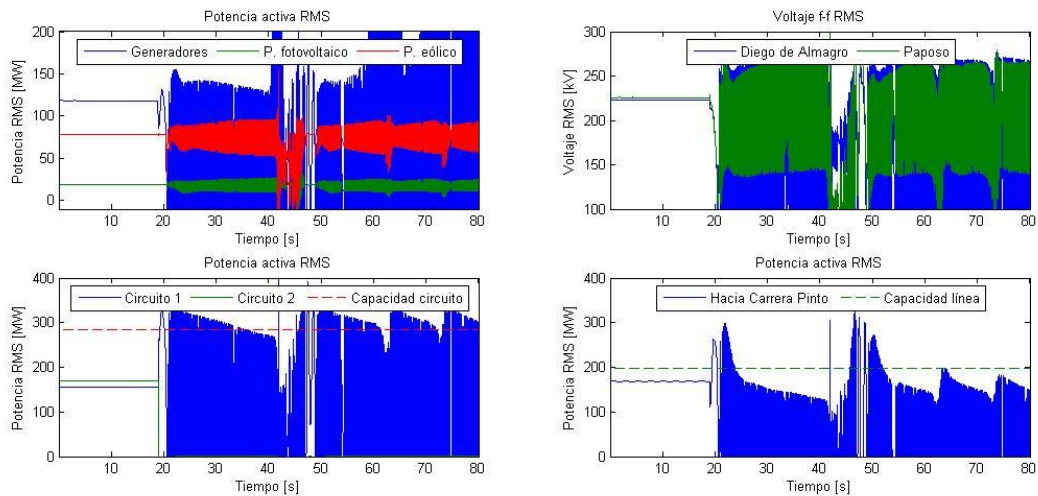


FIGURA 4.28: RESPUESTA DEL SISTEMA EN PRUEBA 5.12

Luego de aplicada la apertura del interruptor J4 se debería superar el límite de transmisión dada por protecciones por lo que el SIPS debe actuar inmediatamente. En la figura 4.28 se muestra que aplicar esta acción genera una inestabilidad del sistema, por lo que esto debe ser avaluado directamente con el SIPS conectado y actuando. Resultados esperados:

1. Enviar orden de desconexión a parque fotovoltaico (tiene mayor prioridad el parque conectado a la línea que presenta apertura).
2. Posible envío de orden de desconexión/reducción a parque eólico.
3. Generar alarma por apertura de interruptor, sobrecarga en línea, inicio de acción de desconexión de parque fotovoltaico, inicio de acción de desconexión/reducción de parque eólico (posible)
4. Registro de eventos

4.3.5.13 Pruebas en escenarios de alta actividad

Objetivo: Verificar que SIPS no degrada su funcionamiento ante situaciones con máximo uso de recursos de la unidad de computación del esquema.

Se utiliza el mismo escenario continuado de simulación de prueba 2.3 (ítem 4.3.2.3). Este tiene una duración de 12 horas y contempla variación en la generación de la central térmica Taltal, del parque fotovoltaico Lalackama y del parque eólico Taltal.

No se deben aplicar desconexiones de circuito pues deshabilitarían el esquema en caso de superación del límite de transferencia impuesto por protecciones y/o se saldría de operación el parque conectado a ese circuito (la reconexión es manual, por el operador).

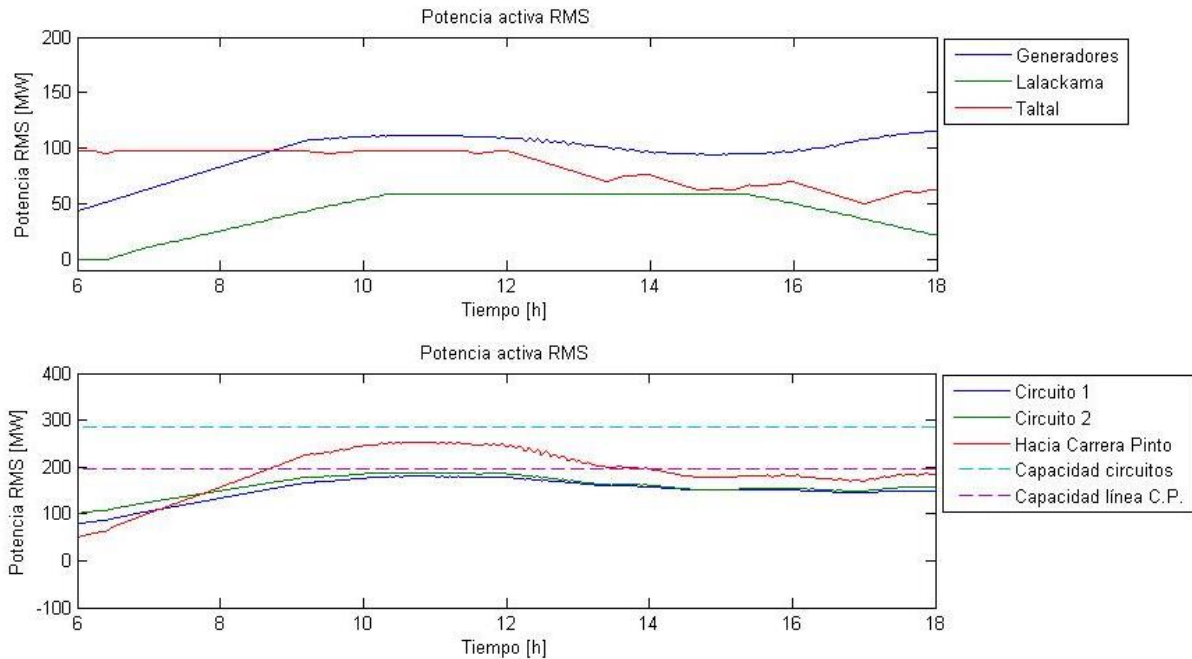


FIGURA 4.29: ESCENARIO CONTINUADO DE SIMULACIÓN

Se espera que el SIPS reconozca las sobrecargas mostradas en la figura 4.29 enviando consignas de generación al parque correspondiente, junto con las respectivas alarmas. Todo debe quedar registrado en eventos.

4.3.5.14 *Incongruencia entre los valores medidos en S/E Tap Off y parque eólico*

Objetivo: verificar que SIPS reconoce la condición anomalía y se deshabilita.

El sistema debe estar en condiciones de régimen permanente sin congestión, el cual no será perturbado:

- Generación en Paposo: 200 [MVA]
- Generación parque eólico: 50 [MVA]
- Generación parque fotovoltaico: 50 [MVA]

- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]

Las mediciones registradas por la RTU de la S/E Tap Off y por la RTU del parque eólico deben tener valores similares, bajo un cierto umbral de tolerancia (parametrizable) que considera pérdidas en el sistema u otros. Por esta razón se alteran las siguiente variables monitoreadas:

- Potencia activa entregada por el parque – Potencia activa inyectada en tap off
- Potencia reactiva entregada por el parque – Potencia reactiva inyectada en tap off
- Potencia aparente entregada por el parque – Potencia aparente inyectada en tap off

El SIPS debe detectar esta incongruencia en las mediciones de los SCADAs, debiendo reaccionar. Resultado esperado:

1. Generar alarma por anomalía en la medición.
2. Deshabilitar parque eólico.
3. Registro de eventos.

4.3.5.15 Incongruencia entre los valores medidos en S/E Tap Off y parque fotovoltaico

Objetivo: verificar que SIPS reconoce la condición anomalía y se deshabilita.

El sistema debe estar en condiciones de régimen permanente sin congestión, el cual no será perturbado:

- Generación en Paposo: 200 [MVA]
- Generación parque eólico: 50 [MVA]
- Generación parque fotovoltaico: 50 [MVA]
- Carga en Diego de Almagro: 115 [MW]

Las mediciones registradas por la RTU de la S/E Tap Off y por la RTU del parque fotovoltaico deben tener valores similares, bajo un cierto umbral de tolerancia (parametrizable) que considera pérdidas en el sistema u otros. Por esta razón se alteran las siguientes variables monitoreadas:

- Potencia activa entregada por el parque – Potencia activa inyectada en tap off
- Potencia reactiva entregada por el parque – Potencia reactiva inyectada en tap off
- Potencia aparente entregada por el parque – Potencia aparente inyectada en tap off

El SIPS debe detectar esta incongruencia en las mediciones de los SCADAs, debiendo reaccionar. Resultado esperado:

4. Generar alarma por anomalía en la medición.
5. Deshabilitar parque fotovoltaico.
6. Registro de eventos.

4.4 DIAGRAMA DE CONEXIÓN

Teniendo la descripción del proyecto junto con las señales recibidas/emitidas por el SIPS y el modelo simulado del sistema eléctrico, se confecciona el diagrama de conexión del esquema con la plataforma RTDS y otros componentes externos.

Este diagrama es para visualizar los componentes que son necesarios para emular las condiciones en las cuales estaría el SIPS en terreno, con el mayor grado de realidad posible. Esto quiere decir emular estados de interruptores, corrientes y voltajes luego del transformador de medida, entre otros.

Además este diagrama debe ser coherente con el protocolo de pruebas antes diseñado.

En base a esto se utilizarán los siguientes elementos:

1. Transductor OP8660, que toma las señales de salida de la RTDS y las deja disponibles en un tablero accesible, con valores de 0-5 [v] para las señales discretas y ± 16 [v] para análogas. Adicionalmente tiene puertos de entrada discretas y análogas en mismos rangos de voltaje, y otros para magnitudes de entrada fuertes; 15 [A] en corriente y 600 [v] en voltaje.



FIGURA 4.30: TRANSDUCTOR OP8660

2. Relés de contacto seco, para emular las señales discretas del sistema, dadas por los estados de los interruptores. Son alimentados con una tensión constante de 12 [v].

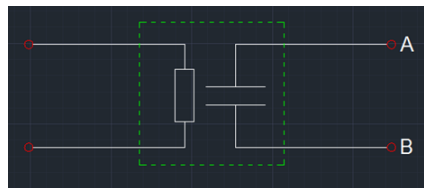


FIGURA 4.31: ESQUEMÁTICO DE RELÉ DE CONTACTO SECO

- Amplificador de voltaje¹⁰ que eleva las señales análogas de salida de la RTDS a razón de 1 [v] es a 25 [v]. El voltaje de salida de este dispositivo representa a los valores de los transformadores de medida (TT/PP) de los relés de control.



FIGURA 4.32: AMPLIFICADOR DE VOLTAJE

- Amplificador de corriente¹¹ que eleva las señales análogas de salida de la RTDS a razón de 1 [v] es a 5 [A]. La corriente de salida de este dispositivo representa a los valores de los transformadores de medida (TT/CC) de los relés de control.



FIGURA 4.33: AMPLIFICADOR DE CORRIENTE

- Switch, usado para compartir información a través de los canales de comunicación. Su función es representar físicamente los 4 SCADAs del proyecto.



FIGURA 4.34: SWITCH DE COMUNICACIÓN

¹⁰ Marco PONOVO, modelo PAV120Bip

¹¹ Marca PONOVO, modelo PAC60Cip

Por otro lado el simulador RTDS (OP4500) es comandado por un computador externo al cual llamaremos CONTROLADOR. Con éste se puede tener acceso al modelo del sistema mientras está siendo simulado dentro de la plataforma.

Teniendo todos los elementos a usar, se establece el diagrama esquemático a utilizar, el cual se muestra en la figura 4.35.

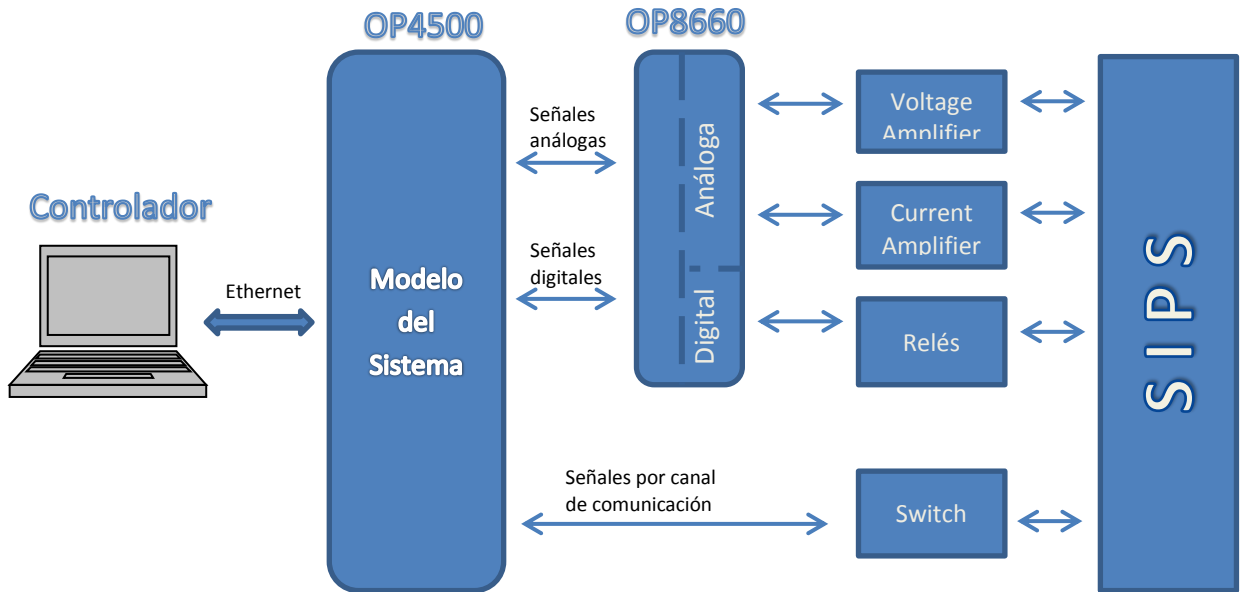


FIGURA 4.35: ESQUEMA DE CONEXIÓN SIPS - SISTEMA EMULADO

Como se mencionó en el apartado 2.3.3, la plataforma de simulación en tiempo real OPAL con la cual se trabaja en esta Memoria, tiene un número limitado de canales de entrada y salida, los cuales se resumen en la siguiente tabla:

TABLA 4.3: NÚMERO DE CANALES DE E/S

Tipo de canal	Canales	Cantidad total
Digital input	0 -15	16
Digital output	0 - 15	16
Analog input	0 - 15	16
Analog output	0 - 15	16

Como se aprecia en la tabla 4.3 los canales de salida, digitales y análogos, no son suficientes para todas las señales que es necesario simular¹²:

- 23 señales digitales que representan los estados de interruptores.
- 30 señales análogas que representan a 5 corrientes y 5 voltajes trifásicos (3 en la barra de Diego de Almagro y 2 en la barra de Paposos).

¹² Ver ítem 3.2.3

Para el caso de los voltajes trifásicos, se puede usar el mismo para la totalidad de las barras, pues su valor no interviene dentro de la lógica del SIPS. Sin embargo aún falta capacidad para emular una corriente trifásica y 7 estados de interruptores, las cuales serán generadas por fuentes fijas:

- Para la corriente trifásica faltante¹³, se utiliza una unidad de prueba OMICRON.
- Para los estados de interruptores faltantes se utiliza una bornera o contactos manuales.

Esta restricción de capacidad le quita algo de versatilidad al desarrollo de las pruebas, pues es necesario cambiar el esquema de conexión entre el sistema emulado y el SIPS para probar determinadas funcionalidades, pero no pierde generalidad ni repercute en la validez de cada una de las pruebas.

Para mayor información sobre el esquema de conexión resultante, ver el Anexo B.

4.5 ESCENARIOS DE SIMULACIÓN

Todos los escenarios de simulación a generar son en base al modelo del sistema eléctrico mostrado anteriormente en el ítem 4.2. Para poder utilizar este modelo, primero se adapta para ser usado con la plataforma RTDS, por lo que también se describirá aquello.

El modelo que se carga la plataforma RTDS parte de un sistema principal que alberga subsistemas:

- Subsistema maestro: contiene el modelo del sistema eléctrico antes mencionado. Éste será compilado y cargado dentro un núcleo de la plataforma, donde se ejecutará.
- Consola: desde aquí se muestra y controla lo que está contenido en el sistema maestro (variables específicas). Éste se ejecuta en el computador que comanda la plataforma (anteriormente llamado CONTROLADOR).
- Subsistema adicional: puede albergar otro modelo, el cual se ejecutará en otro núcleo de la plataforma. Se tiene un máximo de 3 subsistemas adicionales.

En dicho sistema principal también se inician las variables generales a utilizar en cualquiera de los subsistemas, como también el tiempo de muestreo. Esto se muestra en la figura 4.36.

¹³ Esta corriente faltante puede ser la registrada en J2 del circuito 2 de la línea Paposo – Diego de Almagro o en J1' de la línea hacia Carrera Pinto.

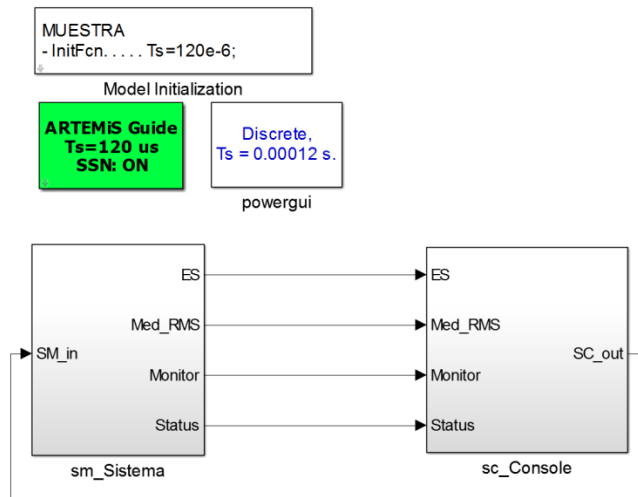


FIGURA 4.36: MODELO - SISTEMA PRINCIPAL

El sistema maestro recibe información desde la consola a través de un bloque especial¹⁴ que intercomunica el computador con la plataforma y así los datos puedan ser adecuadamente incorporados mientras se ejecuta alguna simulación. Además recibe información desde variables externas a través de otros bloques especiales, dependiendo del tipo de variable (digita, análoga) o por algún protocolo de comunicación. Esto se muestra en la figura 4.37.

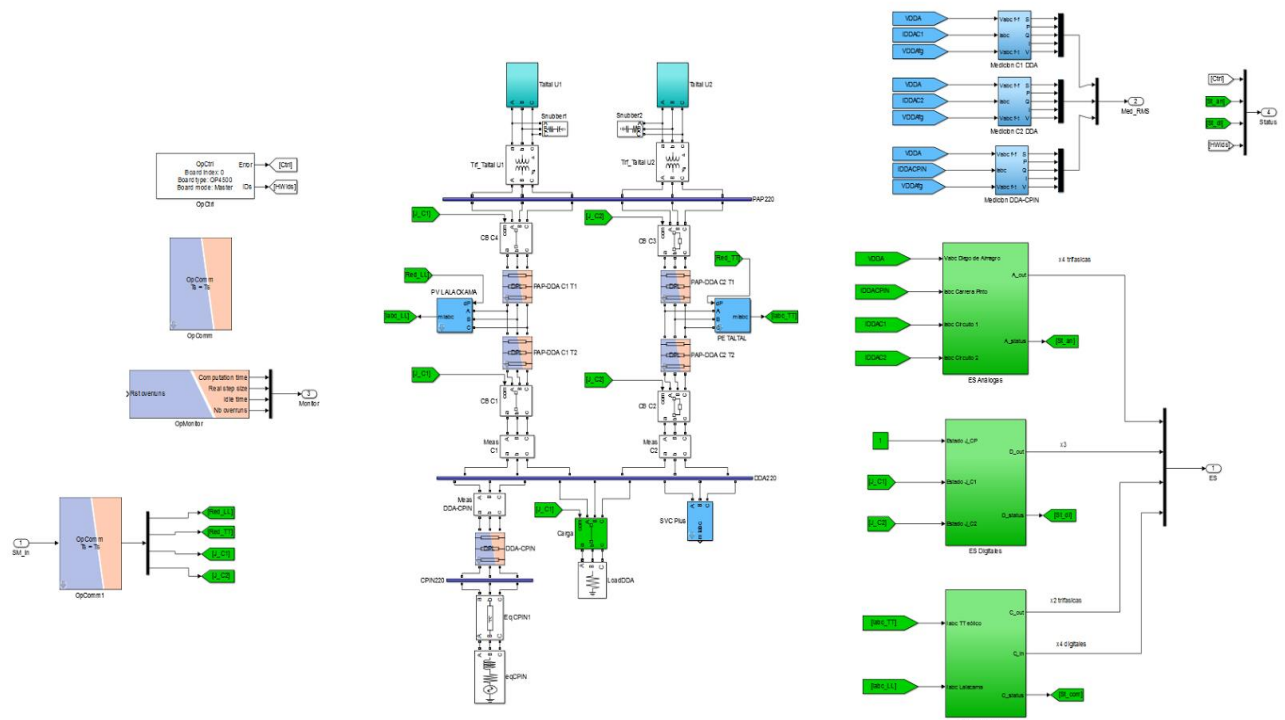


FIGURA 4.37: MODELO - SUBSISTEMA MAESTRO

¹⁴ Estos bloques especiales están en las librerías que suministra la RTDS

La consola recibe la información proveniente del subsistema maestro mediante un bloque especial que intercomunica la plataforma con el computador. La información puede ser cualquier variable del sistema que se desee monitorear, junto con el estado de la simulación.

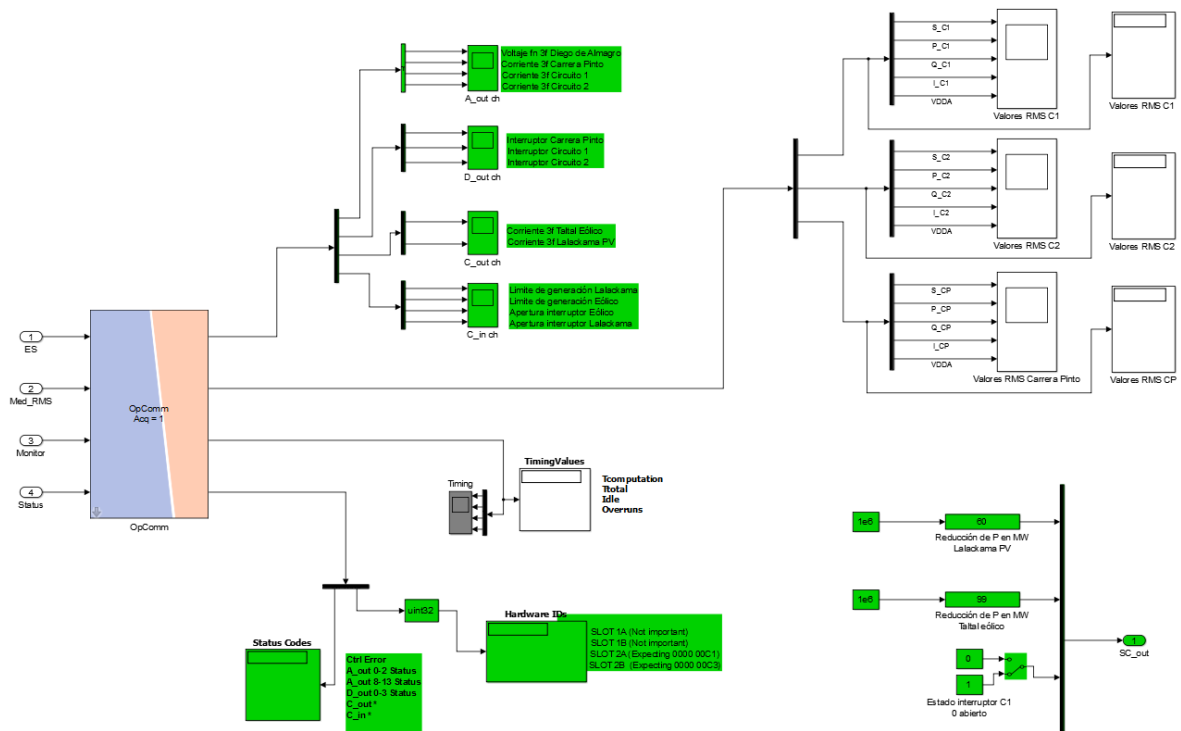


FIGURA 4.38: MODELO - CONSOLA

En la figura 4.38 se puede ver que hay gran número de visualizadores (o *scope*), que muestran el estado del sistema simulado y en la parte inferior se muestra el estado de la simulación (tiempo de computación, tiempo total, etc.). En la parte inferior derecha se ven algunas variables modificables, que son enviadas al subsistema maestro para manipular el modelo.

Dicho esto, ahora se puede establecer el criterio de diseño de cada uno de los escenarios de simulación.

En base al protocolo de pruebas, se establece una serie de parámetros a modificar dentro del modelo. Estos son:

- Potencia de los generadores térmicos de la barra de Paposó
- Potencia capaz de generar de parque eólico
- Potencia capaz de generar de parque fotovoltaico
- Estado interruptores J1, J2, J3, J4, J1', del parque eólico y del parque fotovoltaico.
- Carga de la barra de Diego de Almagro

- Tasa de toma de carga de generadores térmicos
- Tasa de toma de carga de parque eólico
- Tasa de toma de carga de parque fotovoltaico

Posteriormente, se genera un escenario de simulación genérico, con un determinado estado inicial y se incorporan todas las variables manipulables en la consola. La consola además contiene el estado del sistema simulado y muestra toda la información que éste está intercambiando con el SIPS.

La información que el sistema simulado recibe desde el SIPS, por los distintos canales, debe ser puesta a disposición del modelo emulando la realidad. Para ello se usan ganancias, temporizadores, rampas, etc. De igual forma, la información que sale hacia el SIPS debe ser como éste la espera.

Debe existir una lógica para recibir los comandos de reducción y/o apertura para los parques ERNC, para que se comporte como en terreno, pero además pueda ser manipulado a través de la consola.

Debido a que existen pruebas muy específicas, se diseña un escenario de simulación para cada conjunto de pruebas, con lo cual no se sobrecarga el canal de comunicación.

Cada escenario contiene los variables manipulables que intervienen en la ejecución de la prueba, que luego serán modificados según está establecido en el protocolo de pruebas.

Además, se debe programar una lógica que permita la ejecución de ciertas pruebas, donde hay supuestas fallas (no contingencias) en el sistema.

4.6 EJECUCIÓN DE PRUEBAS FAT

En la ejecución de las pruebas debe estar presente el Cliente, el cual previamente debe haber aprobado el protocolo a ejecutar.

El esquema de protección SIPS Taltal debe estar completo y totalmente operativo tal como si fuera a ser instalado en terreno. Es decir, que no puede faltar ningún elemento, estar todas las conexiones listas y se debe haber cargado la lógica correspondiente.

El esquema no debe presentar ninguna configuración extra exclusiva para las pruebas, a menos que estén consideradas dentro del funcionamiento. Por ejemplo funciones destinadas al mantenimiento que pueden ser útiles para emular ciertas condiciones.

Los resultados serán visualizados directamente en el HMI, a menos de que sea una prueba específica a un elemento o se quiera buscar la razón de alguna falla.

Esto se realiza de este modo ya que el operador (Cliente) sólo tendrá acceso al HMI para ver el estado del esquema.

En el momento de ejecución de las pruebas debe existir una persona competente del equipo de diseño del SIPS, responsable de responder todas las preguntas que surjan en base al funcionamiento de éste. De este modo las personas que aplican las pruebas sólo pueden referirse a ellas. Todo esto es para evitar posibles mal entendidos, dar alguna información errada o que comprometa a terceros.

Toda modificación, en equipos, configuración o código, debe ser realizada al final la totalidad de las pruebas y no antes.

Finalizada la ejecución de las pruebas FAT se genera un documento al respecto que contiene los respectivos resultados, que debe ser revisado y firmado por el Cliente.

5 RESULTADO Y ANÁLISIS

La ejecución de las pruebas FAT se llevó a cabo de forma interna en la Empresa, antes de integrar al Cliente. Esto permite levantar la mayor cantidad de errores y darle solución inmediata.

A continuación se exhiben unas tablas resumen con los resultados de la aplicación de cada conjunto pruebas, en base a la Hoja de Registro de Pruebas FAT (Anexo D). En ella se muestra el número y nombre de la prueba, el resultado y una breve descripción de lo obtenido.

En el resultado corresponde a: "aprobado" si se cumplió todo lo esperado en base a las especificaciones funcionales (filosofía operacional), "parcial" si cumple parcialmente y "rechazado" si el desempeño no es el esperado.

TABLA 5.1: RESULTADOS PRUEBAS INICIALES

N°	Nombre de la prueba	Resultado	Nota
1	Pruebas iniciales		
1.1	Verificación de rangos de variables de entrada análoga	Parcial	No todos los valores registrados por las RTUs son mostrados en HMI. Las variables muestran valores decimales que no se utilizan.
1.2	Verificación de rangos de variables de entrada discreta	Aprobado	Se verifica visualización de estados de interruptores
1.3.1	Verificación de registros de eventos	Parcial	No todos los eventos son registrados. Algunos eventos no se registran en secuencia cronológica.
1.3.2	Verificación de registros de alarmas	Parcial	La mayoría de las alarmas son mostradas en pantalla Algunas tienen errores de escritura
1.4.1	Verificación de niveles de acceso	Aprobado	Con distintos niveles de acceso Sin problemas
1.4.2	Verificación de autodiagnóstico	Aprobado	Se muestra la pérdida y recuperación de dispositivos. Los elementos esenciales (CPU, switch, etc.) deben generar una alarma más notoria en el HMI.

En general esta prueba tuvo buenos resultados, pues se reconocen variables monitoreadas y la lógica bases está funcionando.

Los problemas encontrados fueron mayormente en el HMI pues, aunque las variables eran medidas correctamente por las RTUs, habían errores de visualización en pantalla: cambios de posición, ausencia del valor, etc.

Otro gran problema fue el tema del registro de evento pues: algunos eventos y alarmas no eran registrados, habían problemas de escritura, problemas con unidades, registros en “blanco”, mala secuencia, entre otros. De igual ciertas acciones eran registradas pero parcialmente, lo que impedía hacer seguimiento a la operación realizada por el SIPS.

TABLA 5.2: RESULTADOS PRUEBAS OPERACIONALES

N°	Nombre de la prueba	Resultado	Nota
2	Pruebas Operacionales		
2.1	Incremento de generación en Paposo	Rechazado	En el caso de reducción, envía consigna de generación al parque correspondiente, pero además envía orden de trip (error)
2.2	Incremento de generación eólica	Rechazado	Igual que la anterior Registros confusos
2.3	Incremento de generación solar	Rechazado	Igual que la anterior
2.4	Reducción discreta del consumo en Diego de Almagro	Rechazado	Igual que la anterior Faltan todos los registros asociados

Estas pruebas tuvieron múltiples fallas, siendo la más significativa la verificación de las acciones por parte del SIPS. Cuando se congestionaba la línea hacia Carrera Pinto el esquema enviaba la consigna de generación a un determinado parque y luego al verificar que la orden fue ejecutada, no se había solucionado la congestión por lo que enviaba orden de desconexión. Esto está errado pues la verificación de la orden no se hacía directamente con el parque, el cual si había reducido, si no que directamente midiendo la potencia en la línea, que seguía en congestión producto del incremento de generación de otra fuente (rampas de generación).

Por otro lado, todos los registros tenían algún grado de error; estaban incompletos, mala secuencia, unidades, etc.

TABLA 5.3: RESULTADOS PRUEBAS ANTE CONTINGENCIAS

N°	Nombre de la prueba	Resultado	Nota
3	Pruebas ante Contingencias		
3.1.1	Apertura circuito 1 - Alta generación	Aprobado	Desconecta el parque correspondiente pues se supera el límite dado por la protección
3.1.2	Apertura circuito 1 - Baja generación	Aprobado	No existe congestión, por lo que el SIPS no actúa
3.1.3	Apertura circuito 1 - Alta temperatura	Parcial	Se manda consigna de reducción pero se tiene mismo problema que en las pruebas operacionales
3.2.1	Apertura circuito 2 - Alta generación	Aprobado	Sin comentarios
3.2.2	Apertura circuito 2 - Baja generación	Aprobado	Sin comentarios

3.2.3	Apertura circuito 2 - Alta temperatura	Parcial	Mismo resultado que en 3.1.3
3.3.1	Apertura simultánea - Alta generación	Aprobado	No existe congestión, por lo que el SIPS no actúa
3.3.2	Apertura simultánea - Baja generación	Aprobado	No existe congestión, por lo que el SIPS no actúa
3.4	Operación desde sistema previamente operado	Aprobado	Hace lo que debe hacer

Estas pruebas no presentaron mayores errores, sólo los encontrados anteriormente: error en la verificación post-reducción en alguno de los parques ERNC y problemas en los registros.

Se encontró una falla que no tiene que ver con el funcionamiento propiamente tal del SIPS; la temperatura que se ingresa manualmente para probar que las curvas de capacidad de las líneas sean las adecuadas, no se leía (por parte de la lógica) de forma correcta. Cabe decir que esta función es sólo para uso de mantenimiento y/o programación de la lógica.

TABLA 5.4: RESULTADOS PRUEBAS ANTE FALLAS COMUNES

N°	Nombre de la prueba	Resultado	Nota
4	Pruebas ante Fallas comunes		
4.1	No reconocimiento de consigna de generación parque fotovoltaico	Aprobado	Envía orden de desconexión del parque fotovoltaico
4.2	No reconocimiento de orden de desconexión del parque fotovoltaico	Rechazado	No hay alarma ni registro de los eventos
4.3	No reconocimiento de consigna de generación parque eólico	Rechazado	Envía orden de desconexión parque eólico
4.4	No reconocimiento de orden de Pausa del parque eólico	---	No se pudo realizar
4.5	No reconocimiento de orden de desconexión del parque eólico	Aprobado	Alarma que la sobrecarga persiste
4.6	Corriente cero en circuito 1 sin apertura de interruptor	Aprobado	El SIPS no realiza acción (resultado esperado)
4.7	Corriente cero en circuito 2 sin apertura de interruptor	Aprobado	El SIPS no realiza acción (resultado esperado)
4.8	Apertura de circuito 1 con corriente residual	Rechazado	No existen alarmas ni registro de eventos. El SIPS no se deshabilita
4.9	Apertura de circuito 2 con corriente residual	Rechazado	No existen alarmas ni registro de eventos. El SIPS no se deshabilita
4.10	Apertura de circuito 2 durante órdenes de cambio de consigna parque eólico	Aprobado	El SIPS sigue la secuencia de la primera acción
4.11	Apertura de circuito 1 durante órdenes de cambio de consigna parque fotovoltaico	Aprobado	El SIPS sigue la secuencia de la primera acción

Los mayores problemas encontrados estuvieron relacionados con la generación de alarmas cuando existen anomalías en la medición. Con estas anomalías el esquema debería deshabilitarse.

Además no se puede probar la orden de PAUSA del parque eólico, pues la lógica tiene un error al incorporar esta acción, por lo que no es ejecutada en la primera secuencia de operación.

TABLA 5.5: RESULTADOS PRUEBAS ANTE FALLAS NO COMUNES

N°	Nombre de la prueba	Resultado	Nota
5	Pruebas ante Fallas No comunes		
5.1	Valores de corriente en circuitos 1 y 2 fuera de rangos esperados	Rechazado	El SIPS debiese generar una alarma y deshabilitarse cuando recibe valores fuera de rango
5.2	Inconsistencia entre estados "abierto" y "cerrado" de interruptores	Rechazado	Se muestra en HMI el interruptor invalido No hay registro de eventos/alarmas No se deshabilita el SIPS
5.3	Inconsistencia entre estados "normal", "intermedio" y "transferido" de interruptores	Rechazado	Se muestra en HMI el interruptor invalido No hay registro de eventos/alarmas No se deshabilita el SIPS
5.4	Ocurrencia secuencial de más de una falla	Aprobado	Sigue la secuencia
5.5	Apertura del interruptor J1 sin sobrecarga	Aprobado	No hay acción Se registran eventos y alarmas, aunque de forma duplicada
5.6	Apertura del interruptor J2 sin sobrecarga	Aprobado	No hay acción Se registran eventos y alarmas
5.7	Apertura del interruptor J3 sin sobrecarga	Aprobado	No hay acción Se registran eventos y alarmas
5.8	Apertura del interruptor J4 sin sobrecarga	Aprobado	No hay acción Se registran eventos y alarmas
5.9	Apertura del interruptor J1 con sobrecarga	Aprobado	Opera por sobrecarga prevista, desconectando el parque eólico. Se registran eventos y alarmas
5.10	Apertura del interruptor J2 con sobrecarga	Aprobado	Opera por sobrecarga prevista, desconectando el parque fotovoltaico. Se registran eventos y alarmas
5.11	Apertura del interruptor J3 con sobrecarga	Aprobado	Opera por sobrecarga prevista, desconectando el parque eólico. Desconecta parque fotovoltaico por sobrecarga medida. Se registran eventos y alarmas
5.12	Apertura del interruptor J4 con sobrecarga	Aprobado	Opera por sobrecarga prevista, desconectando el parque fotovoltaico. Desconecta parque fotovoltaico por sobrecarga medida.

5.13	Prueba en escenario de alta actividad	---	No realizado
5.14	Incongruencia entre los valores medidos en Tap Off y parque eólico	Rechazado	No detecta incongruencias en medición. No se deshabilita No hay registros ni alarmas
5.15	Incongruencia entre los valores medidos en Tap Off y parque fotovoltaico	Rechazado	Igual al anterior

Dentro de los errores encontrados, el más significativo fue que no existe deshabilitación del esquema cuando observa anomalías en las mediciones. Esto debe corregirse pues el SIPS podría tomar decisiones en base a valores inválidos.

Se siguen repitiendo los mismos errores en el registro de eventos.

A modo de análisis, el esquema de protección SIPS Taltal presentaba muchas de las funciones contenidas en la filosofía operacional, siendo lo más significativo la forma en que valida los comandos enviados, lo que repercute en: no percibe que las acciones de reducción son realizadas satisfactoriamente, envía ordenes de desconexión cuando no debe y no existe reconocimiento de rampas de generación. Esto es de suma importancia pues son situaciones que se repiten constantemente en la realidad.

Por otra parte, se pudo apreciar que el registro de eventos y alarmas era demasiado poco riguroso, pues en algunos casos no había registros de las acciones realizadas, faltaba información, mala secuencia de eventos, error en las unidades, error en la escritura, etc. Estos registros están asociados a cada acción o secuencia programada en la lógica, por lo que ésta debe ser completamente revisada.

Por último, la mayor cantidad de problemas fueron ligados al HMI, como por ejemplo; existe incongruencia con lo que recibían las RTUs y lo que se mostraba en pantalla, habían datos cambiados (por ejemplo donde iba la potencia activa se visualizaba la corriente), habían errores de escritura, valores mal enlazados, colores de letra que dificultaba la lectura y cosas de ese estilo. Además, los datos se mostraban en unidades distintas en el unilineal, en el cuadro de capacidad máxima y en el cuadro de sobrecarga prevista, lo que confundía al usuario al momento de ver una sobrecarga. Todo lo antes mencionado no es relevante para la lógica interna del esquema, si no sólo de carácter informativo, por lo que no tiene mayor dificultad su reparación.

En conclusión se puede decir que el SIPS tiene aproximadamente un 85% de aprobación en base a sus características funcionales y estructurales.

6 CONCLUSIONES

Se cumplieron los objetivos específicos establecidos al comienzo del documento pues se logró documentar y entender toda la información relativa al proyecto, junto con analizar los métodos más usados de aplicación de pruebas de aceptación; se diseñó un protocolo de prueba específico para este determinado proyecto; se modelaron las pruebas en la plataforma de simulación RTDS y por último se ejecutaron las pruebas FAT, usando una planilla resumida, documentando los resultados obtenidos.

A su vez, el objetivo general también fue cumplido pues se definieron, modelaron y ejecutaron las pruebas FAT al SIPS, usando la plataforma de simulación en tiempo real.

Con la plataforma RTDS es posible simular un sistema eléctrico de potencia en tiempo real, de forma muy similar a la realidad, pues involucra transitorios, sobrecargas y parámetros de elementos del sistema, proporcionando una prueba más completa, lo que se traduce en un equipo mucho más confiable y robusto. Al estar trabajando sobre modelos eléctricos, éste se convierte en una pieza fundamental al momento de querer implementar o validar un equipo. Mientras más exacto o preciso sea el modelo, más valiosos son los resultados obtenidos, al conectarlo con un sistema/equipo real.

Debido a las limitaciones en cantidad de los puertos de entrada/salida de la plataforma RTDS, se disminuyó parcialmente la versatilidad que proporciona este tipo de tecnología. El tener que modificar el esquema de conexión y/o los equipos involucrados para emular el sistema eléctrico añade posibles puntos de falla en la aplicación de las pruebas FAT. De todas formas no se perdió validez el tener este inconveniente pues en cada prueba existían variables innecesarias que no influían en la lógica y que pueden no ser emuladas.

Luego de aplicadas las pruebas FAT se encontraron muchos errores que sólo podrían haberse detectado estado conectado al sistema mismo, por lo que fueron rápidamente analizados por el equipo de diseño del SIPS para repararlos. Aunque variados, las fallas encontradas no involucraban cambios significativos, por lo que en general podían ser solucionados fácilmente.

El ejecutar las pruebas con RTDS, en comparación con el método tradicional, involucra menos mano de obra pues basta con tener una persona comandando las pruebas desde el computador y otro analizando el comportamiento de esquema probado.

Mientras más completa sean las pruebas de aceptación en fábrica, menos errores se tendrán al momento de aplicar las pruebas en terreno. Esto se traduce en beneficios considerables para la empresa que diseña el dispositivo, pues se reduce

la mano de obra y tiempos en terreno. A su vez esto significa que se desembolsa menos dinero en las labores de instalación y prueba el equipo en terreno. De igual forma los trabajadores no están sometidos periodos prolongados trabajando en condiciones no sub-óptimas, generándose mejores resultados finales.

El trabajar con una plataforma de simulación en tiempo real para la aplicación de pruebas FAT, trae múltiples beneficios. Por un lado la empresa de diseño del SIPS genera un equipo más confiable y dedicándole menos tiempo a la resolución de errores en terreno, lo que al final reduce costos. Y por otro lado al cliente, pues el proceso de validación del equipo se agiliza, permitiéndole ponerlo rápidamente en operación.

Herramientas como la plataforma RTDS permite su utilización en variados campos, como: pruebas de sistemas (simular equipo), pruebas de equipos (simular el sistema), trabajo docente, validar modelos, emular dispositivos de medida, generar señales, analizar respuesta frente a modificaciones en el sistema eléctricos, entre muchos otros. Además esto permite diseñar un equipo y poder probarlo mucho antes de su construcción, disminuyendo costos de construcción.

Al trabajar con una tecnología relativamente nueva, existe poco material práctico y/o informativo, lo que generó importantes desafíos. De igual forma, esta plataforma tenía variadas limitaciones (protocolos disponibles, número de canales, etc.) que sólo fueron detectadas con ensayo y error.

En resumen, el trabajar con una plataforma de simulación en tiempo real fue un gran desafío que generó buenas consecuencias en términos de competencias adquiridas por parte del estudiante y en términos de resultados obtenidos por la empresa, al encontrarse rápidamente fallas funcionales que podrían haber generado malas acciones del SIPS.

7 TRABAJO FUTURO

A lo largo del proyecto, hubieron variados cambios en las especificaciones del SIPS lo que a su vez retrasó la verificación de éste por medio de las pruebas FAT. En este contexto se hicieron las pruebas pre-FAT (sin el Cliente) quedando como trabajo futuro la ejecución de las pruebas FAT con el Cliente y su posterior análisis.

Estas pruebas FAT fueron diseñadas exclusivamente para el proyecto en cuestión. Por ello queda como trabajo futuro hacer un estándar genérico para la aplicación de pruebas de aceptación en fábrica, que involucre equipos, documentación y protocolo de aplicación.

Otro tema muy importante que se debe abordar en el futuro, es adquirir mayor información de la plataforma RTDS (hardware) y de su utilización, ya que existen muy pocos documentos técnicos e informativos (manuales, *datasheet*, etc.) del modelo con el cual se trabajó. Esto reduce el provecho que se puede obtener de la plataforma, pues, según conversaciones que se han tenido con el fabricante, ésta tiene más potencial en términos de simulación.

8 BIBLIOGRAFÍA

- [1] Miroslav Begovic Vahid Mdani, "IEEE PSRC Working Group C4," , 2009.
- [2] North American Electric Reliability Corporation, "Glossary of Terms Used In Nerc Reliability Standars," NERC, 2014.
- [3] Vahid Madani and Mirosla Begovic, "IEEE PSRC Report on Global Industry Experiences with System Integrity Protection Schemes (SIPS)," IEEE, Paper 2009.
- [4] Alfredo de la Quintana and Rodrigo Palma-Behnke, "Challenges for Special Protection Systems in the Chilean Electricity Market," IEEE, Santiago, Paper 2013.
- [5] Jonathan Sykes and Yi Hu, "Design and Testing of Selected System Integrity Protection Schemes (SIPS)," IEEE, 2012.
- [6] RTDS Tenchnologies. (2014) RTDS. [Online]. www.rtds.com
- [7] Ivan Celanovic and Nikila Fisher Celanovic, "Hardware in the Loop for Power Electronics," TYPHOON TYDS, --.
- [8] OPAL-RT Technologies. (2014, Aug.) opal-rt. [Online]. <http://www.opal-rt.com/new-product/op4500-simulator-rt-lab-rcp-hil-system>
- [9] Alfredo de la Quintana, "Propuesta técnica SIPS-ERAG Taltal y Lalackama," CONECTA, Santiago, Propuesta técnica 2014.
- [10] CONECTA, "Filosofía operacional SIPS-ERAG Taltal y Lalackama," CONECTA, Santiago, 2014.
- [11] CONECTA, "Arquitectura SIPS-ERAG Taltal y Lalackama," CONECTA, Santiago, 2014.
- [12] OPAL-RT Technologies, "OP4500 RT-LAB-RCP/HIL SYSTEM User Guide," Québec, Canada, User Guide 2013.

9 ANEXOS

A continuación se presenta un conjunto de información útil para entender este documento.

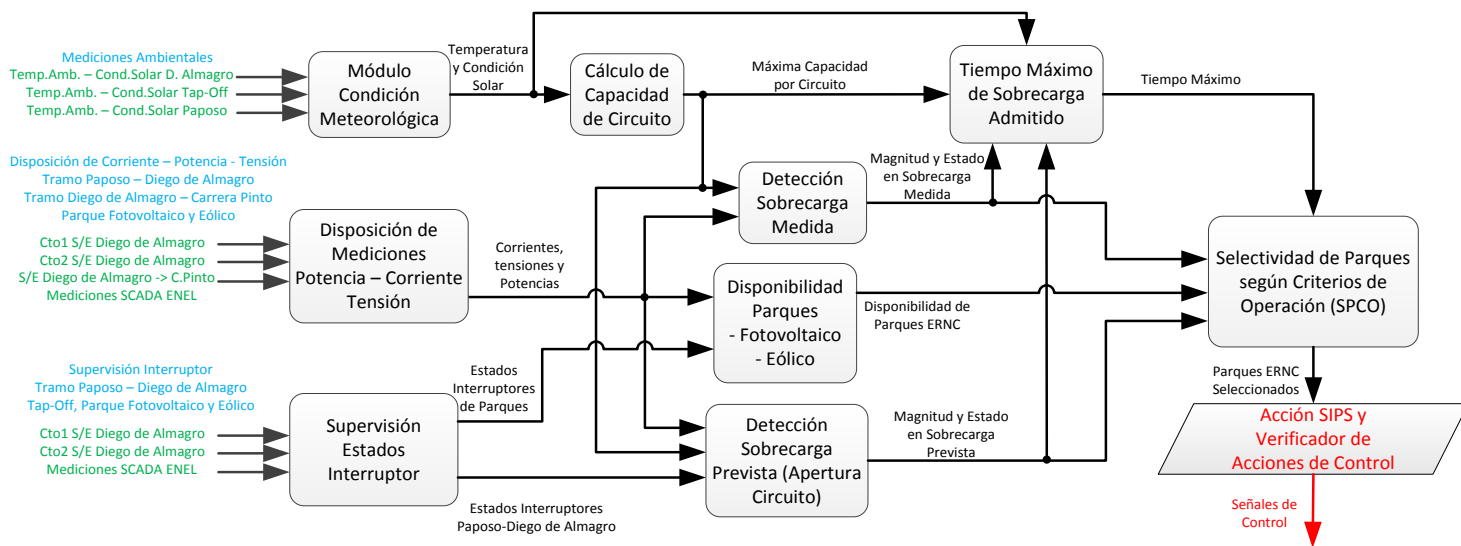
Anexo A: Esquema de funcionamiento SIPS Taltal

Anexo B: Esquema de conexión

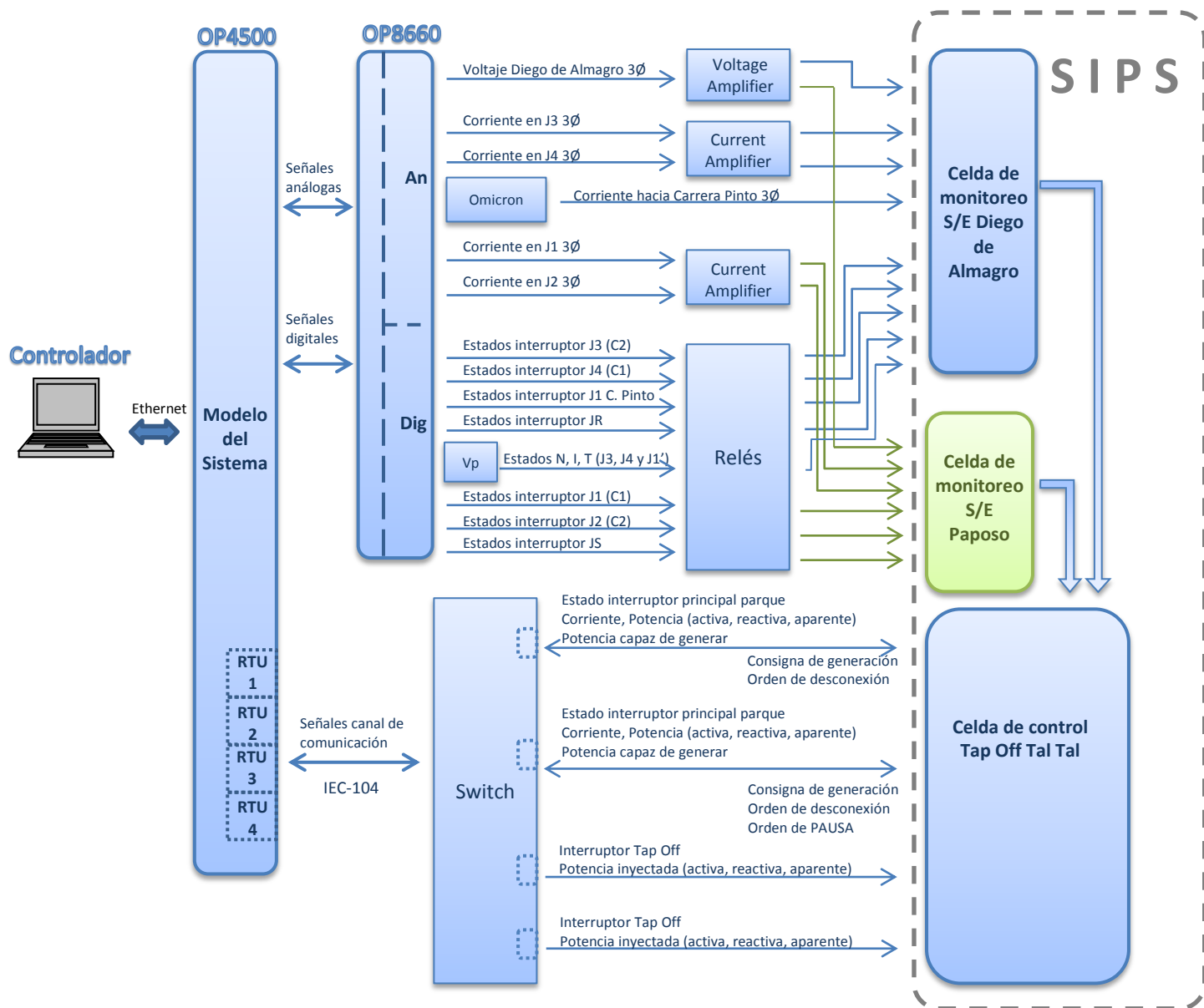
Anexo C: Validación de modelos

Anexo D: Hoja de registro de pruebas FAT

ANEXO A: ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO SIPS TALTAL



ANEXO B: ESQUEMA DE CONEXIÓN



ANEXO C: VALIDACIÓN DE MODELOS

4 Validación del Modelo

En el presente capítulo se detalla la validación del modelo desarrollado en base a la comparación de los resultados arrojados por los dos simuladores.

Las comparaciones a realizar resultan las siguientes:

Análisis estático: Flujo de Potencia

Análisis Dinámico: Simulación de una contingencia en la zona de interés.

Las mismas se realizan sobre el Escenario 1 descrito en el punto 3.1.

4.1 Metodología de Comparación

En el presente apartado se describen los métodos de comparación entre los resultados arrojados por ambos simuladores para la validación del modelo desarrollado.

Modelo estático

La validación del modelo estático se realiza por medio de la resolución del flujo de potencia y la comparación de tensiones en las barras y flujos de potencia por cada uno de los elementos presentes en el sistema.

En cada caso se compara la diferencia en las tensiones de cada uno de los simuladores expresando la diferencia porcentual por medio de la siguiente expresión:

$$Dif U_{\%} = \frac{U_{DigSILENT} - U_{Simulink}}{U_{Nom}} * 100$$

Para el caso de los flujos de potencia se comparan los valores de potencias activas y reactivas por los vínculos considerando su sentido de circulación. En este caso la diferencia porcentual se evalúa en forma relativa a la potencia aparente circulante por el elemento. Cabe destacar que para flujos de potencia reducidos esta comparación puede arrojar porcentajes elevados, sin embargo dicha característica indica bajo impacto sobre el sistema.

$$Dif P_{\%} = \frac{P_{DigSILENT} - P_{Simulink}}{S_{DigSILENT}} * 100$$

$$Dif Q_{\%} = \frac{Q_{DigSILENT} - Q_{Simulink}}{S_{DigSILENT}} * 100$$

Modelo Dinámico

La validación del modelo dinámico se realiza por medio de la simulación de una contingencia en ambos simuladores sobre el escenario que presenta la condición de mayor criticidad para la actuación del SIPS.

Resulta importante destacar que la comparación de ambos simuladores se realiza con el objetivo de que los mismos reflejen similares condiciones para la actuación del SIPS, es decir niveles de sobrecargas en los vínculos de interés.

En particular se compara la evolución de la transferencia de potencia por circuito sano al desvincularse el circuito 1 del tramo Paposo-D. de Almagro (Acción 2) sobre el Escenario 1 descrito en el punto 3.1

Para la validación se comparan los valores RMS de las corrientes de falla para cada uno de los elementos de la red. Se ejecutan las siguientes acciones en cada uno de los simuladores:

- ✓ **DigSILENT:** Se realizan una simulación RMS sobre el modelo equivalente obtenido con dicho simulador.
- ✓ **Simulink:** Se simulan la misma contingencia a la definida DigSILENT, con el fin de realizar la comparación entre ambas respuestas.

A continuación se presentan los resultados obtenidos para las simulaciones estáticas y dinámicas en ambos simuladores.

4.2 Flujo de Potencia

La siguiente tabla muestra la comparación de las tensiones en las distintas barras del sistema equivalente. Tal como puede observarse se registra un error menor al 1% en todos los casos.

Barra	Unom [kV]	U DigSILENT [kV]	U Simulink [kV]	Diferencia [%]
Paposo	220	222,6	223,9	0,6
Tap Off PE Taltal	220	222,2	223,7	0,7
Tap OFF PV Lalackama	220	221,8	223,1	0,6
Diego de Almagro	220	217,1	218,9	0,8
Carrera Pinto	220	219,1	218,6	-0,2

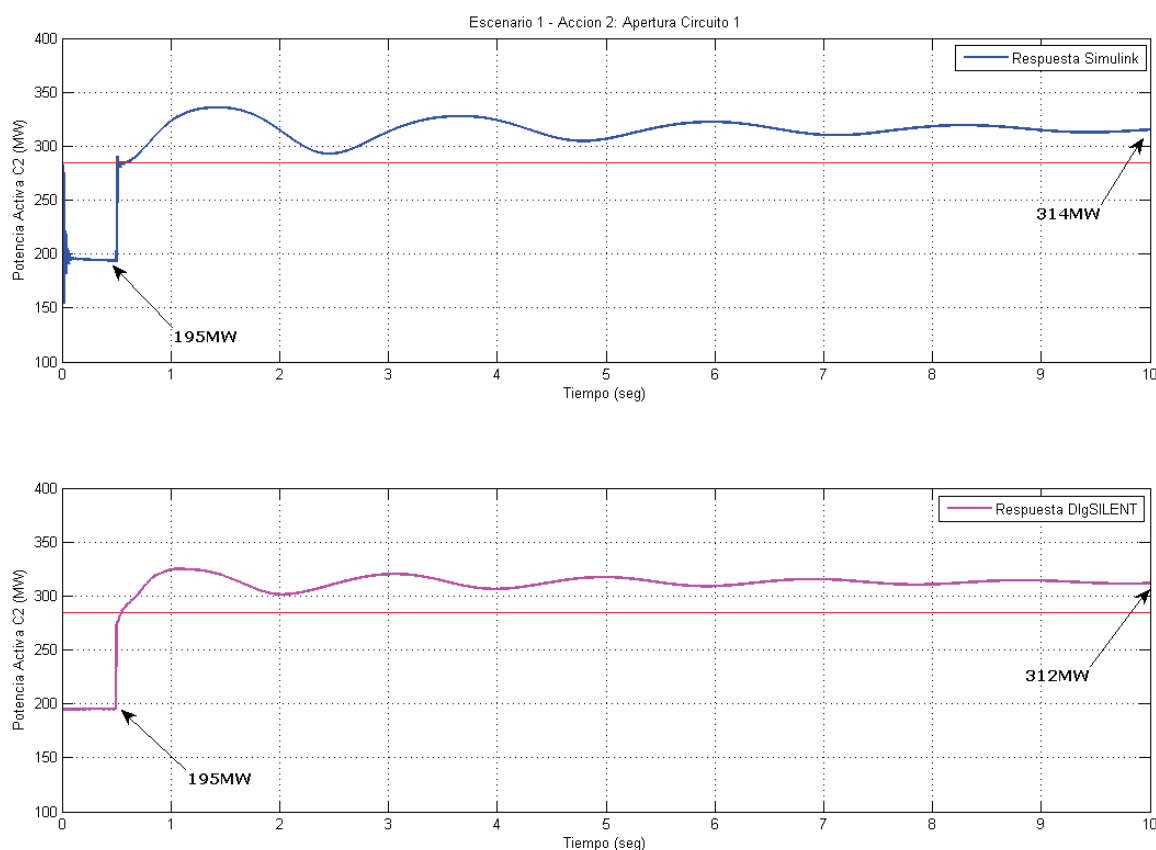
La siguiente tabla muestra los flujos de potencia arrojados por ambos simuladores. La diferencia de potencia reactiva en el vínculo DDA-CPIN se debe fundamentalmente a la simplificación del control de reactivo en la barra de D. de Almagro. Sin embargo su impacto resulta mínimo.

Tramo	Circ	DigSILENT			Simulink			Dif	
		S [MVA]	P [MW]	Q [MVAr]	S [MVA]	P [MW]	Q [MVAr]	P [%]	Q [%]
Paposo - D. de Almagro (Extremo DDA)	1	188,2	187,4	-17,7	186,4	185,6	-17,65	-1,0	0,0
	2	196,4	195,4	-19,16	194,8	193,9	-18,56	-0,8	0,3
D. de Almagro - C. Pinto (Extremo DDA)	1	197,8	189,7	-46,21	186,0	186,4	-36,21	-1,7	5,1

4.3 Respuesta Transitoria

Con el fin de verificar la respuesta obtenida en ambos simuladores se procede a ejecutar la misma contingencia sobre los modelos equivalentes obtenidos. Se espera que ambos modelos representen de similar manera el fenómeno de sobrecarga para el cual el SIPS fue diseñado.

La siguiente figura muestra la respuesta de ambos simuladores para el evento de apertura del circuito 1.



Tal como puede observarse las respuestas de ambos simuladores resultan similares obteniéndose un error mínimo finalizada la simulación.

Anexo D: Hoja de Registro de pruebas FAT

1 Pruebas iniciales

1.1 Verificación de rangos de variables de entrada análoga

Nota: SIPS en modo de monitoreo, sin armar. La precisión de la medida deberá estar en el rango de 2%. Esta sección de las pruebas será ejecutada con Caja de pruebas Omicron (Caja de pruebas será utilizada como patrón de medidas) y plataforma RTDS.

Código Prueba	Variable		Valores				Resultado OK-NOK
	Genérica	Específica	%	Patrón	Medido	Error [%]	
1.1	Voltajes	Voltaje F1-N DdA	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F2-N DdA	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F3-N DdA	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F1-F2 DdA	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F2-F3 DdA	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F3-F1 DdA	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F1-N PP	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F2-N PP	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F3-N PP	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F1-F2 PP	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F2-F3 PP	5%				
			50%				
			100%				
		Voltaje F3-F1 PP	5%				
			50%				
			100%				
Corrientes	Corriente F1 C1 PP	5%					
		50%					

			100%					
		Corriente F2 C1 PP	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F3 C1 PP	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F1 C2 PP	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F2 C2 PP	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F3 C2 PP	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F1 C1 DdA	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F2 C1 DdA	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F3 C1 DdA	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F1 C2 DdA	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F2 C2 DdA	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F3 C2 DdA	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F1 CP	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F2 C1 CP	5%					
			50%					
			100%					
		Corriente F3 C1 CP	5%					
			50%					
			100%					
	Transmitidas por canal de comunicación (con RTDS)	Potencia activa Parque eólico (*)	5%					
				50%				
				100%				
			Potencia reactiva Parque eólico (*)	5%				
				50%				
				100%				
			Potencia aparente Parque eólico (*)	5%				
				50%				
				100%				

		Corriente Parque eólico (*)	5%				
			50%				
			100%				
		Potencia activa Parque fotovoltaico (*)	5%				
			50%				
			100%				
		Potencia reactiva Parque fotovoltaico (*)	5%				
			50%				
			100%				
		Potencia aparente Parque fotovoltaico (*)	5%				
			50%				
			100%				
Corriente Parque fotovoltaico (*)	5%						
	50%						
	100%						

(*)Estos interruptores serán probados con la plataforma

1.2 Verificación de estados de variables de entrada discreta

Verificar que el HMI muestra correctamente el cambio de estado de las entradas discretas y verificar el tiempo que demora en ejecutarse el cambio de estado. La prueba se ejecutará con Caja de Pruebas Omicron para facilitar el uso de la unidad de sincronía asociada a esta caja de pruebas.

Código Prueba	Variable		Valor Esperado	Velocidad de respuesta [ms]	Resultado OK-NOK
	Genérica	Específica			
1.2	Discretas de Entrada	Interruptor J1 CP	Abierto		
			Cerrado		
			Normal		
			Intermedio		
			Transferido		
		Interruptor J1 PP	Abierto		
			Cerrado		
		Interruptor J2 PP	Abierto		
			Cerrado		
		Interruptor JS PP	Abierto		
			Cerrado		
		Interruptor J3 DdA	Abierto		
			Cerrado		
			Normal		
			Intermedio		
			Transferido		
		Interruptor J4 DdA	Abierto		
			Cerrado		
			Normal		
			Intermedio		
			Transferido		
		Interruptor JR DdA	Abierto		
			Cerrado		
		Interruptor Tap-Off Ckto 1 (*)	Abierto	No aplica	
Cerrado	No aplica				
Interruptor Tap-Off Ckto 2 (*)	Abierto	No aplica			
	Cerrado	No aplica			
Interruptor PFV (*)	Abierto	No aplica			
	Cerrado	No aplica			
Interruptor PEólico (*)	Abierto	No aplica			
	Cerrado	No aplica			

(*)Estos interruptores serán probados con la plataforma

1.3 Verificación de registros de eventos y de alarmas

1.3.1 Verificación de registros de eventos

Nota: Para todas las variables que generan eventos, se verifican estampa de tiempo, sincronía de variables (tomadas desde distintos puntos), formato, magnitudes, marca de evento.

Código Prueba	Variable		Pruebas	Resultado
	Genérica	Específica		
1.3	Variables seleccionadas para registro de eventos	Variables Análogas	Estampa de Tiempo	
			Sincronía	
			Formato	
			Magnitudes	
			Marca	
			Cronología	
		Variables Discretas de I/O	Estampa de Tiempo	
			Sincronía	
			Formato	
			Magnitudes	
			Marca	
			Cronología	

1.3.2 Verificación de ejecución de registros de alarmas

Nota: Para todas las variables que generan alarmas, se verifican estampa de tiempo, sincronía, formato, magnitudes, marca y cronología.

Código Prueba	Variable		Resultado Esperado	Resultado
	Genérica	Específica		
1.3	Variables seleccionadas para registro de alarmas	Variables Análogas	Estampa de tiempo	
			Sincronía	
			Formato	
			Magnitudes	
			Marca	
			Cronología	
		Variables Discretas de I/O	Estampa de tiempo	
			Sincronía	
			Formato	
			Magnitudes	
			Marca	
			Cronología	

1.4 Otras verificaciones

1.4.1 Verificación de niveles de acceso

Código Prueba	Variable		Resultado OK-NOK	Notas
	Genérica	Específica		
1.4.1	Niveles de Acceso	Solo Monitoreo		Se verifica que hay niveles de acceso de monitoreo y de configuración con sus respectivos privilegios.
		Monitoreo y Configuración		

1.4.2 Verificación de autodiagnóstico

Código Prueba	Variable		Equipo Intervenido	Resultado esperado	Resultado	Notas	
	Genérica	Especificación					
1.4.2	Equipos de Comunicación Internos	Switch/Routers Celda de Control Tap-Off Tal Tal	AR	Deshab. y Habilit.		Se verifica que el SIPS detecta la falla del elemento y que reconoce sin inconvenientes su retorno al servicio. Se verifica que queda registro en el log de eventos y alarmas. La falla del elemento se prueba desenergizándolo. .- Verificar recuperación de Servicio	
		Switch/Routers Celda de Monitoreo S/E DdA	AR	Deshab. y Habilit.			
		Switch/Routers Celda de Monitoreo S/E Paposo	AR	Deshab. y Habilit.			
		I/O Remoto TapOff	AK	Deshab. y Habilit.			
		I/O Remoto DdA	AK	Deshab. y Habilit.			
		I/O Remoto Paposo	AK	Deshab. y Habilit.			
	IED's	IED's Celda de Control Tap-Off Tal Tal		AP	Deshab. y Habilit.		- Se verifica que el SIPS detecta la falla del elemento y que reconoce sin inconvenientes su retorno al servicio. Se verifica que queda registro en el log de eventos y alarmas. - La falla del elemento se prueba desenergizándolo. - El retorno al servicio se prueba energizándolo.
				AQ	Deshab. y Habilit.		
		IED's Celda de Monitoreo S/E DdA		AM 1	Deshab. y Habilit.		
				AM 2	Deshab. y Habilit.		
				AM 3	Deshab. y Habilit.		
		IED's Celda de Monitoreo S/E Paposo		AM 1	Deshab. y Habilit.		
			AM 2	Deshab. y Habilit.			
	Sincronía Satelital	Sync Celda de Control Tap-Off Tal Tal		AU	Alarma		- Se verifica que el SIPS detecta la falla del elemento y que reconoce sin inconvenientes su retorno al servicio. Se verifica que queda registro en el log de eventos y alarmas. - La falla del elemento se prueba desenergizándolo y desconectando la antena. - El retorno al servicio se prueba energizándolo y conectando la antena.
		Sync Celda de Monitoreo S/E DdA		AU	Alarma		
		Sync Celda de Monitoreo S/E Paposo		AU	Alarma		
	Celdas	Energía Celda de Control Tap-Off Tal Tal		E1	Deshab. y Habilit.		- Se verifica que la sección del SIPS detecta la falla y es capaz de generar alarmas a los sistemas de supervisión maestros (CDEC, Cliente). La falla de la celda se ejecuta desenergizándola.
		Energía Celda de Monitoreo S/E DdA		E1	Deshab. y Habilit.		
		Energía Celda de Monitoreo S/E Paposo		E1	Deshab. y Habilit.		
	Enlaces de Comunicación Externos	Enlace Celda de Control Tap-Off Tal Tal		RTU PE 1P	Deshab. y Habilit.		- Se verifica que el SIPS detecta la falla del enlace y que reconoce sin inconvenientes su retorno al servicio. Se verifica que queda registro en el log de eventos y alarmas. - La falla del enlace se prueba desconectando el cable o fibra de llegada. - El retorno al servicio se prueba conectando el cable o fibra de llegada.
				RTU PE 1R	Deshab. y Habilit.		
				RTU PF 2P	Deshab. y Habilit.		
				RTU PF 2R	Deshab. y Habilit.		
				RTU TO 3P	Deshab. y Habilit.		
			RTU TO 3R	Deshab. y Habilit.			

				Habilit.	
			RTU TO 4P	Deshab. y Habilit.	
			RTU TO 4R	Deshab. y Habilit.	
			ECx PP 5P	Deshab. y Habilit.	
			ECx PP 5R	Deshab. y Habilit.	
		Enlace Celda de Monitoreo S/E DdA	ECx PP 6P	Deshab. y Habilit.	
			ECx PP 6R	Deshab. y Habilit.	
		Enlace Celda de Monitoreo S/E Paposo	ECx PP 7P	Deshab. y Habilit.	
			ECx PP 7R	Deshab. y Habilit.	

2 Pruebas operacionales

Nota: SIPS activado, armado automático.

2.1 Acción 1: Incremento de generación en Paposo

Código Prueba	Condiciones iniciales	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
2.1	G. Paposo = 105 Amps G. Eólica = 0 Amps G. Solar = 0 Amps Carga DdA = 300 Amps	G. Paposo	105 → 630 Amps	No se ejecuta ninguna acción	
	G. Paposo = 105 Amps G. Eólica = 52 Amps G. Solar = 31 Amps Carga DdA = 302 Amps	G. Paposo	105 → 630 Amps	No se ejecuta ninguna acción	
	G. Paposo = 105 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 79 Amps Carga DdA = 302 Amps	G. Paposo	105 → 630 Amps	Reducción Generación P Eólico	
	G. Paposo = 105 Amps G. Eólica = 262 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	G. Paposo	105 → 630 Amps	Reducción Generación P Eólico	

2.2 Acción 2: Incremento de generación eólica

Código Prueba	Condiciones iniciales	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
2.2	G. Paposo = 630 Amps G. Eólica = 0 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	G. Eólica	0 → 262 Amps	Reducción Generación P Solar	

2.3 Acción 3: Incremento de generación solar

Código Prueba	Condiciones iniciales	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
2.3	G. Paposo = 525 Amps	G. Solar	0 → 157 Amps	Reducción Generación P Eólico	

	G. Eólica = 262 Amps G. Solar = 0 Amps Carga DdA = 302 Amps				
--	---	--	--	--	--

2.4 Acción 4: Reducción discreta del consumo en Diego de Almagro

Código Prueba	Condiciones iniciales	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
2.4	G. Paposo = 525 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 131 Amps Carga DdA = 302 Amps	Carga DdA	1°: 302 → 197 Amps 2°: 197 → 92 Amps (20 segundos)	1°: Reducción Generación P Eólico 2°: Reducción/Desconexión P Eólico	

3 Pruebas ante Contingencias

Nota: - SIPS activado, armado automático, funcionamiento en régimen permanente. Acción 1: Apertura circuito 1

3.1 Acción 2: apertura circuito 1

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
3.1.1	ESCENARIO 1 G. Paposo = 630 Amps G. Eólica = 210 Amps G. Solar = 79 Amps Carga DdA = 446 Amps *Baja temperatura	Circuito 1	Cerrado → Abierto	- Apertura Parque Solar - Reducción/Desconexión Parque Eólico. - Registro de Eventos/Alarmas	
3.1.2	ESCENARIO 2 G. Paposo = 0 Amps G. Eólica = 262 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	Circuito 1	Cerrado → Abierto	- Apertura Parque Solar - Registro de Eventos/Alarmas	
3.1.3	ESCENARIO 2 G. Paposo = 630 Amps G. Eólica = 79 Amps G. Solar = 53 Amps Carga DdA = 302 Amps *Alta temperatura	Circuito 1	Cerrado → Abierto	- Apertura Parque Solar - Reducción/Desconexión Parque Eólico. - Registro de Eventos/Alarmas	

3.2 Acción 2: apertura circuito 2

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
3.2.1	ESCENARIO 1 G. Paposo = 630 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 446 Amps *Baja temperatura	Circuito 2	Cerrado → Abierto	- Apertura Parque Eólico - Reducción/Desconexión Parque Solar. - Registro de Eventos/Alarmas	
3.1.2	ESCENARIO 2 G. Paposo = 0 Amps G. Eólica = 262 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	Circuito 1	Cerrado → Abierto	- Apertura Parque Solar - Registro de Eventos/Alarmas	
3.2.3	ESCENARIO 2 G. Paposo = 0 Amps G. Eólica = 53 Amps	Circuito 2	Cerrado → Abierto	- Apertura Parque Eólico - Reducción/Desconexión Parque Solar.	

	G. Solar = 79 Amps Carga DdA = 302 Amps *Alta temperatura			- Registro de Eventos/Alarmas	
--	---	--	--	-------------------------------	--

3.3 Acción 3: apertura simultánea ambos circuitos

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
3.3.1	ESCENARIO 1 G. Paposo = 630 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 446 Amps	Circuito 1 Circuito 2	Cerrados → Abiertos	- Apertura Parque Eólico y Solar - Registro de Eventos/Alarmas	
3.3.2	ESCENARIO 2 G. Paposo = 0 Amps G. Eólica = 262 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	Circuito 1 Circuito 2	Cerrados → Abiertos	- Apertura Parque Eólico y Solar - Registro de Eventos/Alarmas	

3.4 Operación desde sistema previamente operado

La reconexión manual ocurre 20 segundos después de abierto el circuito.

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
3.4.1	ESCENARIO 1 G. Paposo = 630 Amps G. Eólica = 210 Amps G. Solar = 79 Amps Carga DdA = 446 Amps	Circuito 1	1° Cerrado → Abierto 2° Abierto → Cerrado	- Apertura Parque Fotovoltaico - Apertura Parque Eólico - Registro de Eventos/Alarmas	
		Circuito 2	1° Cerrado → Abierto 2° Abierto → Cerrado	- Apertura Parque Eólico - Apertura Parque Solar - Registro de Eventos/Alarmas	
3.4.2	ESCENARIO 2 G. Paposo = 0 Amps G. Eólica = 262 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	Circuito 1	1° Cerrado → Abierto 2° Abierto → Cerrado	- Apertura Parque Fotovoltaico - Registro de Eventos/Alarmas	
		Circuito 2	1° Cerrado → Abierto 2° Abierto → Cerrado	- Apertura Parque Eólico - Registro de Eventos/Alarmas	

4 Pruebas ante Fallas Comunes

Nota: SIPS activado, armado automático, funcionamiento en régimen permanente. Verificar generación de Registros.

Verificación de los sistemas de autodiagnóstico.

4.1 No reconocimiento de consigna de generación parque fotovoltaico

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.1	G. Paposo = 525 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	G. Paposo	525 → 630 Amps	Desconexión del Parque	

4.2 No reconocimiento de orden de desconexión del parque fotovoltaico

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.2	G. Pajoso = 525 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	G. Pajoso	525 → 630 Amps	Alarma	

4.3 No reconocimiento de consigna de generación parque eólico

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.3	G. Pajoso = 525 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	G. Pajoso	525 → 630 Amps	Emisión de comando de STOP	

4.4 No reconocimiento de orden de STOP del parque eólico

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.4	G. Pajoso = 525 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	G. Pajoso	525 → 630 Amps	Desconexión del Parque	

4.5 No reconocimiento de orden de desconexión del parque eólico

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.5	G. Pajoso = 525 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	G. Pajoso	525 → 630 Amps	Alarma	

4.6 Corriente cero en circuito 1 sin apertura de interruptores

Se abre el circuito físicamente, pero el SIPS no reconoce esta acción.

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.6	G. Pajoso = 525 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	Circuito 1	Cerrado → Abierto	No se ejecuta ninguna acción	

4.7 Corriente cero en circuito 2 sin apertura de interruptores

Se abre el circuito físicamente, pero el SIPS no reconoce esta acción.

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.7	G. Paposo = 525 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	Circuito 2	Cerrado → Abierto	No se ejecuta ninguna acción	

4.8 Apertura de circuito 1 con corriente residual

El SIPS recibe que se abre el circuito, sin que esto haya ocurrido en el sistema.

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.8	G. Paposo = 525 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	Circuito 1*	Cerrado → Abierto	Deshabilitación del SIPS y Alarmas	

4.9 Apertura de circuito 2 con corriente residual

El SIPS recibe que se abre el circuito, sin que esto haya ocurrido en el sistema.

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.9	G. Paposo = 525 Amps G. Eólica = 131 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 302 Amps	Circuito 2*	Cerrado → Abierto	Deshabilitación del SIPS y Alarmas	

4.10 Prueba de apertura de circuito 2 durante ordenes de cambio de consigna para parque eólico.

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.10	G. Paposo = 525 Amps G. Eólica = 262 Amps G. Solar = 0 Amps Carga DdA = 302 Amps	G. Paposo Circuito 2	1°: 525 → 630 Amps 2°: Cerrado → Abierto (20 segundos)	Debe asignar mayor prioridad a la apertura.	

4.11 Prueba de apertura de circuito 1 durante ordenes de cambio de consigna para parque solar.

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
4.11	G. Paposo = 525 Amps			Debe asignar mayor prioridad a la	

	G. Eólica = 0 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 197 Amps	G. Paposo Circuito 1	1°: 525 → 630 Amps 2°: Cerrado → Abierto (20 segundos)	apertura.	
--	---	-------------------------	--	-----------	--

5 Pruebas ante Fallas NO Comunes

5.1 Valores de corriente en circuitos 1 y 2 fuera de rangos esperados

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.1	Régimen permanente sin congestión	Corriente circuito 1 en J1	X 150%	Deshabilitación del Esquema	
			X 5%		
		Corriente circuito 1 en J4	X 150%	Deshabilitación del Esquema	
			X 5%		
		Corriente circuito 2 en J2	X 150%	Deshabilitación del Esquema	
			X 5%		
		Corriente circuito 2 en J3	X 150%	Deshabilitación del Esquema	
			X 5%		
		Corriente hacia Carrera Pinto	X 150%	Deshabilitación del Esquema	
			X 5%		

5.2 Inconsistencia entre estados “abierto” y “cerrado” de los interruptores J1', J3, J4 y JR

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.2	Régimen permanente sin congestión	Interruptor J1	No válido	Deshabilitación del Esquema	
		Interruptor J2	No válido	Deshabilitación del Esquema	
		Interruptor J3	No válido	Deshabilitación del Esquema	
		Interruptor J4	No válido	Deshabilitación del Esquema	
		Interruptor JS	No válido	Deshabilitación del Esquema	
		Interruptor JR	No válido	Deshabilitación del Esquema	
		Interruptor J1'	No válido	Deshabilitación del Esquema	

5.3 Inconsistencia entre estados Normal, Intermedio y Transferido de los interruptores J1', J3 y J4

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.3	Régimen permanente sin congestión	Interruptor J3	No válido	Deshabilitación del Esquema	
		Interruptor J4	No válido	Deshabilitación del Esquema	
		Interruptor JR	No válido	Deshabilitación del Esquema	

5.4 Ocurrencia secuencial de más de una falla

La apertura del circuito 2 ocurre 0.2 segundos después de la apertura del circuito 1.

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
---------------	-------------	----------	-------------------	--------------------	-----------

5.4	ESCENARIO 1	Circuito 1 Circuito 2	1°: Cerrado -> Abierto 2°: Cerrado -> Abierto	- Apertura Parque Fotovoltaico - Apertura Parque Eólico - Registro de Alarmas y Eventos	
	G. Paposo = 630 Amps				
	G. Eólica = 210 Amps				
	G. Solar = 79 Amps				
Carga DdA = 446 Amps					

5.5 Apertura del interruptor J1 sin sobrecarga

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.5	ESCENARIO 1	Interruptor J1	Cerrado → Abierto	No hay acción del SIPS	
	G. Paposo = 630 Amps				
	G. Eólica = 79 Amps				
	G. Solar = 0 Amps				
Carga DdA = 394 Amps					

5.6 Apertura del interruptor J2 sin sobrecarga

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.6	ESCENARIO 1	Interruptor J2	Cerrado → Abierto	No hay acción del SIPS	
	G. Paposo = 630 Amps				
	G. Eólica = 0 Amps				
	G. Solar = 79 Amps				
Carga DdA = 394 Amps					

5.7 Apertura del interruptor J3 sin sobrecarga

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.7	ESCENARIO 1	Interruptor J3	Cerrado → Abierto	No hay acción del SIPS	
	G. Paposo = 630 Amps				
	G. Eólica = 79 Amps				
	G. Solar = 0 Amps				
Carga DdA = 394 Amps					

5.8 Apertura del interruptor J4 sin sobrecarga

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.8	ESCENARIO 1	Interruptor J4	Cerrado → Abierto	No hay acción del SIPS	
	G. Paposo = 630 Amps				
	G. Eólica = 0 Amps				
	G. Solar = 79 Amps				
Carga DdA = 394 Amps					

5.9 Apertura del interruptor J1 con sobrecarga

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.9	ESCENARIO 1 G. Paposo = 630 Amps G. Eólica = 210 Amps G. Solar = 52 Amps Carga DdA = 394 Amps	Interruptor J1	Cerrado → Abierto	- Orden de Reducción Parque Eólico - Registro de Alarmas y Eventos	

5.10 Apertura del interruptor J2 con sobrecarga

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.10	ESCENARIO 1 G. Paposo = 630 Amps G. Eólica = 105 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 394 Amps	Interruptor J2	Cerrado → Abierto	- Orden de Reducción Parque Eólico - Registro de Alarmas y Eventos	

5.11 Apertura del interruptor J3 con sobrecarga

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.11	ESCENARIO 1 G. Paposo = 630 Amps G. Eólica = 210 Amps G. Solar = 52 Amps Carga DdA = 394 Amps	Interruptor J3	Cerrado → Abierto	- Desconecta Eólico - Orden de Reducción/Desconexión Parque Fotovoltaico o no ejecuta acción - Registro de Alarmas y Eventos	

5.12 Apertura del interruptor J4 con sobrecarga

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.12	ESCENARIO 1 G. Paposo = 630 Amps G. Eólica = 105 Amps G. Solar = 157 Amps Carga DdA = 394 Amps	Interruptor J4	Cerrado → Abierto	- Desconecta Fotovoltaico - Orden de Reducción/Desconexión Parque Eolico o no ejecuta acción - Registro de Alarmas y Eventos	

5.13 Pruebas en escenarios de alta actividad.

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.13	Sistema en régimen permanente sometido a variaciones en la generación, en la carga y sobrecargas (no	G. Paposo	[105, 630] Amps	Opracion normal	
		G. Eólica	[0, 262] Amps		

	contingencias)	G. Solar	[0, 157] Amps		
--	----------------	----------	---------------	--	--

5.14 Incongruencia entre los valores medidos en S/E Tap Off y parque eólico

Código Prueba	Condiciones	Variable			Resultado Esperado	Resultado
		Específica	En Parque	En Tap Off		
5.14	Régimen permanente sin congestión	Potencia activa			Deshabilitación del esquema	
		Potencia reactiva			Deshabilitación del esquema	
		Potencia aparente			Deshabilitación del esquema	

5.15 Incongruencia entre los valores medidos en S/E Tap Off y parque fotovoltaico

Código Prueba	Condiciones	Variable			Resultado Esperado	Resultado
		Específica	En Parque	En Tap Off		
5.15	Régimen permanente sin congestión	Potencia activa			Deshabilitación del esquema	
		Potencia reactiva			Deshabilitación del esquema	
		Potencia aparente			Deshabilitación del esquema	

5.16 Registro de operación del controller del SIPS operativo

Código Prueba	Condiciones	Variable	Rango de Variable	Resultado Esperado	Resultado
5.16	Régimen permanente sin congestión			Alarma en HMI	