

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y
ELECTRÓNICA**

**IMPLEMENTACIÓN DE UNA PLATAFORMA DE SIMULACIÓN
DIGITAL EN TIEMPO REAL PARA ENTRENAMIENTO DE
OPERADORES ANTE FENÓMENOS DINÁMICOS**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN ELECTRICIDAD MENCIÓN REDES ELÉCTRICAS
INTELIGENTES**

DIEGO ALEJANDRO AGUAS REVELO

DIRECTOR: Dr.-Ing. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña

CODIRECTOR: Dr.-Ing. Nelson Victoriano Granda Gutiérrez

Quito, junio 2020

AVAL

Certificamos que el presente trabajo fue desarrollado por Diego Alejandro Aguas Revelo, bajo nuestra supervisión.



Dr.-Ing. Jaime Cristóbal Cepeda Campaña
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



Dr.-Ing. Nelson Victoriano Granda Gutiérrez
CODIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Diego Alejandro Aguas Revelo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración, dejo constancia de que la Escuela Politécnica Nacional podrá hacer uso del presente trabajo según los términos estipulados en la Ley, Reglamentos y Normas vigentes.

Diego Alejandro Aguas Revelo

DEDICATORIA

A Silvia, mi compañera de vida, por su valiosa ayuda y comprensión en estos dos años y medio de proyecto, porque sin su aporte el camino era más difícil. Gracias por ser parte de mi vida.

Diego Alejandro Aguas

"Talent is cheap; dedication is expensive. It will cost you your life." Irving Stone

AGRADECIMIENTO

A mi madre, Lidia, por brindarme fuerza y apoyo incondicional en cada etapa y objetivo propuesto en mi vida. A mis hermanos, Bryan y Tatiana, por ser una motivación especial para continuar cada día.

A mi compañera de vida, Silvia, por estar en los momentos más críticos de la maestría, cuando parecía no tener fuerzas para continuar. Te agradezco por brindarme tu amor, tu comprensión, y tu paciencia durante este período de nuestras vidas.

A mi director y profesor, Jaime Cepeda, por su extraordinaria enseñanza en las aulas. Su orientación fue fundamental en el desarrollo de la tesis. Sin duda, un ejemplo a seguir.

A mi codirector, Nelson Granda, por sus valiosos comentarios que complementaron la propuesta inicial y mejoraron notablemente el contenido final de la tesis.

A Opal – RT Technologies, por impulsar acuerdos de cooperación con las universidades. Agradezco a, Victor Hirata, John Penagos, Youssef Habal, Maxime Depaire, y a todo el Technical Support Team por el tiempo dedicado a responder las incógnitas reportadas.

A los compañeros de la Subgerencia Nacional de Investigación y Desarrollo de CENACE, y del área de Estudios Eléctricos y Operación de CELEC EP Transelectric, por compartir sus experiencias y crear un ambiente de trabajo amigable.

A mis camaradas de estudio, especialmente a mis amigos del grupo “Maestría-Tanditas”, Jonathan Tamayo, Edwin Quisilema, y Bolívar Escobar. No podré olvidar todas las discusiones y momentos donde resolvíamos problemas académicos y personales. Definitivamente su personalidad y conocimiento hicieron más llevadera esta etapa.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VII
ABSTRACT	VIII
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Pregunta de investigación	3
1.2. Objetivo General	4
1.3. Objetivos Específicos	4
1.4. Alcance	4
1.5. Marco Teórico	5
1.5.1. Estado del Arte	5
1.5.1.1. Simuladores para entrenamiento de operadores	5
1.5.1.2. Simuladores en tiempo real	6
1.5.1.3. Clasificación de estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia	7
1.5.2. Evaluación de vulnerabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia	8
1.5.2.1. Métodos fuera de línea	10
1.5.2.2. Métodos en línea	11
1.5.2.3. Métodos en tiempo real	11
1.5.3. Simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia.....	11
1.5.3.1. Modelación Estática.....	12
1.5.3.2. Modelación Dinámica	12
1.5.4. Simulador Digital en Tiempo Real Opal-RT	12
1.5.4.1. Concepto de Simulación en Tiempo Real	13
1.5.4.2. Herramienta ePHASORSim de Opal-RT	15
1.5.4.3. Modelación de Sistemas de Potencia en ePHASORSim.....	16
1.5.5. Wide Area Monitoring System (WAMS)	19
1.5.5.1. Ambientes de entrenamiento de operadores con tecnología WAMS ...	20
1.5.5.2. Aplicaciones de supervisión WAProtector – CENACE	21
1.5.6. Identificación de problemas no resueltos	26
2. METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SIMULADOR DINÁMICO.	28

2.1.	Metodología	29
2.1.1.	Modelación de Sistemas de Potencia en el Simulador Digital en Tiempo Real ePHASORsim.....	29
2.1.1.1.	Componentes estáticos (PowerFactory de DIgSILENT)	29
2.1.1.2.	Componentes dinámicos (OpenModelica)	31
2.1.2.	Intercambio de datos entre OpenModelica, PowerFactory de DIgSILENT, y ePHASORsim de Opal RT	36
2.1.3.	Conexión entre el Simulador Digital en Tiempo Real ePHASORsim con el sistema WAProtector (WAMS).....	39
2.1.4.	Parametrización de las aplicaciones de supervisión WAProtector	41
2.1.4.1.	Estabilidad Estática de Ángulo (Diferencia Angular)	41
2.1.4.2.	Estabilidad de Voltaje (largo plazo) de Corredores de Transmisión	42
2.1.4.3.	Estabilidad Oscilatoria	44
2.1.4.4.	Estabilidad de Frecuencia de largo plazo	45
2.2.	Red de prueba (sistema de dos áreas de Kundur).....	45
2.2.1.	Aplicación de la metodología a la red de prueba	45
2.2.2.	Evaluación de resultados entre el Simulador Dinámico y PowerFactory de DIgSILENT	47
3.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	55
3.1.	Resultados	55
3.1.1.	Red reducida del Sistema Nacional Interconectado.....	55
3.1.2.	Protocolo de entrenamiento de operadores	67
3.1.2.1.	Interpretación de resultados de Estabilidad Oscilatoria.....	70
3.1.2.2.	Interpretación de resultados de Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión, Estabilidad Estática de Ángulo.....	87
3.1.2.3.	Interpretación de resultados de Estabilidad de Frecuencia	95
4.	CONCLUSIONES	101
4.1.	Conclusiones.....	101
4.2.	Trabajos Futuros	103
5.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
6.	ANEXOS.....	108
	ANEXO A PARÁMETROS DE LA RED DE DOS ÁREAS KUNDUR.....	A1
	ANEXO B MODELOS DE GENERADORES SINCRÓNICOS [32]	B1
	ANEXO C MODELO DE PLANTA DE LA RED DE DOS AREAS KUNDUR [29].....	C1
	ANEXO D DIAGRAMAS DE BLOQUES DE LA RED ECUATORIANA (OpenModelica)	D1
	ANEXO E PARÁMETROS DE GENERADORES DE LA RED ELÉCTRICA ECUATORIANA	E1
	ANEXO F MANUAL PARA EL PROTOCOLO DE ENTRENAMIENTO DE OPERADORES.....	F1

RESUMEN

El crecimiento del Sistema Nacional Interconectado y la incorporación de tecnología digital para la modernización de la red plantean nuevos retos de adaptación y conocimiento especializado para los operadores de CENACE y COT. La Smart Transmission Grid (STG), en el componente de centros de control inteligentes, plantea la necesidad de ambientes de entrenamiento cada vez más realistas que permitan al operador adaptarse a nuevas tecnologías.

CENACE y COT no disponen de una herramienta que permita a los operadores adaptarse a los desafíos de las redes eléctricas inteligentes. Actualmente, durante el entrenamiento no existe la posibilidad de familiarizar al operador con fenómenos dinámicos que ocurren en la red, provocando que el personal no responda adecuadamente ante posibles situaciones dinámicas en tiempo real.

El presente trabajo plantea una metodología para la implementación de una plataforma de simulación digital en tiempo real para entrenamiento de operadores ante fenómenos dinámicos (Simulador Dinámico). Para esto, en el simulador digital en tiempo real ePHASORsim de Opal RT se modela una red reducida del SNI. La modelación considera la implementación de los componentes dinámicos en OpenModelica, y de los componentes estáticos en PowerFactory. Adicionalmente, se desarrolla un módulo de conexión entre el simulador digital en tiempo real con WAProtector de CENACE a través de la implementación de PMUs virtuales.

Finalmente, se define un protocolo de entrenamiento que permite adiestrar al operador en el uso de la herramienta e interpretación de resultados entregados por los diferentes módulos de WAProtector. Los resultados del Simulador Dinámico son comparados con PowerFactory.

PALABRAS CLAVE: Simulador Digital en Tiempo Real, WAProtector, Evaluación de la Seguridad Dinámica, Entrenamiento Dinámico, Smart Transmission Grid.

ABSTRACT

The Ecuadorian power grid is growing too fast, and the digital technology which has been adopted for Power System modernization bring new challenges to energy companies and control rooms (CENACE and COT). In this context, Smart Transmission Grid (STG) in the Smart Control Rooms provides an ideal Training Environment that improves realism, supporting operators to become familiar to the new technology.

CENACE and COT do not have such environments to support operators to adapt to the Smart Grids challenges, so there is no possibility for them to be familiarized with the dynamics of the phenomena that occurs in the real power system. Therefore, operators do not respond adequately to possible dynamic changes of the network in real-time.

The present work proposes a methodology for the implementation of a Real-Time Digital Simulation Platform to Train Operators in Dynamic Events (Dynamic Simulator). Thus, a reduced Ecuadorian network is modeled on Real-Time Digital Simulator (Opal RT's ePHASORsim). This model uses dynamic components developed in OpenModelica such as generators, excitation system, power system stabilizer, and governors. The static components of Ecuadorian network are modeled in PowerFactory DlgSILENT. Moreover, the Real Time Digital Simulator – WAMS (WAProtector) integration is developed through virtual PMUs.

Finally, a training protocol is defined. Protocol allows operator to use the tool (Dynamic Simulator), and to interpret the results of WAProtector's applications. The Dynamic Simulator results are compared with PowerFactory DlgSILENT.

KEYWORDS: Real Time Digital Simulator, WAProtector, Dynamic Security Assessment, Dynamic Training, Smart Transmission Grid

1. INTRODUCCIÓN

El crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia, el uso de tecnología digital para la modernización de la red, la mayor necesidad de la calidad de energía, y el nuevo rol de la demanda son las principales características de las redes eléctricas del futuro. En este contexto, el futuro planteado por la Smart Transmission Grid (STG) se basa en el desarrollo de sus tres componentes interactivos: centros de control inteligentes, redes de transmisión inteligentes, y subestaciones inteligentes. La visión futura para los centros de control inteligentes se basa en la tecnología de los centros de control existentes y en la expectativa de nuevas funciones de monitoreo, visualización, capacidad analítica, y controlabilidad [1].

La nueva visión y los desafíos de la STG en el tema de centros de control inteligentes requiere el desarrollo de herramientas que permitan preparar al personal de operación para que sean capaces de operar la red eléctrica del futuro; en este sentido, las áreas de operación de red y de investigación y desarrollo han enfocado sus esfuerzos en implementar herramientas que permitan a los operadores del sistema de potencia comprender de mejor manera el comportamiento de la red, facilitando su monitoreo y control [1].

Una de las herramientas utilizadas en los centros de control es el entrenador de operadores, que permite capacitar al personal para responder ante diversas condiciones operativas del sistema, incluso a colapsos parciales y totales; además, brinda al operador la oportunidad de adaptarse a nuevas tecnologías. No obstante, las plataformas convencionales de entrenamiento se enfocan únicamente en condiciones operativas de estado estacionario y no permiten entrenar a los operadores para enfrentar condiciones dinámicas. Bajo este contexto, se plantea la necesidad de desarrollar ambientes de entrenamiento que permitan disminuir el número de maniobras tardías e incorrectas tomadas por los operadores, aumentar la calidad de los sistemas de entrenamiento, y relacionar a los operadores con tecnologías actuales de simulación, monitoreo, y control de sistema de potencia, potenciando de esta manera el desarrollo de habilidades de conciencia situacional [2].

En Ecuador, CENACE y CELEC EP Transelectric, mediante sus centros de control, operan el sistema nacional interconectado y las interconexiones con países vecinos. Los centros de control cuentan con un simulador para entrenamiento de operadores (Operator Training System – OTS por sus siglas en inglés). El OTS es proporcionado por ABB y forma parte del SCADA/EMS utilizado para la operación. Este sistema modela los componentes de

forma estática y podría evaluar la red de forma on-line (tomando datos del SCADA/EMS) considerando fenómenos que ocurren en estado estacionario. La modelación estática de la red eléctrica limita al operador para adaptarse a fenómenos dinámicos producidos por elementos del sistema que varían su desempeño en función del tiempo; como por ejemplo, los controladores asociados a los generadores como el regulador automático de voltaje (AVR por sus siglas en inglés), estabilizador del sistema de potencia (PSS por sus siglas en inglés) y regulador de velocidad (gobernador GOV por sus siglas en inglés). Asimismo, el procesamiento on-line no refleja la condición más actual del sistema (relacionada, por ejemplo, con fenómenos dinámicos), evitando el sincronismo entre la simulación y el fenómeno eléctrico [3].

El presente trabajo propone la implementación de un simulador dinámico con procesamiento en tiempo real que permita mejorar el entrenamiento de los operadores del Sistema Nacional Interconectado de Ecuador (CENACE - COT). En el simulador digital en tiempo real ePHASORsim de Opal RT se modela una red reducida del Sistema Nacional Interconectado con componentes estáticos y dinámicos. Los componentes de la red reducida ecuatoriana como transformadores, líneas de transmisión, compensación paralela se modelarán de forma estática, y los componentes como generadores, controlador AVR, y controlador PSS se modelan de forma dinámica. La simulación de la red reducida ecuatoriana se realiza mediante un proceso de integración en el dominio del tiempo tipo RMS en el simulador digital en tiempo real ePHASORsim. El uso de herramientas innovadoras como la tecnología Opal RT adquirida por CENACE, permite implementar un simulador dinámico con procesamiento en tiempo real [4], [5], [6]. Finalmente, para emular la interfaz hombre-máquina del operador, se propone el desarrollo de un módulo de conexión en tiempo real entre el sistema dinámico de entrenamiento y el sistema WAMS de CENACE (WAProtector) a través de la implementación de PMUs virtuales en el simulador digital en tiempo real. Esto permite tener una versión más realista de la red eléctrica ecuatoriana [7], [8] y estructurar un protocolo de entrenamiento para los operadores, que en tiempo real usan los módulos de análisis de WAProtector.

El presente proyecto se basa en que las salas de control de CENACE y COT no disponen de una herramienta de entrenamiento dinámica con procesamiento en tiempo real. Actualmente los operadores utilizan la herramienta de entrenamiento OTS del SCADA/EMS, la cual limita al personal a respuestas basadas en flujos de potencia. En función de esta necesidad, se plantea la implementación de una herramienta que permita observar, y posteriormente analizar, fenómenos electromecánicos en la red eléctrica, para

lo cual se requiere de una modelación dinámica y estática de la red, tecnologías sofisticadas como el simulador digital en tiempo real Opal RT, y sistemas WAMS.

El desarrollo del proyecto se desglosa, en los siguientes capítulos, de la siguiente manera.

En el primer capítulo se presenta una revisión del estado del arte para simuladores para entrenamiento de operadores, conceptos teóricos generales de modelamiento y de simulación. Además, se describe el Simulador Digital en Tiempo Real Opa-RT, y el sistema Wide Area Monitoring System (WAMS).

En el segundo capítulo se presenta la metodología para implementar la plataforma de simulación digital en tiempo real (simulador dinámico). La metodología incluye la modelación de sistemas de potencia en los diferentes programas (software de simulación), y la conexión entre el simulador digital en tiempo real con WAProtector (WAMS). Además, se implementan las metodologías para la parametrización de las aplicaciones de WAProtector. El desarrollo de este capítulo es aplicado en la red de prueba *sistema de dos áreas de Kundur*.

En el tercer capítulo se presentan los resultados de la modelación de la red reducida del SNI en el Simulador Dinámico. La red es implementada en función de la metodología propuesta, y los resultados son comparados con PowerFactory de DlgSILENT. Finalmente, se define un protocolo de entrenamiento para los operadores de las salas de control de CENACE y COT, se elaboran casos de estudio en tiempo real para el monitoreo de la red a través de los módulos de análisis (aplicativos) de Estabilidad Estática de Ángulo, Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión, Estabilidad Oscilatoria, y Estabilidad de Frecuencia que dispone WAProtector.

El cuarto capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado.

1.1. Pregunta de investigación

Siendo los simuladores una herramienta fundamental para adaptar al operador a los desafíos de las redes eléctricas inteligentes, surge la interrogante: ¿durante el entrenamiento, existe la posibilidad de familiarizar al operador con fenómenos dinámicos que ocurren en la red empleando herramientas de procesamiento en tiempo real, y en base a esto preparar al personal para responder apropiadamente ante posibles estados dinámicos de la red como por ejemplo las oscilaciones electromecánicas?

1.2. Objetivo General

Implementar una plataforma de simulación digital en tiempo real (simulador dinámico) para el entrenamiento de los operadores de los centros de control de CENACE y COT que permita identificar fenómenos electromecánicos del Sistema Nacional Interconectado usando el simulador digital en tiempo real ePHASORsim de Opal RT junto con el sistema WAProtector (WAMS).

1.3. Objetivos Específicos

- Modelar una red reducida del sistema eléctrico ecuatoriano en el simulador digital en tiempo real ePHASORsim de Opal RT, considerando el desarrollo de los componentes dinámicos de los generadores, AVR, y PSS en OpenModelica y de los componentes estáticos en PowerFactory de DlgSILENT.
- Estructurar la conexión entre el simulador digital en tiempo real ePHASORsim de Opal RT con el sistema WAProtector (WAMS) mediante el uso de PMUs virtuales y protocolos de comunicación.
- Comparar los resultados de los casos de estudio realizados en el simulador dinámico para entrenamiento de operadores con los resultados obtenidos en el software PowerFactory de DlgSILENT.
- Definir un protocolo de entrenamiento para los operadores de los centros de control de CENACE y COT.

1.4. Alcance

Se modela una red de prueba (sistema de dos áreas y cuatro máquinas de Kundur), con la finalidad de adiestrarse en el manejo del software PowerFactory de DlgSILENT, OpenModelica, Matlab/Simulink, Opal RT/ePHASORsim, y el sistema WAMS. En la red de prueba se estructura la metodología integral, la cual sirve de base para la implementación de la red reducida ecuatoriana.

Para el desarrollo de la metodología se modelan en el software libre OpenModelica los componentes dinámicos de la red reducida ecuatoriana como generadores, controlador AVR, y controlador PSS. Para esto, se utilizan los modelos base de los controladores AVR, y PSS disponibles en las bibliotecas de OpenModelica y PowerFactory de DlgSILENT. En este trabajo no se considera modificación de bloques de funciones de transferencia, parametrización de controladores ni validación de modelos.

Con los modelos dinámicos en OpenModelica y estáticos en PowerFactory de DIgSILENT de la red reducida ecuatoriana, la metodología propone la adaptación de los componentes dinámicos y estáticos en el simulador digital en tiempo real ePHASORsim de Opal RT.

Mediante el uso de protocolos de comunicación se desarrolla un módulo para la conexión entre el simulador digital en tiempo real con el sistema WAMS. La conexión permite implementar un ambiente de entrenamiento más realista y es realizada mediante PMUs virtuales programadas en el ambiente de ePHASORsim.

Posteriormente, se evalúa la respuesta del simulador dinámico para entrenamiento de operadores con el software fuera de línea PowerFactory de DIgSILENT. Para esto, se plantean casos de estudio en la red reducida ecuatoriana donde se evalúan contingencias. Es necesario indicar que el operador no está en capacidad de reaccionar a todas las respuestas dinámicas de la red, por lo que el simulador dinámico permite disponer de un ambiente controlado de entrenamiento que le permite al operador adiestrarse y desarrollar capacidades de respuesta ante posibles fenómenos electromecánicos de evolución lenta, para los cuales podría ser capaz de tomar acciones de control. Estos fenómenos se relacionan con las aplicaciones de supervisión disponibles en WAProtector, las cuales son: estabilidad estática de ángulo (diferencia angular), estabilidad de voltaje (de largo plazo) de corredores de transmisión, estabilidad oscilatoria y estabilidad de frecuencia de largo plazo.

El trabajo plantea la implementación de un simulador dinámico como herramienta de entrenamiento de operadores, por lo que el alcance no incluye pruebas de entrenamiento para el operador.

1.5. Marco Teórico

1.5.1. Estado del Arte

1.5.1.1. Simuladores para entrenamiento de operadores

Los simuladores para entrenamiento de operadores nacen de la necesidad de capacitar al personal de operación frente a colapsos parciales y totales de la red eléctrica. Estos eventos en la red pueden ser producidos por fenómenos naturales, por la integración de nueva tecnología, por procedimientos de emergencia [9], y por la interconexión de sistemas de potencia con países vecinos.

Durante la historia se han implementado diferentes simuladores de sistema de potencia para entrenamiento de operadores, en 1970 la EPRI (Electric Power Research Institute) se

interesó en los simuladores debido a la gran cantidad de apagones, en 1989 en Francia la EDF (Electricité de France) incorporó un cuarto de operadores con una réplica exacta del centro de control con funcionalidades estándar como preparación de escenarios, sin embargo, no se obtuvo un modelo realista del sistema de potencia [2].

Entre las ventajas de los simuladores para entrenamiento de operadores se encuentra que el entrenamiento con un simulador es superior a la formación proporcionada en las universidades, el proceso de restauración de la red mejora de manera significativa, la toma de acciones son inmediatas y precisas [10], y mejora las habilidades del operador [11]. Los simuladores para entrenamiento de operadores en sistemas de potencia fueron concebidos para brindar una versión realista de la red eléctrica, basándose en cinco fases: registro de escenarios, selección y modificación de escenarios, simulación estática, simulación dinámica, y evaluación [12].

Los simuladores para entrenamiento de operadores se pueden clasificar en función de la velocidad de procesamiento en on-line y real-time [13], [14], y en función del grado de complejidad de la modelación de los componentes de la red en estáticos y dinámicos [15].

1.5.1.2. Simuladores en tiempo real

El desarrollo de las Smart Grids demanda nuevas tecnologías que permitan entender de mejor manera el comportamiento de la red, brindando un adecuado monitoreo y control del sistema de potencia. En la última década, las investigaciones se han enfocado en el desarrollo de simuladores en tiempo real [4], [5], [6], [11], [16], [17], [18], [19]. Los simuladores en tiempo real han permitido plantear aplicaciones más realistas como el entrenamiento de operadores, presentando ventajas respecto a paquetes computacionales fuera de línea como PSS/E, PowerFactory DIgSILENT, o EUROSTAG.

La herramienta de simulación en tiempo real ePHASORsim de Opal RT puede ser utilizada para DSA (Dynamic Security Assessment), pruebas de funcionalidad de controladores, y con propósitos de entrenamiento de operadores [4], [16]. Los autores en [5] y [6] describen un portafolio de productos ePHASORsim combinando entrenamiento de operadores con monitoreo dinámico en tiempo real, se plantea la elaboración de un caso de estudio mediante ePHASORsim con PMUs virtuales que permiten comunicar ePDC (enhanced Phasor Data) con el RTDMS (Real Time Monitoring System).

Los simuladores en tiempo real, el ingreso de tecnologías WAMS, y la nueva era de Smart Grids exigen nuevos ambientes de entrenamiento para operadores, los cuales permitirán manejar las herramientas del futuro. En base a esto, los autores en [18], [19] proponen

metodologías de pruebas de concepto, PG&E (Pacific Gas & Electric), GE (General Electric), y Powertech Labs desarrollaron un DynamicDTS (Dynamic Dispatcher Training Simulator) el cual cuenta con funcionalidades de flujo de potencia, estabilidad transitoria, y generación de datos de simulación dinámica usando PMUs virtuales, la ventaja principal es la obtención de un simulador dinámico con futuras aplicaciones en tiempo real.

1.5.1.3. Clasificación de estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia

Los problemas de estabilidad de Sistemas de Potencia son de gran complejidad por lo cual se sugiere realizar suposiciones simplificadas que permitan analizar problemas específicos, para esto se ha clasificado la estabilidad de los sistemas de potencia (Figura 1.1) según la variable principal de análisis, el tamaño de la perturbación, y el tiempo de estudio [20].

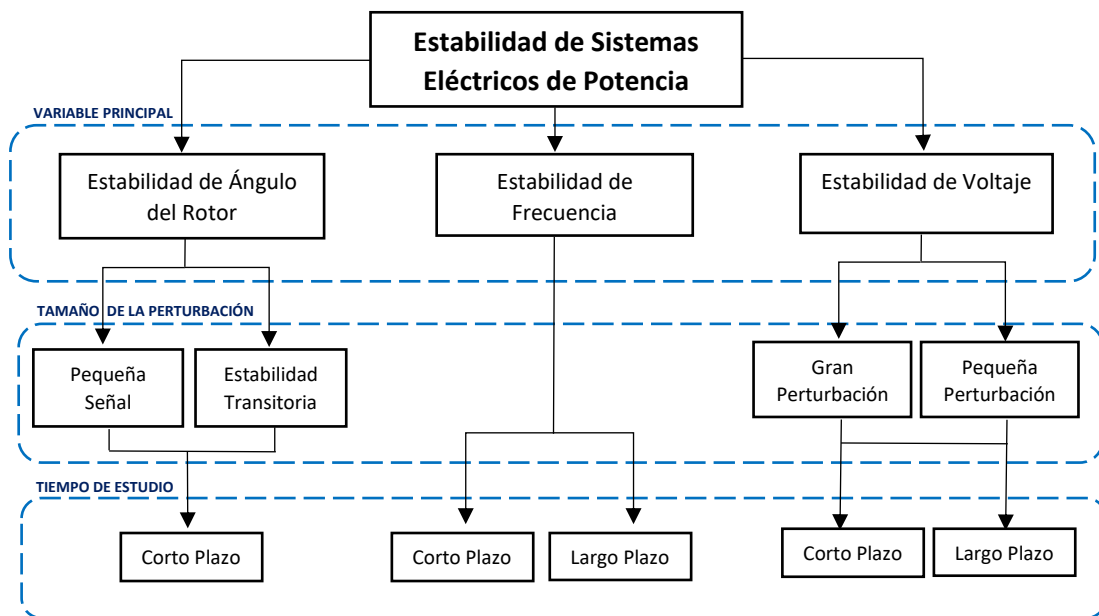


Figura 1.1. Clasificación de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia [20]

La estabilidad del sistema de potencia se define como la habilidad de un sistema eléctrico de potencia, para que a partir de una condición inicial de operación, pueda recuperarse a un nuevo estado de operación de equilibrio después de ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema dentro de límites de operación aceptables [20].

La *estabilidad de ángulo de rotor* es la habilidad de las máquinas sincrónicas de un sistema de potencia interconectado para mantenerse en sincronismo después de ser sometido a una perturbación. Ésta depende de la habilidad de cada máquina sincrónica del sistema para mantener el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada

generador del sistema. El torque electromagnético está compuesto por el torque sincronizante y el torque de amortiguamiento. La componente de torque sincronizante se relaciona con la estabilidad estática (o de estado estacionario) y la estabilidad transitoria, en tanto que la componente de torque de amortiguamiento se relaciona con la estabilidad oscilatoria. Es considerada de corto plazo (de milisegundos a unos cuantos segundos), y también se la clasifica según el tamaño del disturbio en pequeña perturbación (como variaciones de carga que pueden reflejarse en pérdida de sincronismo por estabilidad estática o insuficiente amortiguamiento de oscilaciones o estabilidad oscilatoria, que cuando se usa técnicas linealizadas para su análisis, se denomina estabilidad de pequeña señal) y gran perturbación (como cortocircuitos en líneas de transmisión) [20].

La *estabilidad de frecuencia* es la habilidad del sistema de potencia para mantener la frecuencia estable luego de ser sometido un desbalance significativo entre la generación y la carga. Depende de la habilidad para mantener el equilibrio entre generación y carga del sistema con la mínima pérdida no intencional de carga. Se clasifica en corto plazo (una isla en la que la frecuencia cae rápidamente – pocos segundos), y largo plazo (controles con tiempos de segundos a minutos) [20].

La *estabilidad de voltaje* es la habilidad de un sistema de potencia para mantener los voltajes estables en todos los nodos del sistema después de ser sometido a una perturbación. Se clasifica en gran perturbación (fallas) y pequeña perturbación (cambios de carga), corto plazo (segundos), y largo plazo (minutos) [20].

1.5.2. Evaluación de vulnerabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia

La vulnerabilidad se define como el nivel de riesgo que presenta un sistema eléctrico de potencia ante una condición operativa estática o dinámica y que está relacionada con eventos en cascada [13], en función de la aplicación a centros de control los métodos se pueden clasificar en: métodos fuera de línea, métodos en línea, y métodos en tiempo real
Figura 1.2.

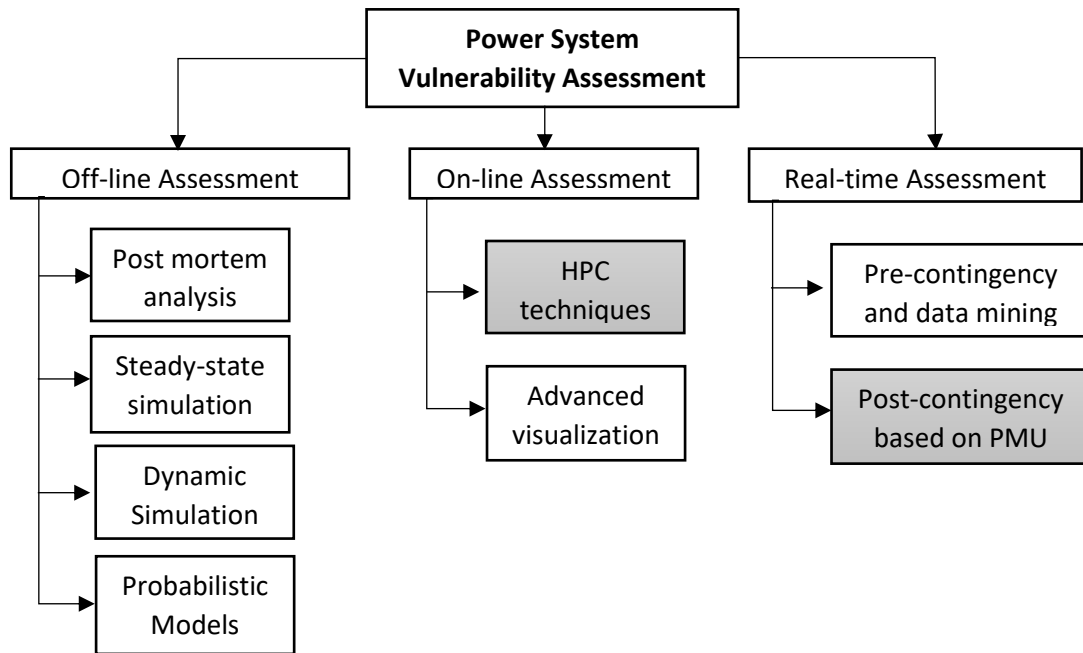


Figura 1.2. Métodos para la evaluación de vulnerabilidad del SEP [14].

Las evaluaciones del sistema eléctrico de potencia se pueden clasificar en SSA, DSA, y DVA, y el control en preventivo y correctivo como se indica en la Figura 1.3.

SSA (Static Security Assessment) evalúa el sistema de potencia en estado estacionario después de cada contingencia establecida, análisis pre-contingencia con datos estáticos, está orientada para ejecutar control preventivo.

DSA (Dynamic Security Assessment) realiza un estudio dinámico integral (simulación en el dominio del tiempo, análisis modal, análisis de sensibilidad) para cada contingencia establecida, usa datos pre-contingencia, está orientada para ejecutar control preventivo.

DVA (Dynamic Vulnerability Assessment) realiza un análisis dinámico con datos post-contingencia, requiere de análisis en tiempo real y está orientada a ejecutar acciones de control correctivo.

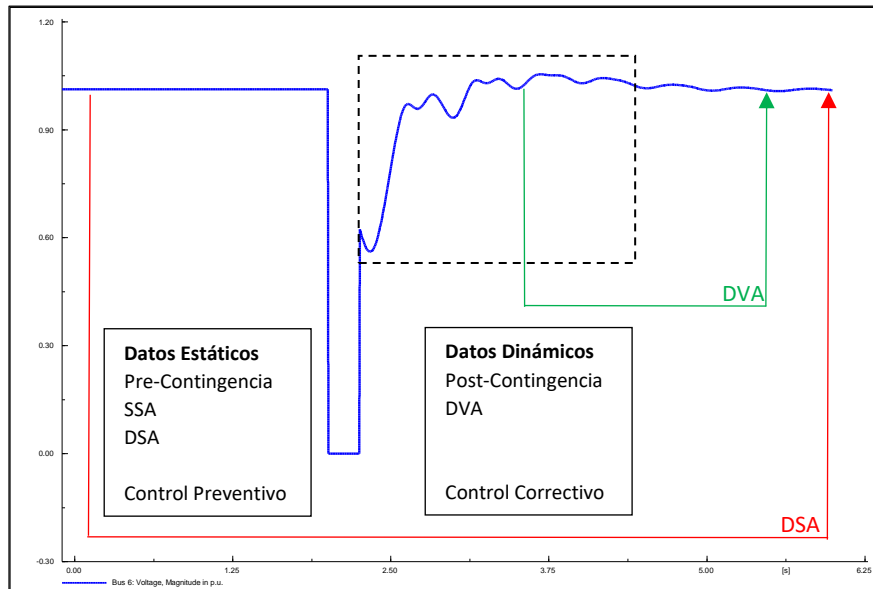


Figura 1.3. Tipos de evaluación y control de un Sistema Eléctrico de Potencia [14].

Un aspecto importante en la evaluación de la vulnerabilidad es la duración de los eventos involucrados en el periodo de interés. Debido a las tareas complejas relacionadas con la operación del sistema de potencia, que comprende modelado, análisis, simulación, y acciones de control, la escala de tiempo varía de microsegundos a varias horas (Tabla 1.1).

Tabla 1.1 Acciones y operaciones en los Sistemas Eléctricos de Potencia [13]

Acción u Operación	Tiempo	
Transitorios electromagnéticos	$\mu\text{s} - \text{ms}$	
Sobre voltajes de maniobra	ms	
Actuación de protecciones	100 ms	
Efectos electromagnéticos en devanados de máquina	ms - s	
Transitorios electromecánicos - estabilidad	ms - s	DVA
Oscilaciones electromecánicas	ms - min	
Control de frecuencia	1 s - 10 s	
Sobrecargas	5 s - h	
Despacho económico	10 s - 1 h	
Efectos termodinámicos	s - h	
Aplicaciones EMS	Estado estacionario	

1.5.2.1. Métodos fuera de línea

Son métodos convencionales de evaluación, los cuales demandan elevados tiempos de cómputo debido a la alta complejidad en la modelación, su aplicación en tiempo real es imposible. Estos métodos se basan en la evaluación de estado estacionario (SSA), y la

evaluación en estado dinámico (DSA), además se pueden considerar modelos probabilísticos para condiciones operativas de la red y ocurrencia de contingencias [14].

1.5.2.2. Métodos en línea

Los datos de ingreso están disponibles en sistemas como el SCADA/EMS (Energy Management System). Los datos se actualizan ocupando herramientas y equipos como IED, PMU, WAMS, sin embargo, la respuesta del sistema no es necesariamente tan rápida como el fenómeno analizado por lo cual no es posible su aplicación en tiempo real. Se utilizan técnicas de cómputo de alto desempeño (HPC) como procesamiento paralelo o distribuido que permiten mejorar el tiempo de cálculo de las aplicaciones SSA y DSA [13].

1.5.2.3. Métodos en tiempo real

Los datos de entrada reflejan la condición más actual del sistema y su procesamiento no excede el par de segundos. Técnicas de inteligencia artificial y herramientas de minería de datos permiten evaluar la vulnerabilidad pre-contingencia de un SEP en tiempo real (DSA), y el uso de tecnologías innovadoras como PMUs abren la posibilidad de evaluar la vulnerabilidad post-contingencia de un SEP en tiempo real (DVA) [14]. En DVA se requiere una respuesta aún más rápida que DSA, por lo que técnicas de inteligencia artificial y herramientas de minería de datos también son utilizadas [13].

1.5.3. Simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia

La simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia se clasifica en dos tipos, simulación estática, y simulación dinámica (Figura 1.4). La simulación dinámica, dependiendo del tiempo de análisis del fenómeno físico, se subdivide en simulación EMT (Electromagnetic Transient), y simulación RMS phasors (fenómenos electromecánicos).

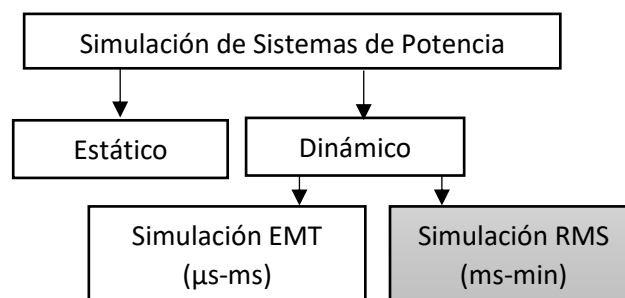


Figura 1.4 Simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia [15].

Dependiendo de la complejidad y del tipo de análisis, se requiere modelar los sistemas eléctricos de potencia de manera estática o estática y dinámica.

1.5.3.1. Modelación Estática

Un modelo estático de un sistema eléctrico de potencia se lo representa matemáticamente mediante ecuaciones algebraicas independientes del tiempo, donde la relación entre el voltaje y la corriente se evalúa a frecuencia nominal, en la modelación estática se considera: transformadores, líneas de transmisión, compensación paralela, y modelos sencillos de generadores [21].

1.5.3.2. Modelación Dinámica

Un modelo dinámico de un sistema eléctrico de potencia se lo representa matemáticamente mediante ecuaciones diferenciales dependientes del tiempo. En el análisis dinámico la modelación de los elementos puede ser más compleja, una máquina sincrónica puede ser representada por un conjunto de ecuaciones diferenciales de sexto orden, y pueden incluir modelos de controladores como AVR, PSS y GOV [21].

1.5.4. Simulador Digital en Tiempo Real Opal-RT

Opal-RT ha desarrollado herramientas para brindar soluciones en la simulación digital en tiempo real. La tecnología de Opal-RT integra herramientas de computación en paralelo y distribuido, lo cual le ha permitido desarrollar una serie de simuladores para diferentes aplicaciones como ePHASORsim, HYPERsim, eMEGAsim, eFPGAsim (Figura 1.5).

Para análisis de *transitorios electromagnéticos* se han desarrollado los simuladores eFPGAsim para simular electrónica de potencia (paso de tiempo: 100 ns -1 μ s), eMEGAsim para simular electrónica de potencia conectada a la red (paso de tiempo: 10 μ s – 100 μ s), HYPERsim para simular transitorios electromagnéticos en sistemas de potencia a gran escala (paso de tiempo: 25 μ s -100 μ s).

Para análisis de *transitorios electromecánicos* se ha desarrollado el simulador ePHASORsim para sistemas de potencia a gran escala (paso de tiempo: 10 ms).

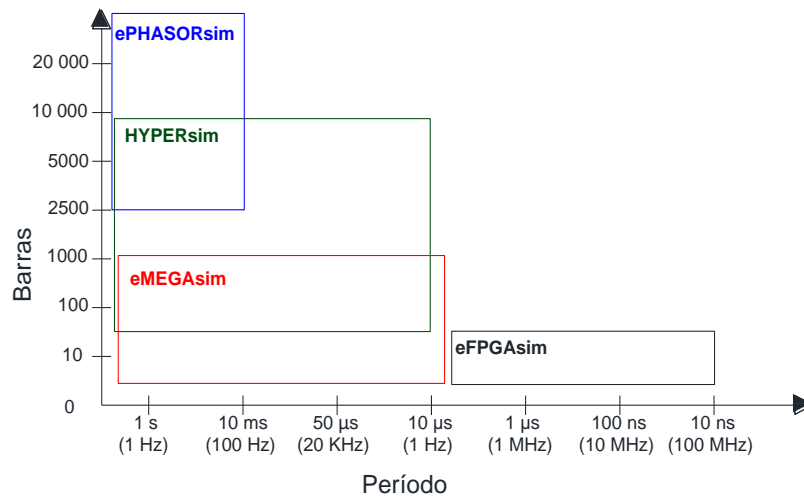


Figura 1.5. Paso de tiempo de simulación vs Escala de SEP – Opal-RT [6]

1.5.4.1. Concepto de Simulación en Tiempo Real

La simulación del funcionamiento de un SEP se la realiza mediante sofisticados sistemas computacionales que constituyen un software de simulación digital. Los software de simulación digital resuelven un conjunto de ecuaciones algebraico-diferenciales (DAE) que se plantean durante el modelamiento estático y dinámico de los componentes del sistema eléctrico de potencia [15]. La Ecuación 1.1 presenta las ecuaciones algebraico-diferenciales del modelamiento del sistema de potencia.

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, y, t), & x(t_0) &= x_0 \\ 0 &= g(x, y, t), & y(t_0) &= y_0 \end{aligned}$$

Ecuación 1.1. Ecuaciones algebraico-diferenciales [15]

Donde:

f: es el conjunto de ecuaciones diferenciales

g: es el conjunto de ecuaciones algebraicas

x: es el vector de variables de estado

y: es el vector de variables algebraicas

Para resolver las DAE en un paso de tiempo dado, cada variable de estado se resuelve sucesivamente como una función de las variables y los estados en el final del tiempo de paso precedente, mediante la aplicación de diferentes tipos de métodos numéricos. Durante una simulación de tiempo discreto, la cantidad de tiempo real requerido por el

computador para resolver todas las DAE, que representa un sistema en un tiempo de paso dado T_e (tiempo de ejecución), puede presentar dos situaciones [16].

- Tiempo de paso T_e , que incluye cómputo e intercambio de datos, es menor o igual que la duración del paso de tiempo seleccionado (correspondiente a la duración del fenómeno eléctrico real – Real-time clock Rtc). En este caso la simulación se considera en tiempo real $T_e \leq Rtc$, la diferencia entre $(Rtc - T_e)$ constituirá un tiempo de espera *Idle - time*.
- Tiempo de paso T_e , que incluye cómputo e intercambio de datos, es mayor que la duración del paso de tiempo Rtc . En este caso, la simulación no se considera en tiempo real, y es considerada fuera de línea $T_e > Rtc$, la diferencia entre $(T_e - Rtc)$ constituirá tiempo de atraso *Overrun*.

En la simulación en tiempo real es posible lograr sincronismo entre la simulación y el evento eléctrico real. La Figura 1.6 muestra la diferencia entre la simulación en tiempo real y la simulación fuera de línea.

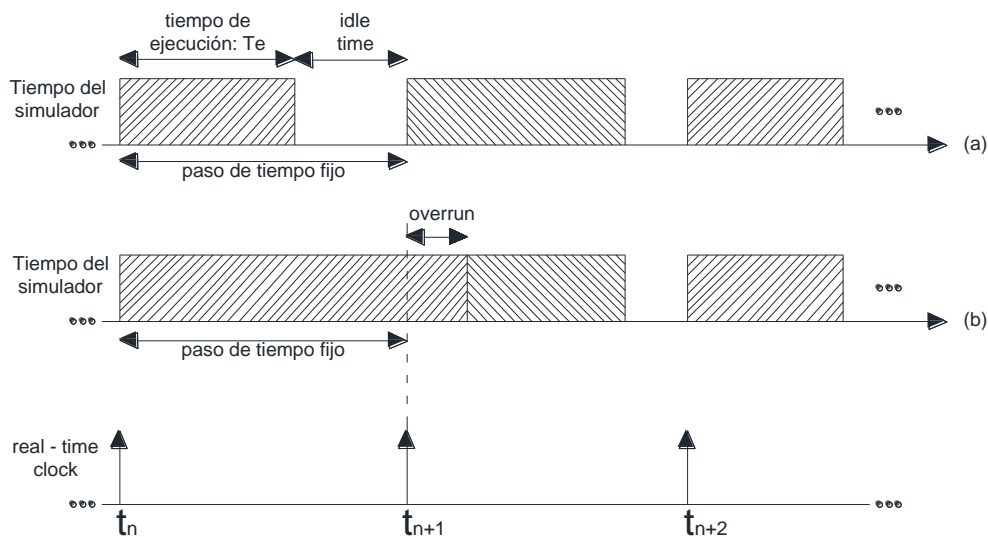


Figura 1.6. a) Simulación en tiempo real b) Simulación fuera de línea [16]

Una simulación en tiempo real se considera válida, si el simulador digital en tiempo real es capaz de producir con precisión las variables internas y los resultados de la simulación en el mismo período de tiempo en el que evoluciona el fenómeno eléctrico real que ocurre en el SEP.

1.5.4.2. Herramienta ePHASORsim de Opal-RT

Para simular el comportamiento dinámico del sistema de potencia, la herramienta ePHASORsim modela los componentes del SEP mediante un conjunto de ecuaciones algebraico-diferenciales y las describe de la siguiente manera [4], [16], [17]:

$$\dot{x}(t) = f(x, V)$$

$$YV = I(x, V)$$

$$x(t_0) = x_0$$

Ecuación 1.2 Ecuaciones algebraico-diferenciales -ePHASORsim [4]

Donde:

x : es el vector de las variables de estado

V, I : son los vectores de voltajes y corrientes

Y : matriz de admitancia de la red

x_0 : son los valores iniciales de las variables de estado

Para la simulación dinámica, la red es modelada en el dominio de la frecuencia, y la dinámica del sistema depende de los generadores y sus controladores como AVR, PSS, y GOV. El paso de simulación está en el orden de los pocos milisegundos hasta tiempos de medio ciclo. En la Ecuación 1.2, la función f describe el comportamiento dinámico del sistema, y la función I describe las restricciones de la red.

La herramienta ePHASORsim utiliza el método de Euler modificado con una iteración de predicción y una de corrección en cada paso de tiempo [22]. Además, métodos como el de matriz dispersa han sido explotados para factorizar y resolver las ecuaciones de nodo de la red. La Figura 1.7 resume las herramientas matemáticas utilizadas por el Solver de ePHASORsim.

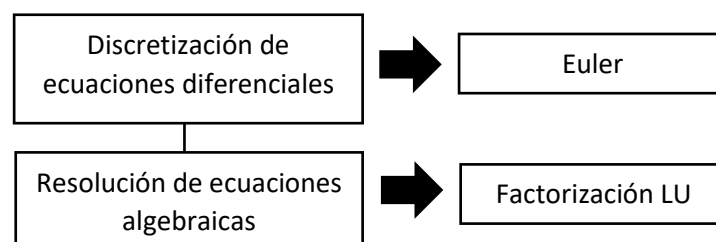


Figura 1.7. ePHASORsim – Solver [5]

Entre las principales aplicaciones que permite desarrollar ePHASORsim en un SEP a gran escala se tiene [5], [6]:

- Simulación en tiempo real
- Estabilidad transitoria
- Desarrollo de simuladores para entrenamiento de operadores
- Pruebas de sistemas SCADA
- Simulación de sistemas de distribución
- Procesamiento paralelo.
- Simulación Hardware in the loop
- Incorporación de FMU (Functional Mockup Unit) desde OpenModelica.

1.5.4.3. Modelación de Sistemas de Potencia en ePHASORsim

A. Modelos de librería [4][16]

La librería para los sistemas de transmisión es basada en modelos por fase, usando únicamente parámetros de secuencia positiva. La librería para los sistemas de transmisión contiene los siguientes modelos:

Generadores Sincrónicos: se tiene dos modelos integrados. El modelo clásico que solo modela el comportamiento electromecánico fundamental de la máquina, y el modelo de sexto orden que es un modelo más detallado. La Ecuación 1.3 describe el modelo de sexto orden de Park, para el caso del modelo clásico de generador sincrónico incluye únicamente las primeras dos expresiones.

$$\begin{aligned}\dot{\delta}(t) &= \omega_R \cdot \Delta\omega(t) \\ \Delta\dot{\omega}(t) &= 0.5H[T_e(t) + T_m(t) - D \cdot \Delta\omega(t)] \\ \dot{\psi}_{fd}(t) &= \omega_R[e_{fd}(t) - R_{fd}i_{fd}(t)] \\ \dot{\psi}_{1d}(t) &= -\omega_R R_{1d}i_{1d}(t) \\ \dot{\psi}_{1q}(t) &= -\omega_R R_{1q}i_{1q}(t) \\ \dot{\psi}_{2q}(t) &= -\omega_R R_{2q}i_{2q}(t)\end{aligned}$$

Ecuación 1.3. Modelo de sexto orden – generador sincrónico [16]

Carga: todas las cargas son modeladas como impedancia constante en las ecuaciones de la red.

Excitatriz: un modelo simplificado basado en IEEE Type AC4 se muestra en la Figura 1.8, el modelo es implementado en la librería ePHASORSim y puede conectarse a una máquina sincrónica.

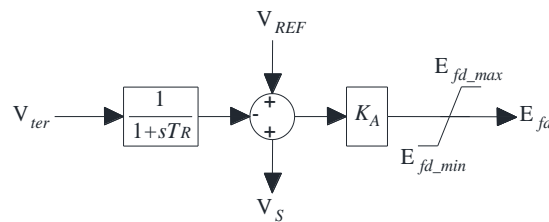


Figura 1.8. Diagrama de bloques EX_T1 [16]

PSS (Power System Stabilizer): un estabilizador sensible a la velocidad se muestra en la Figura 1.9, el modelo es parte de la librería ePHASORSim y se puede usar en una máquina sincrónica.

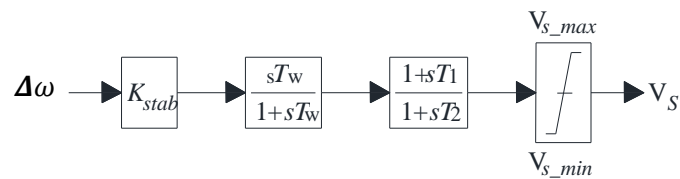


Figura 1.9. Diagrama de bloques PSS_T1 [16]

Turbina y gobernador: el modelo turbina-governor es basado en el diagrama de bloques de la Figura 1.10. El modelo representa una turbina de alta presión junto con un gobernador.

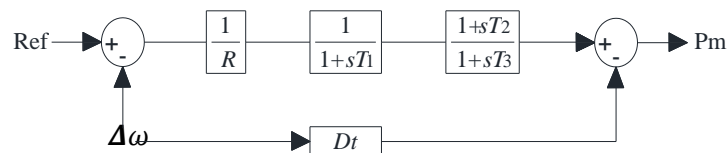


Figura 1.10. Diagrama de bloques TG_T1 [16]

Transformadores: incorpora transformadores de dos y tres devanados con control de posición de tap.

Líneas de transmisión: el modelo PI es usado para la modelación de líneas de transmisión.

La librería de ePHASORsim contiene los modelos descritos anteriormente de máquinas sincrónicas, cargas, excitatrices, estabilizadores de potencia, governors GOV, transformadores, y líneas de transmisión, sin embargo, el usuario puede definir nuevos modelos y registrarlos en la librería.

B. Entrada de datos [4][16]

La herramienta es construida en el ambiente MATLAB/SIMULINK, sin embargo, la principal interfaz con el usuario es basada en un archivo Excel en el cual se describen todos los componentes de la red, parámetros requeridos, y valores iniciales. Como característica avanzada, ePHASORsim permite la importación de datos en archivos tipo (raw, dyr, sxst dgs, FMU) desde software como PSS/E, CYME, PowerFactory de DlgSILENT, y OpenModelica, tanto para simulación fuera de línea como para la simulación en tiempo real.

C. Comandos de operación [4]

Los sistemas de potencia pueden ser operados en ePHASORsim como sucede en la vida real. Los comandos de control pueden ser enviados mediante el solver en el entorno MATLAB/SIMULINK (Consola), o mediante protocolo DNP3. La comunicación mediante DNP3 abre la posibilidad de realizar pruebas en sistemas SCADA y desarrollar sistemas de entrenamiento. Los usuarios pueden enviar señales de comando individuales o simultáneas del tipo:

- Fallas en barras
- Fallas en líneas de transmisión con localización de falla de variable
- Comandos (En servicio / Fuera de servicio) para cargas, compensación en paralelo, y líneas de transmisión.
- Comando de salida de generación
- Comandos de ajuste de posición de tap
- Comandos de cambio de referencia para controladores
- Cambios de perfil de carga
- Apertura y recierre de interruptores

D. Salida de datos y exportación [4]

Las salidas o resultados de la simulación fuera de línea y simulación en tiempo real requieren ser definidos como pines de salida. La localización de un pin de salida puede ser de manera general como en una barra del sistema, o puede ser de manera específica como la variable interna de un bloque. Todas las entradas y salidas de bloques pueden ser observados en ePHASORsim.

- Voltajes en cada barra del SEP (RMS y ángulo)
- Corrientes en ramales (RMS y ángulo)
- Ángulo del rotor y frecuencia de las máquinas sincrónicas
- Posiciones de tap en transformadores

En el caso de simulación HIL (hardware in the loop), ePHASORsim puede comunicarse con dispositivos externos como relés de protección y controladores. Utilizando las señales análogas y digitales, junto con un amplificador de señal, se pueden obtener voltajes en el rango de 150 V (RMS), y corrientes de 2 A – 5 A.

Todas las mediciones de ePHASORsim pueden ser grabadas como archivo MaTLAB *.mat, y estos archivos pueden ser exportados a Excel para futuros análisis y reportes.

1.5.5. Wide Area Monitoring System (WAMS)

En las dos últimas décadas se han desarrollado los sistemas de medición de área amplia WAMS por sus siglas en inglés, con el objetivo de mejorar el monitoreo y control de los sistemas eléctricos de potencia en tiempo real. Los WAMS son sistemas que permiten disponer de mediciones distribuidas en el SEP, para lo cual se requieren adecuados equipos de medición (PMU), algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales, sistemas de comunicación especializados, y una estructura capaz de procesar información dinámica de la red en tiempo real [14].

La tecnología WAMS está principalmente compuesta por PMUs, concentradores de datos PDC, y un sistema de comunicación. Las PMUs permiten obtener medidas directas de los fasores de voltaje y corriente, valores de frecuencia, y su tasa de cambio en periodos de pocos milisegundos, estimados a través de algún algoritmo matemático. Las PMUs proporcionan información en intervalos de milisegundos, permitiendo el monitoreo dinámico del sistema. Las PMUs tienen la capacidad de detectar posibles separaciones del sistema, oscilaciones en tiempo real, y detección de potenciales colapsos, además

permiten desarrollar sistemas de control de lazo cerrado para mejorar la estabilidad del SEP. En la Figura 1.11 se presentan las aplicaciones de supervisión, control y protección, en el nivel jerárquico cuatro se encuentran los Sistemas Globales de Monitoreo, Control, y Protección en Tiempo Real (WAMPAC). Se establecen tres aplicaciones para el cuarto nivel, WAMS (Wide Area Monitoring System), WACS (Wide Area Control Systems), WAPS (Wide Area Protection Systems) [23].

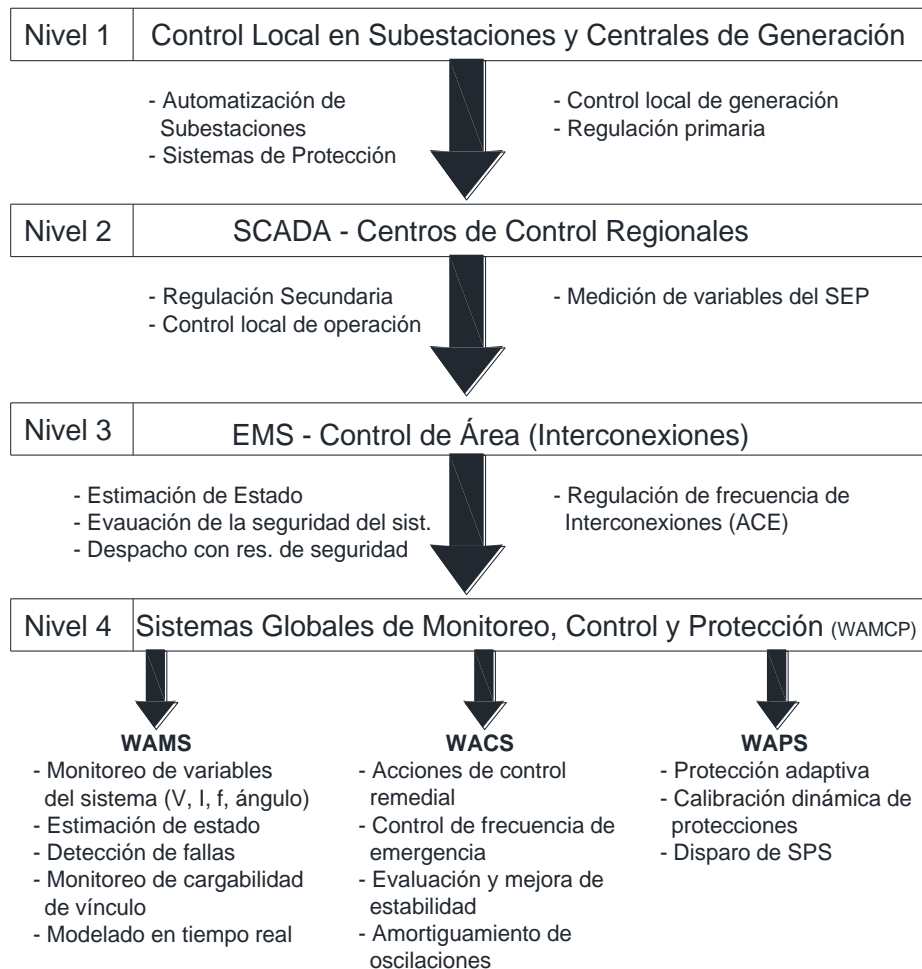


Figura 1.11. Sistemas de Monitoreo, Control, y Protección [23]

1.5.5.1. Ambientes de entrenamiento de operadores con tecnología WAMS

Al ingresar el concepto WAMS y el análisis dinámico en tiempo real en las salas de control, se ve la necesidad de la creación de ambientes de entrenamiento que permitan al operador familiarizarse con los conceptos de estabilidad y el impacto de estrés sobre la red, utilizar funciones de playback para análisis de eventos pasados, y proporcionar una visión

unificada de herramientas tradicionales como el EMS (monitoreo estático) con herramientas innovadoras WAMS (monitoreo dinámico) [19].

La bibliografía propone la conexión de sistemas de entrenamiento de operadores con sistemas WAMS, y el desarrollo de aplicaciones innovadoras en tiempo real. Por ejemplo, en [7] se presenta el diseño e implementación de PMUs compatibles con tecnología OPAL RT bajo el estándar IEEE C37.118. En [24] se detallan ventajas adicionales de Opal RT como el uso de PMUs virtuales, el manejo de flujo de información producido bajo el estándar IEEE C37.118 se recopila mediante el concentrador OpenPDC.

La integración de sistemas de entrenamiento de operadores con tecnologías WAMS permitirá el monitoreo del comportamiento dinámico del sistema, e incorporará a los sistemas de entrenamiento aplicaciones previamente desarrolladas en los sistemas WAMS. La tecnología Opal-RT abre la posibilidad de comunicación entre los simuladores de tiempo real con sistemas WAMS, por ejemplo en [25] se presenta un aplicación para establecer parámetros adecuados de PSS, la metodología es desarrollada en eMEGAsim de Opal-RT y es monitoreada mediante un sistema WAMS con la finalidad de observar el comportamiento dinámico del sistema, y validar el modelo propuesto.

Las características avanzadas de los simuladores en tiempo real permiten interactuar con sistemas WAMS mejorando los ambientes de entrenamiento de operadores. Esta conexión habilita el desarrollo de aplicaciones en tiempo real para el sistema de entrenamiento como análisis de sensibilidad, diferencia angular, estabilidad oscilatoria, estabilidad de frecuencia, estabilidad de voltaje, ubicación óptima de PMUs, estimación de estado, entre otras [5], [6], [13].

1.5.5.2. Aplicaciones de supervisión WAProtector – CENACE

El Operador Nacional de Electricidad CENACE cuenta con un sistema WAMS que facilita el monitoreo y la supervisión en tiempo real del Sistema Nacional Interconectado a partir de mediciones sincrofasoriales. CENACE cuenta con alrededor de 50 dispositivos PMUs con el objetivo de mejorar la observabilidad del sistema eléctrico en zonas que tienen una alta relevancia operativa [26].

Los principales objetivos del proyecto WAMS desarrollado por CENACE son:

- Supervisión en tiempo real del SNI que permita brindar alerta temprana ante potenciales riesgos de inestabilidad del sistema

- Disponer de información más precisa para realizar análisis eléctricos de estabilidad y evaluación post-operativa del comportamiento eléctrico de la red, permitiendo identificar oportunidades de mejora en los procesos de restablecimiento del SNI.
- Ajustar y sintonizar estabilizadores de potencia (PSS), y validar los modelos de los controladores asociados a los generadores.

CENACE, para obtener las aplicaciones de supervisión y análisis del sistema de potencia en tiempo en real, adquirió el software WAProtector de la empresa Eslovena ELPROS. WAProtector adquiere los datos fasoriales de las PMUs mediante la red de comunicaciones intranet estándar. En el servidor WAProtector se realiza el análisis en tiempo real y la evaluación de seguridad del sistema, en este servidor está instalado el PDC y las aplicaciones de tiempo real. El protocolo IEEE C37.118 es utilizado para la comunicación entre el PDC y las PMUs del SNI, el muestreo de transmisión es de 60 muestras por segundo [27].

Las principales características de la plataforma de WAProtector son el monitoreo en tiempo real, aplicaciones para la evaluación de estabilidad en tiempo real, y almacenamiento de datos (acceso a datos históricos con opción de exportación).

Las aplicaciones o módulos de análisis de estabilidad disponibles en WAProtector son: estabilidad estática de ángulo, estabilidad de voltaje de corredores de transmisión, estabilidad oscilatoria, y estabilidad de frecuencia; sin embargo, WAProtector brinda al usuario la funcionalidad de desarrollar nuevas aplicaciones de monitoreo de la estabilidad del SNI [27].

A. Estabilidad estática de ángulo (diferencia angular) [26]

El propósito es la detección de la violación del umbral en la diferencia angular entre dos puntos de medición. La información de la diferencia angular es de utilidad para evaluación directa de la transferencia de potencia entre dos puntos de la red, por lo tanto, el monitoreo continuo de la diferencia angular brinda al operador información directa de posibles estados de congestión en la red.

Asumiendo un modelo "PI" para el vínculo equivalente entre una área A y un área B del sistema, considerando en un SEP a nivel de alto voltaje que $x \gg r$, que debido a la complejidad del SEP existen otros factores que no permiten alcanzar el límite ideal de transferencia de potencia ($\theta_A - \theta_B = 90^\circ$), y que para sistemas de potencia estables la diferencia entre $(\theta_A - \theta_B)$ corresponde a un valor pequeño, se puede concluir que el flujo

de potencia por el vínculo equivalente entre la área A y el área B de un SEP es directamente proporcional a la diferencia angular como se expresa en la Ecuación 1.4.

$$P_{AB} = \frac{V_A V_B \sin(\theta_A - \theta_B)}{x} \approx \frac{V_A V_B (\theta_A - \theta_B)}{x}$$

$$P_{AB} \propto (\theta_A - \theta_B)$$

Ecuación 1.4. Transferencia de potencia entre el área A y el área B en un SEP [26]

En este sentido, en [26] se define una metodología para determinar límites de seguridad pre-establecidos (límites de estabilidad estática de ángulo), para la posterior parametrización del bloque de WAProtector, y con el objetivo de brindar al operador una señal de alerta en caso de violar los límites determinados.

B. Estabilidad de voltaje de corredores de transmisión [27]

El propósito de la aplicación de estabilidad de corredores es el detectar posible inestabilidad de voltaje causada por la alta transferencia de potencia en el corredor de transmisión en cuyas barras de envío y recepción se encuentran instaladas PMUs. La detección de la estabilidad de voltaje del corredor se basa en el índice de estabilidad de potencia, el cual se calcula en base al equivalente Thévenin.

La técnica de equivalente Thévenin es una de las herramientas que permite calcular la proximidad entre el estado operativo actual y el colapso de voltaje, mediante la determinación de las curvas P-V en tiempo real. Este método es utilizado con el objetivo de monitorear la estabilidad de corredores de transmisión mediante la determinación de la robustez relativa del sistema de transmisión respecto a las barras de carga.

El modelo de línea de transmisión tipo "T" puede ser sustituido por un circuito equivalente Thévenin como el de la Figura 1.12.

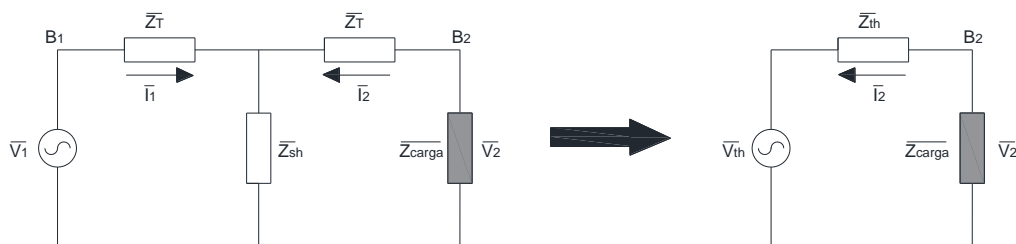


Figura 1.12. Equivalente "T" del corredor de transmisión – Equivalente Thevenin

El equivalente Thévenin es determinado en la Ecuación 1.5.

$$\bar{Z}_{th} = \frac{\bar{Z}_T \bar{Z}_{sh}}{\bar{Z}_T + \bar{Z}_{sh}} + \bar{Z}_T$$

$$\bar{V}_{th} = \frac{\bar{Z}_{sh}}{\bar{Z}_{sh} + \bar{Z}_T} \bar{V}_1$$

Ecuación 1.5. Equivalente Thévenin

$$\bar{Z}_T = \frac{\bar{V}_1 - \bar{V}_2}{\bar{I}_1 - \bar{I}_2}$$

$$\bar{Z}_{sh} = \frac{\bar{I}_1 \bar{V}_2 - \bar{I}_2 \bar{V}_1}{\bar{I}_1 \bar{I}_1 - \bar{I}_2 \bar{I}_2}$$

Ecuación 1.6. Impedancias del equivalente “T”

Las impedancias del equivalente “T” son determinadas usando los fasores de voltaje y corriente de las PMUs Ecuación 1.6. Con los parámetros del equivalente Thevenin se determina la curva P-V del corredor de transmisión a partir de la relaciones de transferencia de potencia. La potencia aparente de carga se expresa en la Ecuación 1.7.

$$\bar{S}_c = P_c + jQ_c = \bar{V}_2 \left(\frac{\bar{V}_{th} - \bar{V}_2}{R_{th} + jX_{th}} \right)^*$$

Ecuación 1.7. Potencia Aparente en la carga

La Ecuación 1.8 representa la expresión matemática de la curva P-V para corredores de transmisión en base al equivalente Thévenin, la curva puede ser determinada en tiempo real con el uso de voltajes y corrientes de las PMUs. El desarrollo matemático de la expresión se encuentra en la bibliografía [27].

$$V_2 = \sqrt{\frac{V_{th}^2}{2} - (Q_c X_{th} + P_c R_{th})} \pm \sqrt{\frac{V_{th}^4}{4} - V_{th}^2 (Q_c X_{th} + P_c R_{th}) - (P_c X_{th} - Q_c R_{th})^2}$$

Ecuación 1.8. Curva P-V de corredor de transmisión en base al Equivalente Thévenin

El índice de estabilidad de potencia es la relación entre la potencia actual transferida y límite máximo de transferencia donde ocurre el colapso de voltaje. En este sentido, en [27] se define una metodología que permite determinar los límites de estabilidad de voltaje de los corredores a monitorear, de manera de que la aplicación brinde al operador una señal de alerta en caso de violar dichos límites.

C. Estabilidad oscilatoria [28]

El propósito de la aplicación es la detección de los modos oscilatorios que están presentes en las señales de potencia activa donde se encuentran localizadas las PMUs. Los modos detectados pueden ser locales o inter-área. Las oscilaciones se producen luego de que el sistema de potencia es sometido a una perturbación, los sistemas de potencia se consideran estables si las oscilaciones son correctamente amortiguadas, en el caso de que no se garantice este amortiguamiento se podría poner en riesgo la integridad del sistema de potencia.

El análisis modal es una forma de evaluación de estabilidad oscilatoria basado en simulaciones y consiste en la determinación de los modos de oscilación con sus frecuencias modales complejas. Los valores propios de la matriz de estado, que representan las frecuencias complejas, son determinados mediante el cálculo del determinante $\det(A - \lambda I) = 0$, donde A representa la matriz de estado del modelo linealizado.

Los valores propios de la Ecuación 1.9 son igual al número de variables de estado y representan los modos de oscilación que permiten caracterizar la respuesta de un SEP ante una pequeña perturbación. Un sistema se considera estable cuando todos los valores propios tienen parte real negativa. Si un valor propio tiene una parte real positiva, el correspondiente modo oscilatorio crece exponencialmente en el tiempo, por lo que reflejaría la inestabilidad del sistema.

$$\lambda = \sigma \pm j\omega$$

Ecuación 1.9. Valores propios

La componente real de un valor propio permite obtener la razón de amortiguamiento (Ecuación 1.10), y la componente imaginaria da la respuesta de frecuencia de la oscilación (Ecuación 1.11).

$$\xi = \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}}$$

Ecuación 1.10. Razón de amortiguamiento

$$f = \frac{\omega}{2\pi}$$

Ecuación 1.11. Frecuencia de oscilación

Las oscilaciones son caracterizadas mediante los llamados modos de oscilación, que en forma general se clasifican de la siguiente manera:

- Modos de control: son causados por controladores de diferentes tipos de componentes. Su frecuencia está dentro de un amplio rango de posibles valores, dependiendo del tipo de controlador con el que se relaciona; así, por ejemplo, pueden ser de muy baja frecuencia (0.01-0.1) Hz, si se relacionan con GOV o de relativa alta frecuencia (4 – 10) Hz si se relacionan con AVR.
- Modos inter-área: son causados por interacciones entre grandes grupos de generadores oscilando entre ellos a través de corredores generalmente congestionados, el efecto se presenta entre áreas de la red. (0.1-0.7) Hz.
- Modos locales: se asocian con oscilaciones entre rotores de un grupo de generadores cercanos unos a otros. (0.7-2) Hz

En este sentido, es necesario definir los límites de damping ratio, el rango de frecuencia de los modos de oscilación a monitorearse, y la magnitud sobre la cual se considera riesgoso. Con los límites establecidos la aplicación puede brindar al operador una señal de alerta de los modos oscilatorios amortiguados y no amortiguados presente en la señal de potencia activa donde se encuentra ubicada la PMU.

D. Estabilidad de frecuencia de largo plazo

El propósito de la aplicación de detector de rango de frecuencia es emitir una alarma al operador cuando un valor de frecuencia observado por las PMUs exceda el rango de valores establecidos. Las alarmas son emitidas al operador cuando se supera el límite superior o inferior establecido. La parametrización de estos bloques puede estar en función de límites de seguridad del sistema, esquemas de alivio de carga por baja frecuencia, y rangos de frecuencia de protección en generadores. Si bien WAProtector es capaz de censar la estabilidad de frecuencia desde el orden de los milisegundos (de corto plazo), se considera el largo plazo (segundos a minutos) para que el operador pueda evaluar el comportamiento manualmente.

1.5.6. Identificación de problemas no resueltos

- Los simuladores basados en modelación estática y aplicación on-line como el OTS no permiten visualizar los fenómenos dinámicos que ocurren en el sistema de potencia, disminuyendo la capacidad de monitoreo y control de las Smart Grids,

además, limitan la capacidad del operador para adaptarse a las nuevas tecnologías como el sistema WAMS.

- La evaluación de la vulnerabilidad en sistemas de potencia off-line limitan la capacidad del operador para visualizar la condición más actual del sistema de potencia, además no permite desarrollar aplicaciones de control correctivo basado en DVA, disminuyendo las experiencias del personal.
- La implementación de simuladores dinámicos para entrenamiento de operadores es escasa, la bibliografía detalla metodologías, pruebas de concepto, y aplicaciones a sistemas de prueba. En Ecuador, los centros de control de CENACE y COT no cuentan con un simulador dinámico para entrenamiento de operadores, el personal de operación está limitado al aplicativo OTS del SCADA/EMS de ABB.
- El desarrollo de Smart Grids demanda nuevas tecnologías que permitan entender el comportamiento de la red, por lo cual es imperativo el uso de ambientes de entrenamiento que combinen simuladores de tiempo real con tecnología WAMS.
- La estructuración de un simulador dinámico en tiempo real permitirá el desarrollo de aplicaciones futuras como estimación de estado, estabilidad transitoria, estabilidad oscilatoria, estabilidad de voltaje-frecuencia, ubicación óptima de PMUs, evaluación de la seguridad y vulnerabilidad dinámicas, entre otras. Al no tener estas herramientas los operadores pierdan apreciación del sistema de potencia, disminuyendo su capacidad de respuesta.

2. METODOLOGÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SIMULADOR DINÁMICO.

La metodología propuesta para la implementación del *Simulador Dinámico* es esquematizada en la Figura 2.1. En este apartado de la tesis se describe la metodología que incluye la modelación de la red en los diferentes software de simulación, la conexión entre el simulador digital en tiempo real con WAProtector, y las metodologías para la parametrización de las aplicaciones de supervisión con WAProtector. Para una mejor apreciación, la metodología planteada es implementada en la red de prueba *sistema de dos áreas de Kundur* (Figura 2.2).

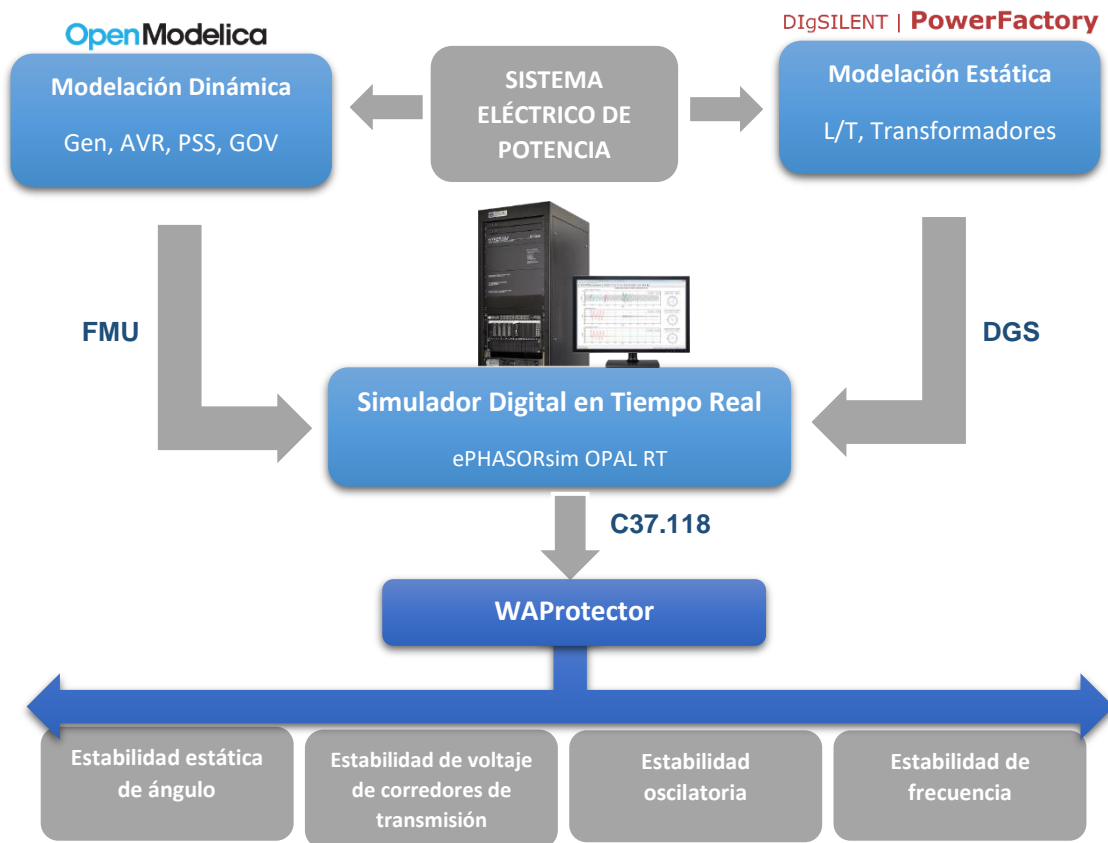


Figura 2.1. Metodología para la implementación del simulador dinámico.

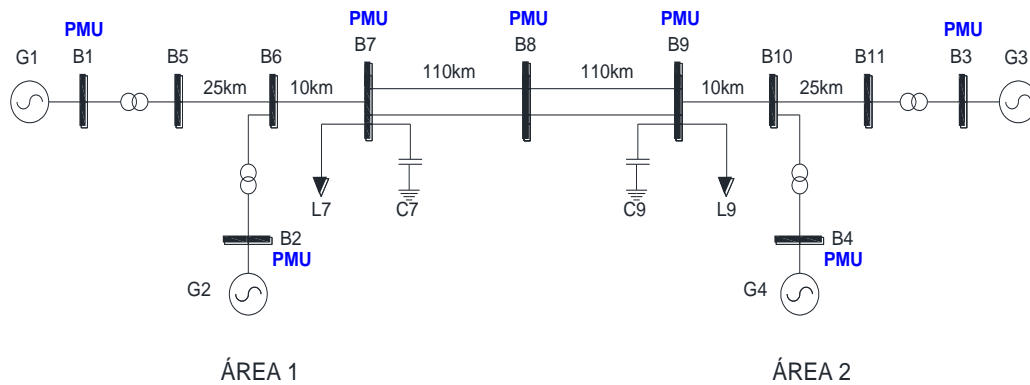


Figura 2.2 Sistema de dos áreas de Kundur [29]

2.1. Metodología

2.1.1. Modelación de Sistemas de Potencia en el Simulador Digital en Tiempo Real ePHASORSim

La modelación de los sistemas eléctricos de potencia en el simulador digital en tiempo real ePHASORSim es parte de los datos de entrada del software. En función de los recursos disponibles en CENACE y CELEP EP TRANSELCTRIC, y de los formatos de datos que pueden ser integrados en ePHASORSim, se plantea la modelación estática de la red de potencia en PowerFactory de DlgSILENT, y la modelación dinámica en el software libre OpenModelica.

2.1.1.1. Componentes estáticos (PowerFactory de DlgSILENT)

Los componentes estáticos de las redes son modelados mediante el software PowerFactory de DlgSILENT y permiten obtener la condición inicial de la red de potencia, donde las cargas son modeladas como potencia constante, transformadores de dos y tres devanados con tap, compensación paralela, y líneas de transmisión en modelo "PI". Las barras donde se conectan los generadores son del tipo PV, PQ, y SLACK. La modelación matemática de estos elementos se describe en la bibliografía [30].

Los datos de la red de dos áreas de Kundur se detallan en la sección ANEXOS, y son utilizados para la modelación en PowerFactory de DlgSILENT 2018 (Figura 2.3).

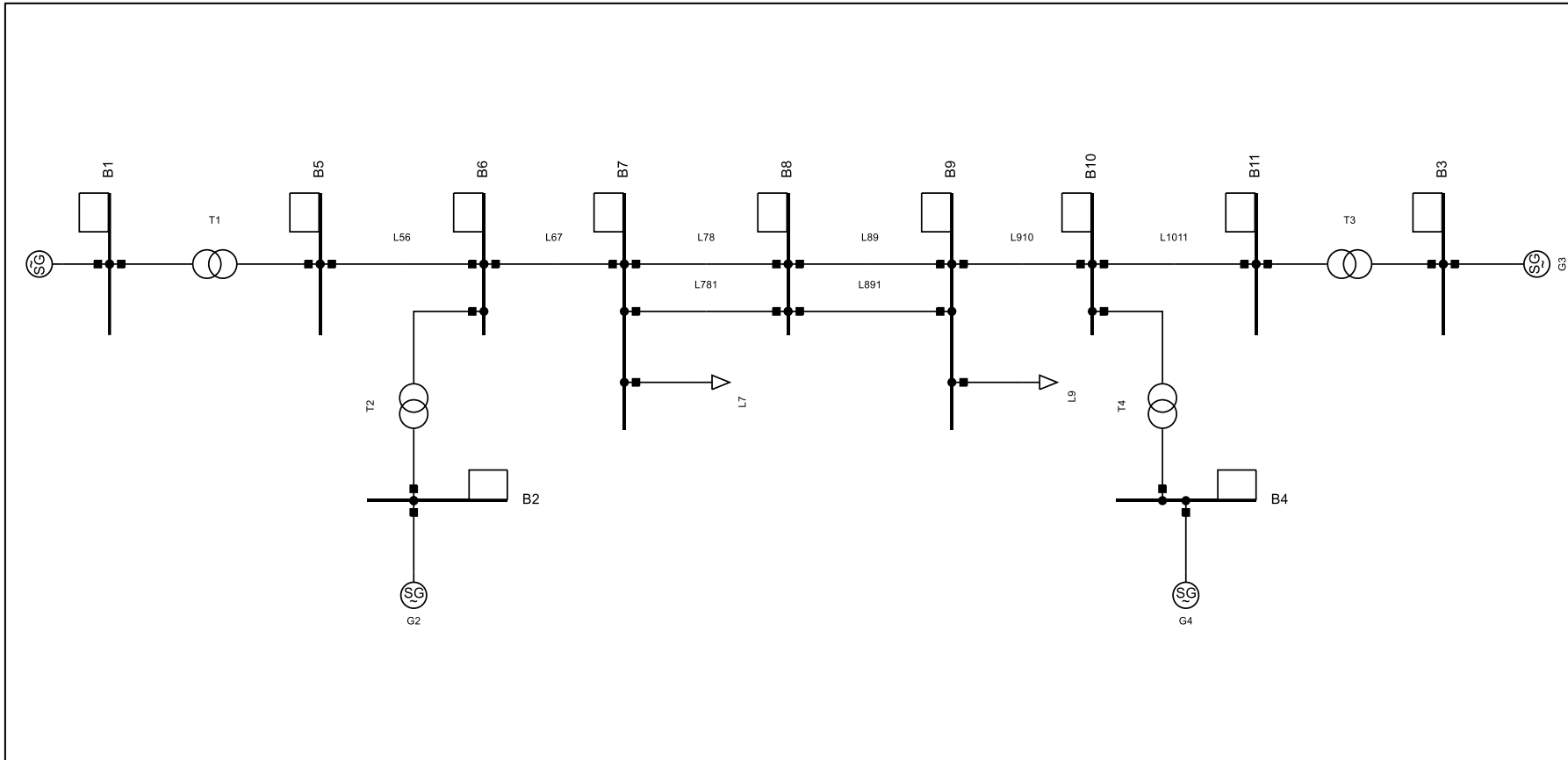


Figura 2.3. Modelación del Sistema de dos áreas de Kundur – PowerFactory DigSILENT

2.1.1.2. Componentes dinámicos (OpenModelica)

Los componentes dinámicos son modelados mediante el software libre OpenModelica y parametrizados en PowerFactory de DlgSILENT. La modelación dinámica básicamente es el modelo de planta: generador, AVR, PSS, y GOV.

OpenModelica cuenta con una biblioteca Opal-RT y GenUnit (Figura 2.5). En la biblioteca Opal-RT se han desarrollado modelos base de máquinas sincrónicas, y sus controladores. En la biblioteca GenUnit se tienen modelos de planta, que son la combinación de los bloques generador, AVR, PSS, y GOV desarrollados en la biblioteca Opal-RT.

Las características avanzadas de Opal-RT permiten la interacción entre OpenModelica y el solver de ePHASORSim mediante conectores (PowerPin). La Figura 2.4 muestra la interfaz entre un componente de OpenModelica y ePHASORSim mediante un puerto PowerPin.

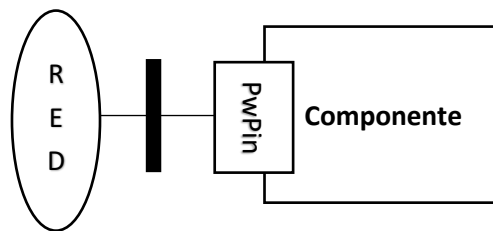


Figura 2.4. Interfaz OpenModelica – ePHASORSim [31]

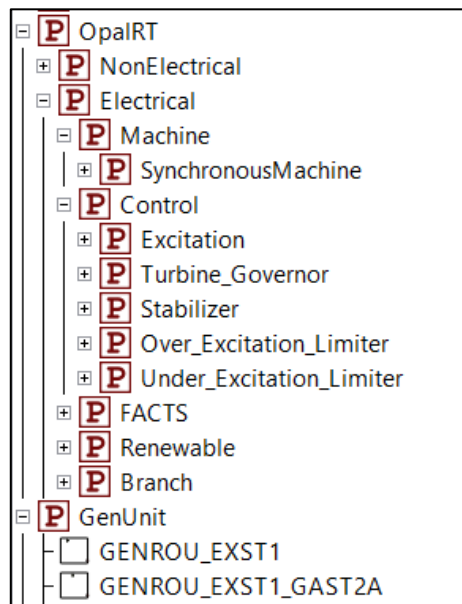


Figura 2.5. Librerías Opal-RT OpenModelica [31]

Los modelos de generadores sincrónicos desarrollados en OpenModelica son los usados en los software comerciales [32]:

- GENSAL: generador de polos salientes (Hidráulicas), es un modelo de sexto orden con saturación.
- GENROU: generador de rotor cilíndrico (Vapor o Gas), es un modelo de sexto orden con saturación
- GENCLS: generador clásico, es un modelo de segundo orden.

Para el caso de la red de prueba, el modelo de planta es compuesto por los controladores AVR (ESST1A) y PSS (IEE2ST) en los cuatro generadores. Los generadores son del tipo rotor cilíndrico GENROU.

El modelo de planta desarrollado en OpenModelica para la red de prueba se muestra en la Figura 2.6. Cada bloque cuenta con entradas y salidas, para el caso del generador se cuenta con entradas como EFD, PMECH, TRIP, y variables de salida como SPEED, ANGLE, PELEC, QELEC, entre otras variables arbitrarias descritas en las líneas de código de OpenModelica (Figura 2.7). Los controladores ESST1A y IEE2ST constan de varios bloques (Figura 2.11), cada bloque contiene su respectiva inicialización y sus ecuaciones. La profundización de la modelación, sistemas de ecuaciones, e inicialización de los modelos dinámicos en OpenModelica se describe en la bibliografía [31].

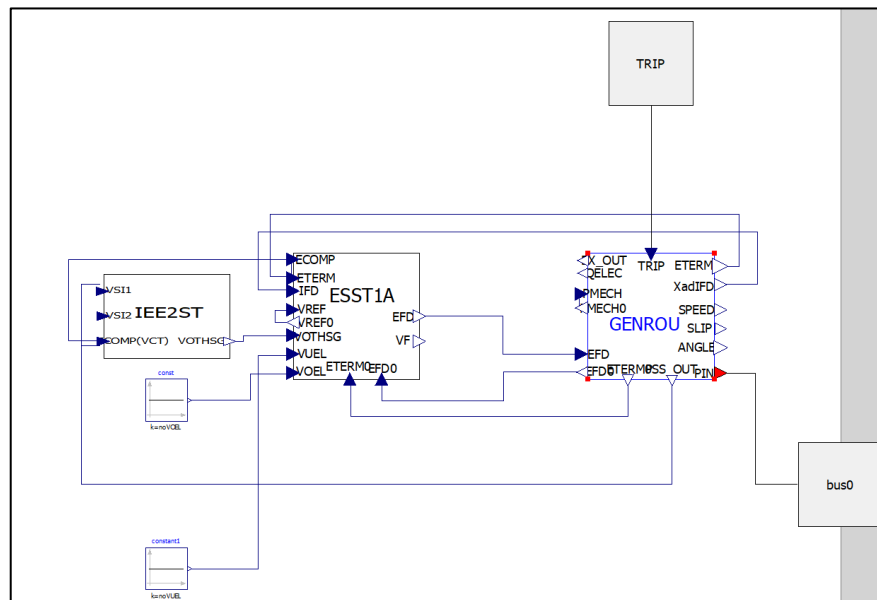


Figura 2.6. Modelo de planta GENROU_ESST1A_IEE2ST – OpenModelica

```

201 // arbitrary Outputs
202 ETERM_mag = (p.vi ^ 2 + p.vr ^ 2) ^ 0.5;
203 ETERM_ang = atan2(p.vi, p.vr);
204 PELEC = p.vr * p.ir + p.vi * p.ii;
205 QELEC = p.vi * p.ir - p.vr * p.ii;
206 SLIP = (SPEED - ws) / ws;
207 ETERM_mag0 = Vt_abs;
208 EFD_0 = EFD0;
209 PMECH_0 = PMECH0;
210 ITERM_mag = (p.ir ^ 2 + p.ii ^ 2) ^ 0.5;
211 ITERM_ang = atan2(p.ii, p.ir);
212 ETERM_ang0 = atan2(vi0, vr0);
213 ITERM_ang0 = ang_I;
214 // PSS_OUT connection
215 PSS_OUT[1] = SLIP "rotor speed deviation (pu)";
216 PSS_OUT[2] = SLIP / 2 / pi "bus frequency deviation (pu)";
217 PSS_OUT[3] = PELEC "generator electrical power on MBASE base (pu)";
218 PSS_OUT[4] = PMECH1 - TELEC "generator accelerating power (pu)";
219 PSS_OUT[5] = ETERM_mag "bus voltage (pu)";
220 PSS_OUT[6] = 0 "derivative of pu bus voltage";

```

Figura 2.7. Código para bloques en OpenModelica

Parte de la integración de los datos de entrada en el simulador digital en tiempo real ePHASORSim, es la parametrización de los modelos de planta. La metodología planteada realiza la modelación de los componentes dinámicos en OpenModelica, y para un mejor manejo del usuario desarrollador, toda la parametrización se la realiza en PowerFactory de DlgSILENT.

Para llevar a cabo la parametrización se debe incluir en la red PowerFactory de DlgSILENT la siguiente información, la cual permitirá el emparejamiento entre los software:

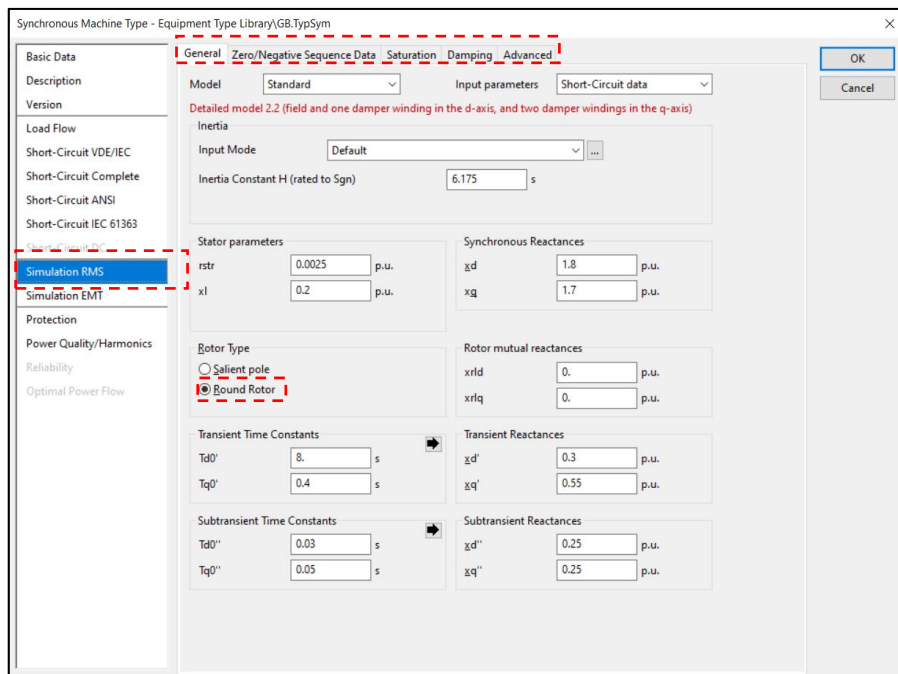


Figura 2.8. Parámetros del generador G3 - Red de Prueba – PowerFactory de DlgSILENT

Para los *generadores* se debe ingresar la información de la pestaña simulación RMS, especificando el tipo de generador (GENROU, GENSAL, o GENCLS). Para el caso del sistema de prueba se trata de generadores tipo GENROU (Figura 2.8).

Para los *controladores* del modelo de planta se debe ingresar en PowerFactory de DlgSILENT un Composite Model (Figura 2.9). Los controladores de los generadores son desarrollados en PowerFactory de DIGSILENT mediante lenguaje de simulación digital DSL. Los modelos DSL de los controladores son implementados en la red de PowerFactory de DlgSILENT como parte del emparejamiento entre software (PowerFactory de DlgSILENT, OpenModelica, ePHASORsim), esto se debe a que tanto los controladores como el generador son parametrizados en PowerFactory de DlgSILENT.

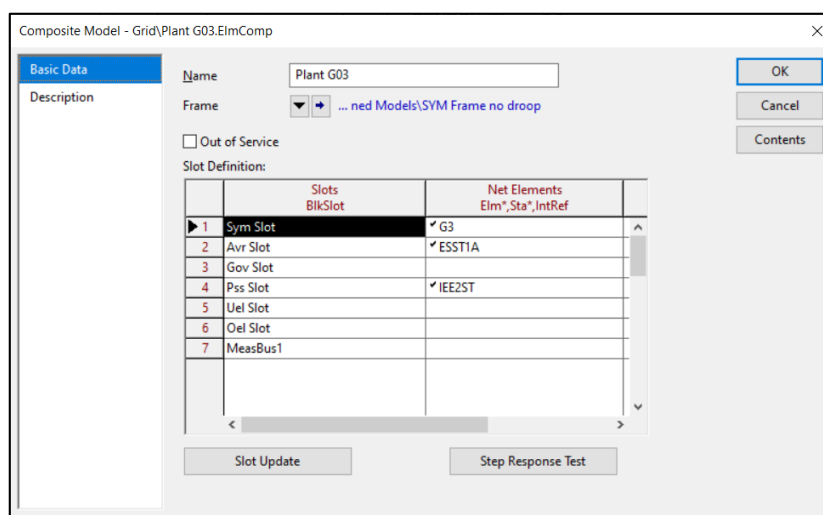


Figura 2.9. Composite Model G3 - Red de Prueba – PowerFactory de DlgSILENT

Para que la parametrización sea correctamente establecida en el simulador digital en tiempo real ePHASORsim, tanto el generador como los controladores deben manejar los mismos nombres en OpenModelica y PowerFactory de DlgSILENT, es decir, que la nomenclatura de los controladores descrita en el Composite Model de PowerFactory de DlgSILENT y en el diagrama de bloques de OpenModelica debe ser la misma, de igual manera para los parámetros internos de cada controlador y generador.

Para la red de prueba, los controladores AVR y PSS son ingresados en el Composite Model de PowerFactory de DlgSILENT (Figura 2.9) con la misma nomenclatura de OpenModelica (Figura 2.6). En la Figura 2.10 y la Figura 2.11 se muestran los diagramas de bloques desarrollados en los dos software para el PSS de la red de prueba (IEE2ST). Los modelos dinámicos para ePHASORsim son integrados desde OpenModelica y parametrizados desde PowerFactory de DlgSILENT (Figura 2.12).

La misma metodología es aplicada para el modelamiento del AVR (ESST1A) de la red de prueba, los parámetros de los modelos de planta de la red son incluidos en la sección ANEXOS.

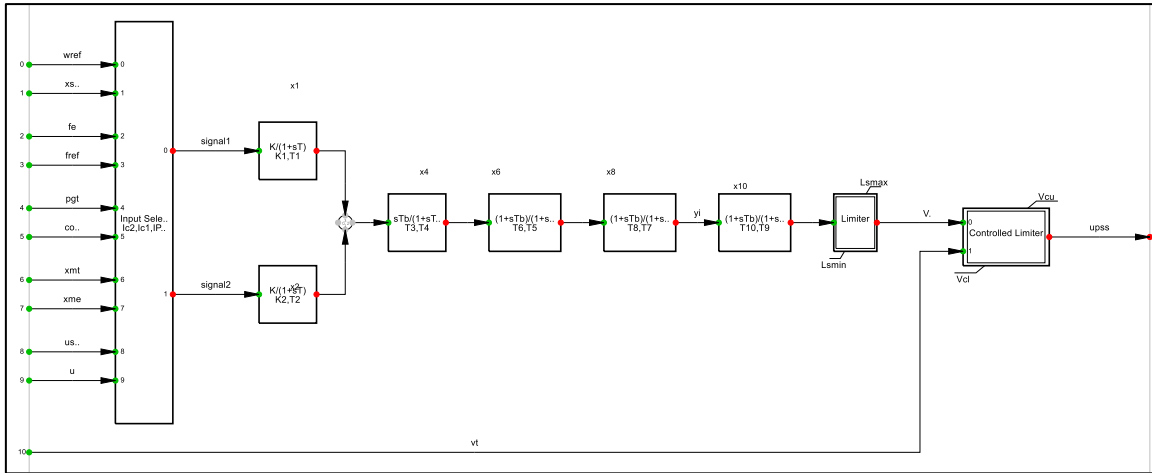


Figura 2.10. Diagrama de bloques IEE2ST – PowerFactory de DigSILENT

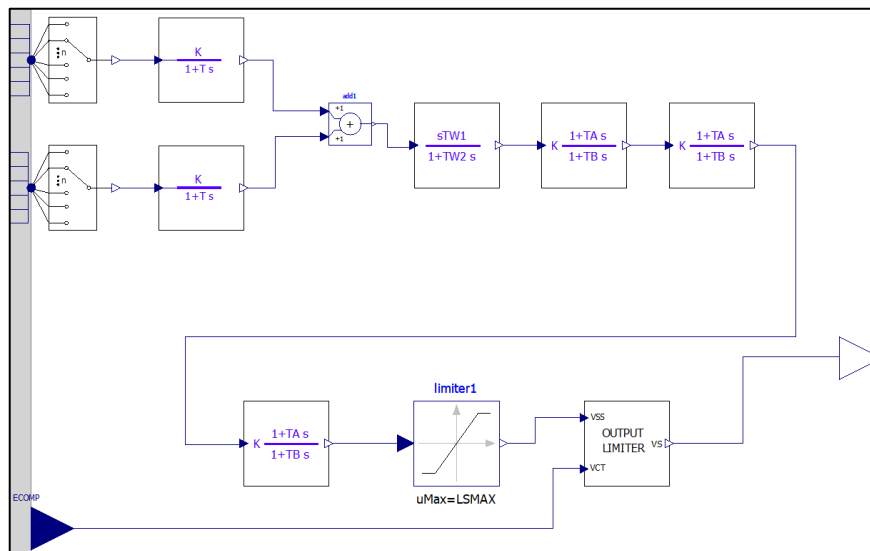


Figura 2.11. Diagrama de bloques IEE2ST – OpenModelica

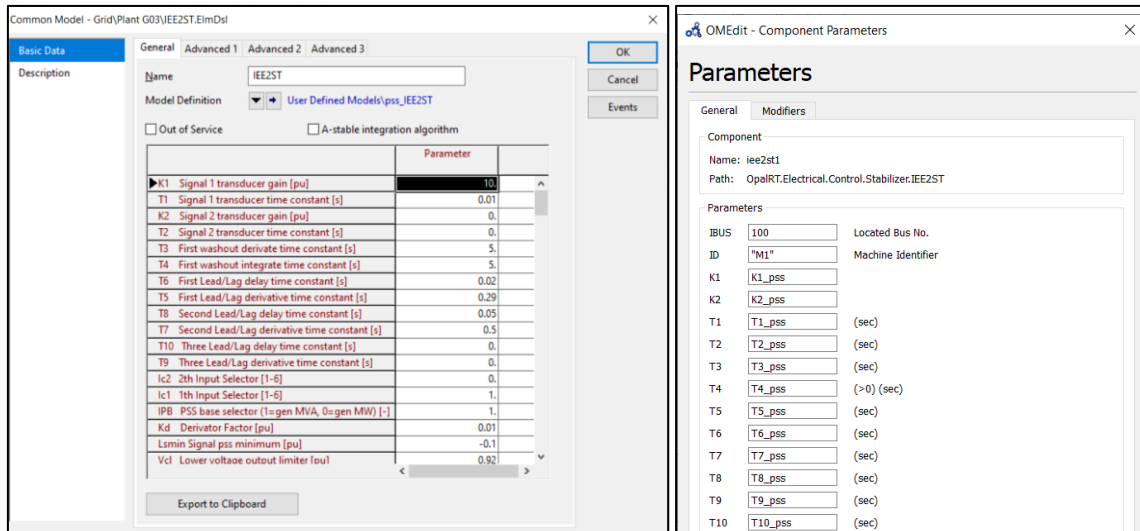


Figura 2.12. Parámetros IEE2ST PowerFactory de DlgSILENT – OpenModelica

2.1.2. Intercambio de datos entre OpenModelica, PowerFactory de DlgSILENT, y ePHASORSim de Opal RT

Una vez modelados los componentes estáticos y dinámicos se define el intercambio de datos entre los software: PowerFactory de DlgSILENT, y OpenModelica con el simulador digital en tiempo real ePHASORSim de Opal RT. En el formato DGS de PowerFactory de DlgSILENT se exportan los componentes estáticos de la red y la parametrización de generadores y controladores, y en el formato FMU de OpenModelica se obtienen los modelos dinámicos del generador y controladores. Con los formatos DGS y FMU se adapta la red de prueba en el simulador digital en tiempo real ePHASORSim.

Para la importación de datos desde PowerFactory de DlgSILENT al simulador digital en tiempo real ePHASORSim se exporta un archivo en formato ASCII DGS como se esquematiza en la Figura 2.13, para lo cual se ha definido el archivo de exportación "DGS_Export_Definitions_5_to_ePH.dz".

PowerFactory*.PFD

PowerFactory*.DGS ASCII



Figura 2.13. PFD a DGS

La exportación del archivo DGS es en la versión V5.00 formato ASCII FILE y está configurada para exportar principalmente los siguientes componentes:

- Datos de barras (Elmterm)
- Datos de cargas (ElmLod, Tylod)
- Datos de máquina síncrona (ElmSym, TypSym)
- Datos de controladores de máquina (BlkDef, ElmComp, ElmDsl)
- Datos de líneas de transmisión (ElmLne, TypLne)
- Transformadores dos devanados (ElmTr2, TypTr2)
- Transformadores tres devanados (ElmTr3, TypTr3)
- Datos de interruptores (StaSwitch, StaCubic)

La Figura 2.14 indica la exportación del archivo DGS en PowerFactory de DigSILENT, para su posterior adaptación en ePHASORSim.

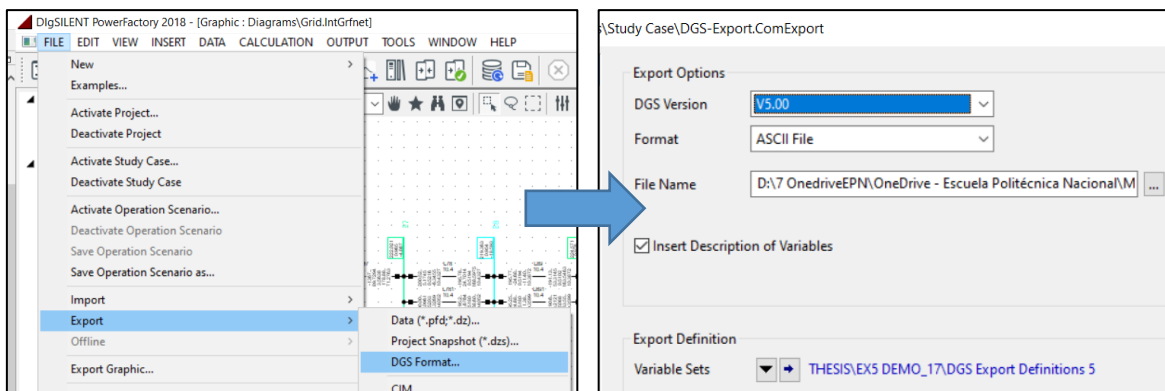


Figura 2.14. Exportación DGS – PowerFactory de DigSILENT

Para la importación de datos desde OpenModelica al simulador digital en tiempo real ePHASORSim se exporta un archivo en formato FMU (Functional – Mock -up – Unit), para lo cual se ha desarrollado FMUCreator. FMUCreator permite la exportación de los modelos dinámicos de la biblioteca GenUnit mediante FMUS. Las FMUs almacenan los modelos dinámicos para posteriormente ser utilizados en el simulador digital en tiempo real ePHASORSim [31].

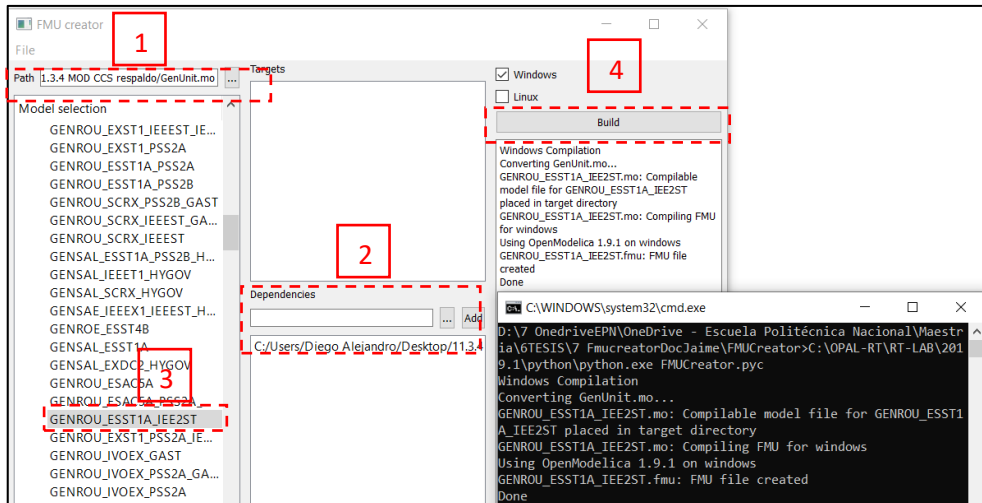


Figura 2.15. Interfaz - FMUCreator

En la Figura 2.15 se muestra la interfaz para la creación de las FMU:

1. Se selecciona la biblioteca GenUnit desarrollada en OpenModelica, la cual contiene los modelos de planta.
2. Como la biblioteca GenUnit es la combinación de los bloques de generadores y controladores desarrollados en la biblioteca Opal-RT, es necesario agregar esta última biblioteca como dependencia.
3. Se selecciona el modelo de planta (generador y controladores) a ser compilada.
4. Se ejecuta la compilación, para el caso de la simulación off-line se escoge la opción Windows, y para el simulador en tiempo real adicionalmente se escoge la opción Linux.

Para el caso de la red de dos áreas se genera la FMU *GENROU_ESST1A_IEE2ST.win32.fmu* para la simulación fuera de línea, y la FMU *GENROU_ESST1A_IEE2ST.linus32.fmu* para la simulación en tiempo real.

Una vez establecidos los formatos de datos DGS y FMU, se adapta esta información en el simulador digital en tiempo real ePHASORSim. Para el caso de la red de dos de áreas se genera el archivo DGS (test3twodgs), y se crea la carpeta FMU que contiene los archivos generados con FMUCreator (Figura 2.16).

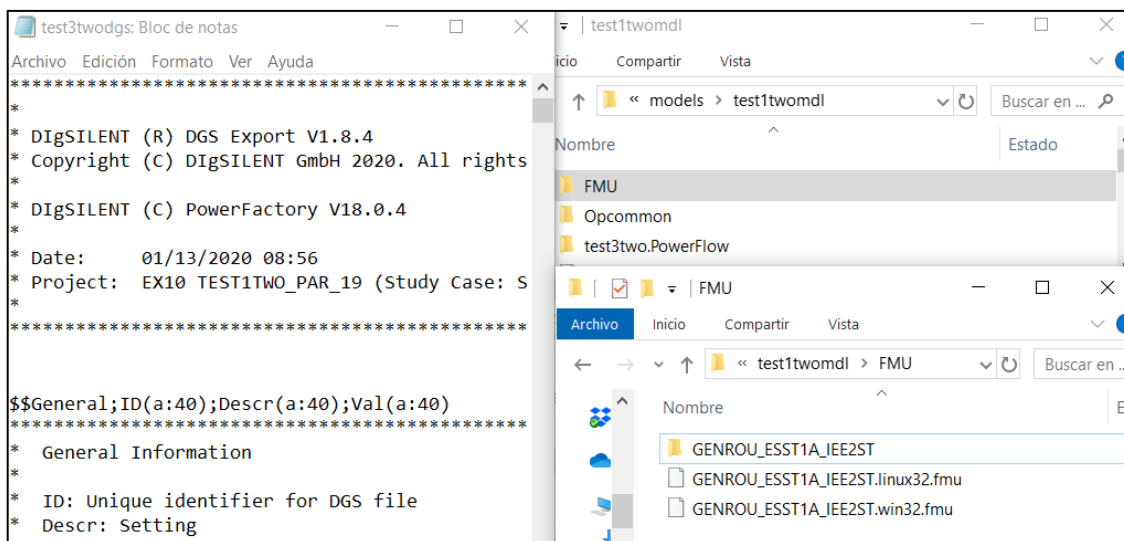


Figura 2.16. Formatos DGS y FMU – red de prueba

La Figura 2.17 muestra la interfaz Matlab/Simulink de ePHASORsim, donde se adapta los datos de los componentes estáticos y dinámicos de la red de prueba, para la posterior simulación en tiempo real. En los apartados posteriores de este trabajo se explica a detalle la interfaz Matlab/Simulink de ePHASORsim para la simulación en tiempo real.

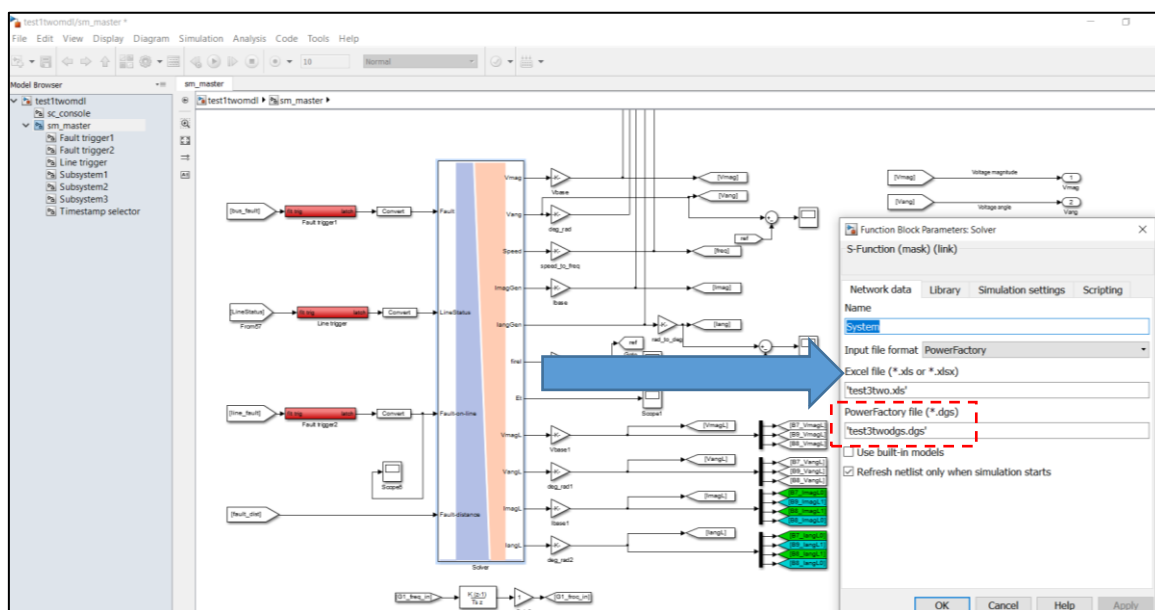


Figura 2.17. Interfaz Matlab/Simulink de ePHASORsim

2.1.3. Conexión entre el Simulador Digital en Tiempo Real ePHASORsim con el sistema WAProtector (WAMS)

Con la metodología establecida anteriormente es posible simular sistemas de potencia mediante el simulador digital en tiempo real ePHASORsim, sin embargo, parte del

desarrollo de la tesis es mejorar los ambientes de entrenamiento de operadores, para lo cual, se propone la conexión entre el simulador digital en tiempo real ePHASORsim, con el sistema WAProtector de CENACE, esto permite obtener en conjunto un ambiente de entrenamiento avanzado denominado *Simulador Dinámico*. La Figura 2.18 esquematiza la estructura básica la conexión entre el simulador digital en tiempo real ePHASORsim, con el sistema WAProtector.



Figura 2.18. Conexión ePHASORsim – WAProtector

Para la conexión entre ePHASORsim y WAProtector se utiliza el concepto de PMU virtual, para lo cual las PMUs son programadas mediante el bloque de comunicación C37.118 en el ambiente Simulink de ePHASORsim (Figura 2.19).

La comunicación se establece en una relación cliente (WAProtector/PDC) – servidor (ePHASORsim/PMUs). El concentrador de datos PDC adquiere, organiza y procesa los datos provenientes de las PMUs virtuales, las PMUs virtuales envían datos de voltaje, corriente, frecuencia, y derivada de frecuencia de los puntos en donde se encuentran monitoreando la red. No se requiere el cálculo del fasor mediante Transformadas de Fourier debido a que ePHASORsim muestra resultados del tipo fasor. Los datos son enviados por paquetes según el formato de la norma IEEE C37.118.2-2011, y la estampa de tiempo UTC 0 se la realiza mediante una señal externa de la tarjeta *Spectracom*, la tarjeta genera una señal con el tamaño del paso del cálculo del modelo.

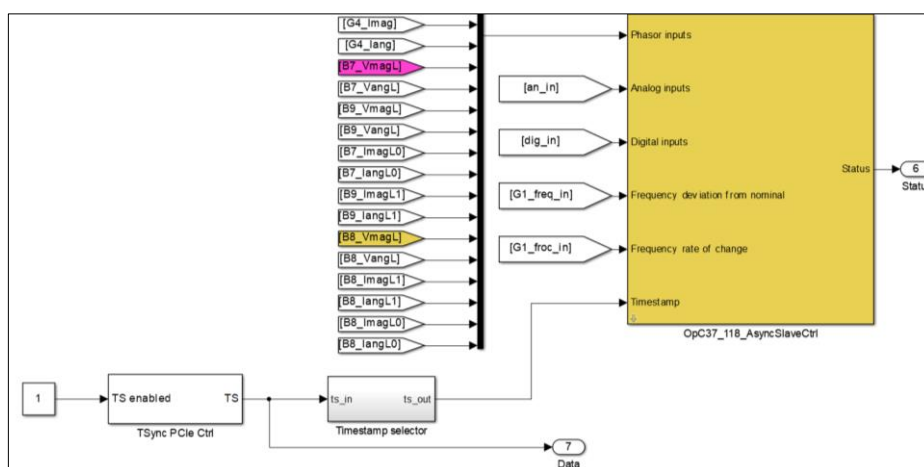


Figura 2.19. Bloque de comunicación C37.118 - Interfaz Simulink de ePHASORsim

La comunicación se la realiza con el protocolo TCP donde se establece la IP del servidor (10.12.012), el puerto (4712), y un data rate (60 frames/segundo), esta configuración se la ejecuta tanto en el cliente C37.118 como en el servidor C37.118.

En el ambiente de Simulink/ePHASORSim se definen los datos de fasores a enviarse (parámetros y archivo de configuración), para el caso de la red de prueba de dos áreas se establecen PMUs en todas las barras de generación (B1, B2, B3, B4), y en las barras (B7, B8, B9) que permiten monitorear los corredores 7-8 y 8-9.

2.1.4. Parametrización de las aplicaciones de supervisión WAProtector

Entre los desafíos del *Simulador Dinámico* para el entrenamiento de operadores se encuentra el brindar una alerta temprana ante potenciales riesgos de inestabilidad del sistema mediante el uso de las aplicaciones WAProtector. En esta sección se presentan las metodologías a utilizarse para la parametrización de las aplicaciones WAProtector.

2.1.4.1. Estabilidad Estática de Ángulo (Diferencia Angular)

Para determinar los límites de estabilidad estática de ángulo se aplica la metodología de la (Figura 2.20), la cual es implementada como rutina de programación DPL en PowerFactory de DlgSILENT. La metodología consiste en la definición de escenarios de análisis (demanda máxima, demanda media, demanda mínima, alta y baja hidrología), crear situaciones de estrés en la red con contingencias n-1 en el sistema de transmisión en combinación con incrementos de carga paulatinos en zonas de la red, finalmente se almacenan los ángulos de voltaje de barra previos alcanzar el punto de inestabilidad estática. Esta metodología fue inicialmente planteada en [26] y su aplicación fue implementada en este trabajo.

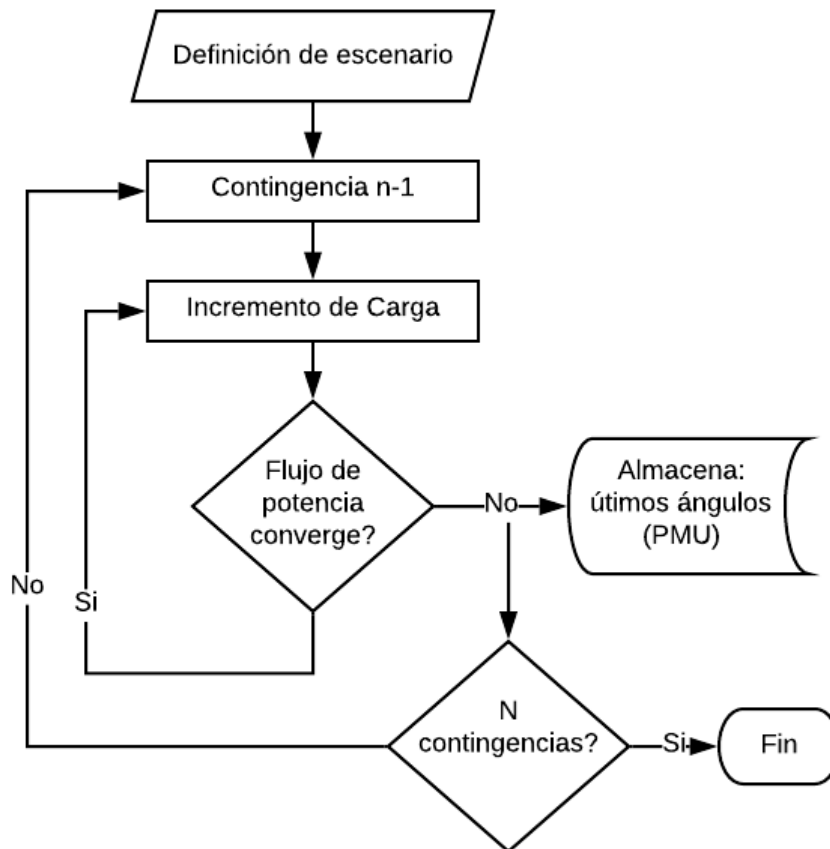


Figura 2.20. Metodología para determinar límites de estabilidad estática de ángulo [26]

La metodología es aplicada a la red de prueba de dos áreas, con el objetivo de monitorear desde las PMUs ubicadas en las barras B1-B7, y las barras B3-B9, correspondientes al Área 1 y Área 2 respectivamente (Figura 2.2). Los resultados a parametrizarse en la aplicación WAProtector se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Parametrización Estabilidad Estática de Ángulo – Red de Prueba

Bus i	Bus j	Límite [°]
B1	B7	44
B3	B9	26

2.1.4.2. Estabilidad de Voltaje (largo plazo) de Corredores de Transmisión

Para determinar los límites de estabilidad de voltaje de corredores de transmisión se aplica la metodología de la (Figura 2.21), la cual es implementada como rutina de programación Python en PowerFactory de DlgSILENT. La metodología consiste en la definición de escenarios de análisis, definición de contingencias críticas, cálculo de la curva PV mediante

el equivalente Thévenin descrito en el Capítulo 1, y cálculo de los límites que determinarán el margen de estabilidad de voltaje de corredores de transmisión.

Los límites que determinan el margen de estabilidad de voltaje de corredores de transmisión se obtienen de una combinación de la curva PV, y los límites inferiores de voltaje de barras establecidos para operación normal y de emergencia. Esta metodología fue inicialmente planteada en [27] y su aplicación fue implementada en este trabajo.

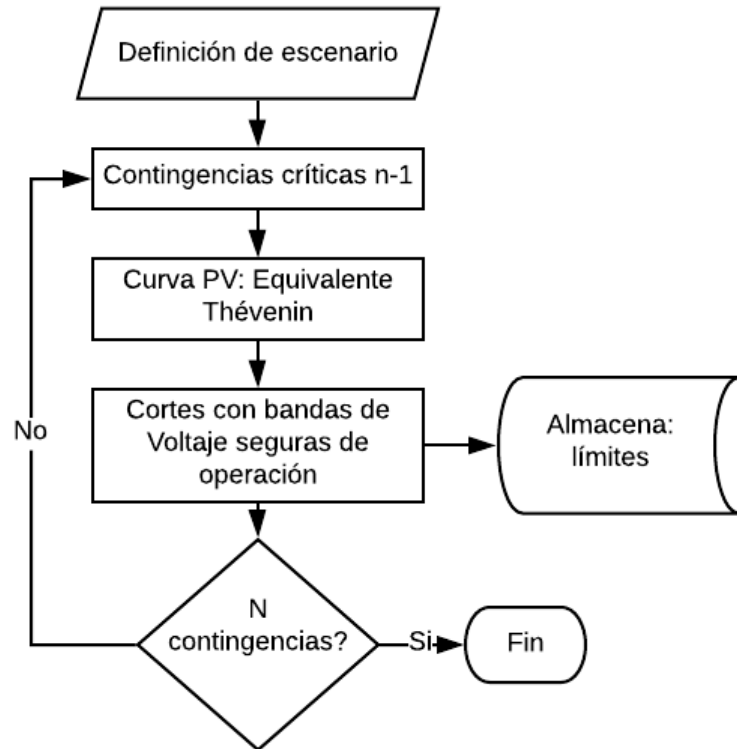


Figura 2.21. Metodología para determinar límites de estabilidad de voltaje de corredores de transmisión [27]

La metodología es aplicada a la red de prueba de dos áreas, con el objetivo de monitorear los corredores de transmisión 7-8 y 8-9 a través de las PMUs ubicadas en las barras B7, B8, y B9 (Figura 2.2). El límite de alerta es determinado por la intersección de la curva PV con el límite inferior de voltaje de operación normal (-5%), y el límite de alarma con el límite inferior de voltaje de operación de emergencia (-10%). Los resultados a parametrizarse en la aplicación WAProtector se muestran en la Tabla 2.2. La Figura 2.22 representa la curva PV del corredor 7-8 mediante el equivalente Thévenin, considerando la contingencia N-1 del circuito paralelo, la rutina de programación en PowerFactory de DlgSILENT genera la curva PV, el límite de alerta, el límite de alarma, y límite máximo de transferencia del corredor.

Tabla 2.2. Parametrización Estabilidad de Voltaje de Corredores – Red de Prueba

Corredor de Transmisión	Límite Alarma [MW]	Límite Alerta [MW]	Límite Max Transferencia [MW]	Límite Alarma [%]	Límite Alerta [%]
7-8	393.12	299.02	473.36	83	63
8-9	463.02	387.33	508.37	91	76

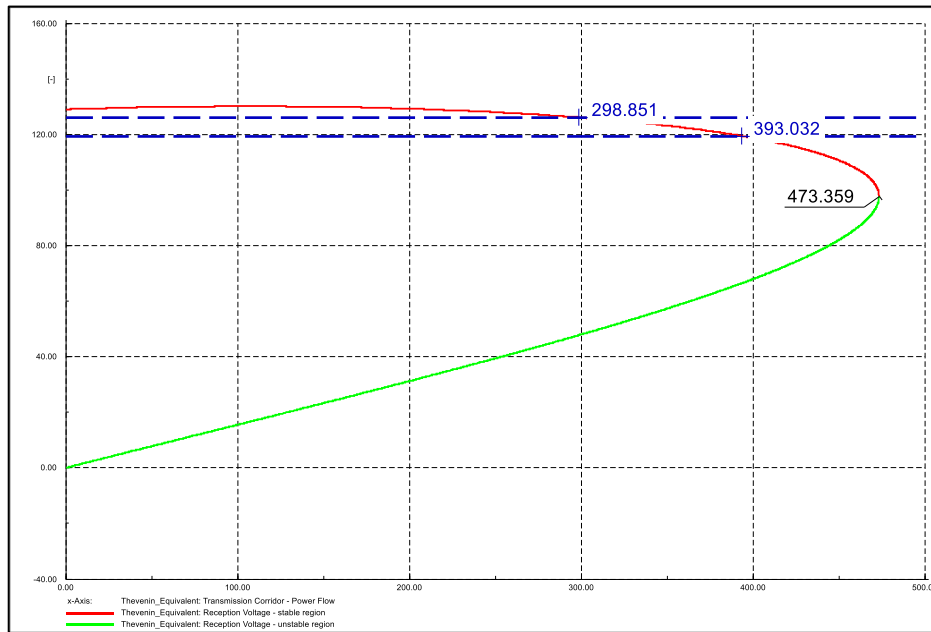


Figura 2.22. Curva PV del Corredor 7-8 (N-1 circuito paralelo), Red de Prueba.

2.1.4.3. Estabilidad Oscilatoria

Se considera que el sistema es estable si todos los modos electromecánicos presentan una razón de amortiguamiento ξ superior al 5% para condiciones normales de operación, y superior al 3% para el caso de pérdida de un elemento de la red de transmisión. De estos modos, se resaltan aquellos que superen una amplitud de 2 MW (estos son los límites para parametrizarse, según lo descrito en el Capítulo 1). El rango de frecuencia está enfocado al monitoreo de modos de control, inter-área, y locales. Estos lineamientos básicos para el análisis de estabilidad oscilatoria han sido definidos por CENACE en función de la estadística de modos presentes en el SNI, los análisis se han realizado con la información obtenida de los registros de WAProtector [28][33].

Para la red de prueba de dos áreas se monitorean los generadores G1, G2, G3, G4 mediante la PMUs ubicadas en las barras B1, B2, B3, B4 respectivamente (Figura 2.2). Los ítems por parametrizarse en la aplicación WAProtector se muestran en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3. Parametrización Estabilidad Oscilatoria – Red de Prueba

Ítem	Límite Alarma [%]	Límite Alerta [%]	Límite Mínimo [Hz]	Límite Máximo [Hz]
Razón de amortiguamiento	3	5	-	-
Rango de frecuencia	-	-	0.01	5

2.1.4.4. Estabilidad de Frecuencia de largo plazo

Los límites de estabilidad de frecuencia se basan en un $\Delta f = \pm 0.15$ Hz para condiciones normales de operación, y un $\Delta f = \pm 0.20$ Hz para condiciones de emergencia.

Para la red de prueba de dos áreas se monitorean las frecuencias en las barras de generación mediante las PMUs ubicadas en B1, B2, B3, B4 (Figura 2.2). Los límites de frecuencia a parametrizarse en la aplicación WAProtector se muestran en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4. Parametrización Estabilidad de Frecuencia – Red de Prueba

Ítem	Límite Alarma [Hz]	Límite Alerta [Hz]
Δf	± 0.20	± 0.15
Rango	60.2 - 59.8	60.15 - 59.85

2.2. Red de prueba (sistema de dos áreas de Kundur)

Con parte de la metodología descrita para la implementación del *Simulador Dinámico* se procede aplicarla a la red de prueba. Los ítems anteriores han sido desarrollados en base a la red de prueba, por lo que, en esta sección se complementa la metodología, enfocándose en el manejo del simulador dinámico, entradas, salidas, y comparación de resultados con PowerFactory de DlgSILENT

2.2.1. Aplicación de la metodología a la red de prueba

El archivo Excel es la principal interfaz de ePHASORSim, donde se encuentra la pestaña de PINs, en la cual se definen las entradas y salidas del Solver (Figura 2.23).

En la red de prueba (Figura 2.2) se definen como salidas del Solver las variables de voltaje, corriente, y frecuencia que permitan obtener los fasores en las barras B1, B2, B3, B4, B7, B8, B9. En estas barras son ubicadas las PMUs con el objetivo de monitorear la red a través de las aplicaciones disponibles en WAProtector.

Las entradas del Solver son los comandos de operación del *Simulador Dinámico*, en la red de prueba se programan fallas en barras, y en líneas de transmisión como pines de entrada.

	A	B	C	D	E	F
1	outgoing	Vmag	bus_b1_56/Vmag	bus_b2_59/Vmag	bus_b3_60/Vmag	bus_b4_61/Vmag
2	outgoing	Vang	bus_b1_56/Vang	bus_b2_59/Vang	bus_b3_60/Vang	bus_b4_61/Vang
3	outgoing	Speed	g1_52/genrou1.SPEED	g2_53/genrou1.SPEED	g3_54/genrou1.SPEED	g4_55/genrou1.SPEED
4	outgoing	ImagGen	g1_52/genrou1.ITERM_mag	g2_53/genrou1.ITERM_mag	g3_54/genrou1.ITERM_mag	g4_55/genrou1.ITERM_mag
5	outgoing	IangGen	g1_52/genrou1.ITERM_ang	g2_53/genrou1.ITERM_ang	g3_54/genrou1.ITERM_ang	g4_55/genrou1.ITERM_ang
6	outgoing	firel	g3_54/genrou1.ETERM_ang			
7	outgoing	Et	g3_54/genrou1.ETERM_mag			
8	outgoing	VmagL	bus_b7_64/Vmag	bus_b9_66/Vmag	bus_b8_65/Vmag	
9	outgoing	VangL	bus_b7_64/Vang	bus_b9_66/Vang	bus_b8_65/Vang	
10	outgoing	ImagL	line_l78_44/Imag0	line_l89_46/Imag1	line_l78_44/Imag1	line_l89_46/Imag0
11	outgoing	IangL	line_l78_44/Iang0	line_l89_46/Iang1	line_l78_44/Iang1	line_l89_46/Iang0
12	incoming	Fault	bus_b9_66/active3PGFault			
13	incoming	LineStatus	line_l89_46/status			
14	incoming	Fault-on-line	line_l89_46/faulty			
15	incoming	Fault-distance	line_l89_46/fault_distance_factor			
16						

Figura 2.23. Interfaz Excel pestaña de PINS – Red de Prueba

La Interfaz en Simulink/ePHASORSim consta del bloque Master y del bloque Consola. El bloque Master es implementado para realizar la simulación fuera de línea, este bloque al adaptarse con el bloque Consola permite realizar la simulación en tiempo real (Figura 2.24).

El bloque Master contiene el Solver de ePHASORSim donde se adaptan los componentes estáticos y dinámicos de la red. El Solver es programado mediante la interfaz Excel para obtener los pines de entrada y de salida, además permite configurar las opciones avanzadas de simulación para flujo de potencia y simulación RMS. En el bloque Master, mediante las opciones de Simulink, se configuran las variables de salidas (fasores) que serán transmitidas mediante el bloque de comunicación C37.118 a WAProtector (Figura 2.19).

El bloque Consola permite la interacción de entradas y salidas en la simulación en tiempo real. Lo programado en el bloque de Consola es la ventana que se le despliega al operador para la operación del *Simulador Dinámico* (acción que sería realizada por el instructor para crear condiciones de entrenamiento o perturbaciones y por el operador para realizar acciones de control). El bloque de consola permite observar la evolución de las variables de salida mediante scopes (que podría ser usada por el instructor); sin embargo, la conexión con el sistema WAProtector le permite al operador manejar una interfaz de visualización avanzada y realista puesto que éste es el ambiente que dispone para el monitoreo en tiempo real.

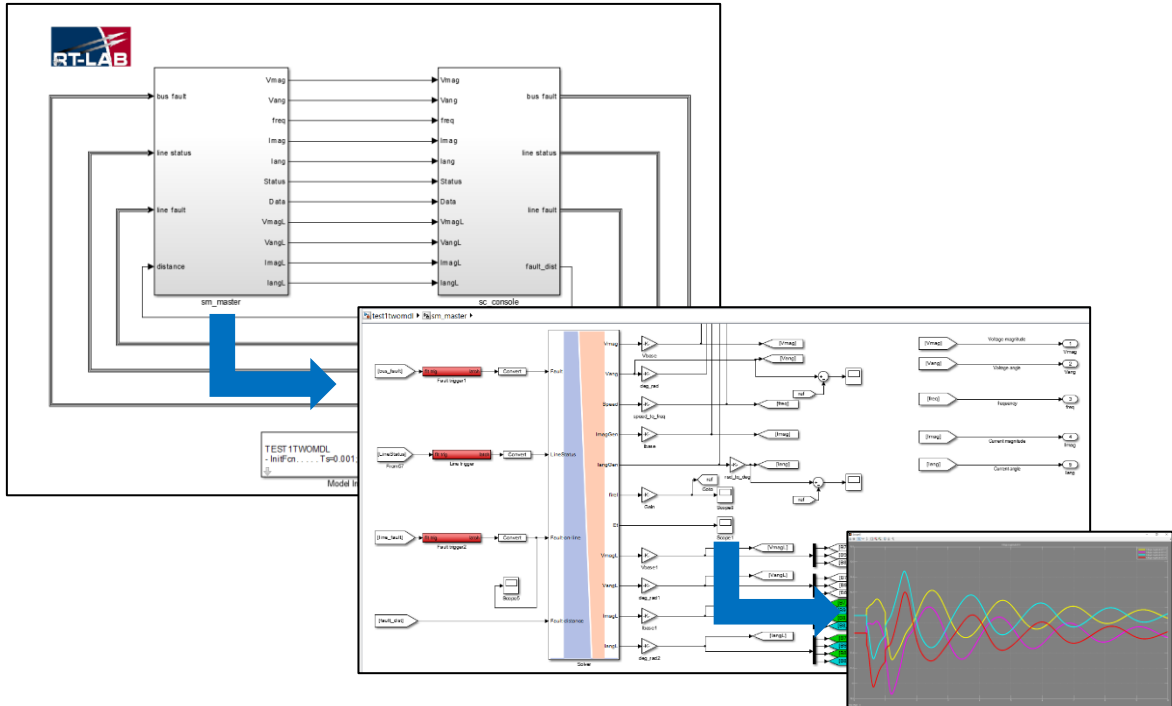


Figura 2.24. Programación Interfaz en Simulink/ePHASORSim – Red de Prueba

2.2.2. Evaluación de resultados entre el Simulador Dinámico y PowerFactory de DlgSILENT

En este apartado se realiza la simulación de la red de prueba en el *Simulador Dinámico*, se realiza el flujo de potencia, y la simulación dinámica. Los resultados son comparados con el software PowerFactory de DlgSILENT. Para efectos de comparación en la simulación dinámica se utiliza una ventana de tiempo definida para los dos software comerciales.

Se define una ventana de análisis de 10 s para dos eventos:

- Evento 1: cortocircuito trifásico en la B9 a los 0.3 s, y despeje a los 0.4 s.
- Evento 2: salida de servicio de un circuito de la línea de transmisión LT89 a los 0.4 s, y reconexión del elemento al 1 s.

Para la comparación de resultados estáticos se calculan las diferencias absolutas y relativas [30], y para los resultados dinámicos se calcula el porcentaje de error medio absoluto (PEMA) [31].

$$\varepsilon_{abs} = |X_{Simulador\ Dinámico} - X_{PowerFactory\ DIgSILENT}|$$

$$\varepsilon_{rel(\%)} = \frac{|X_{Simulador\ Dinámico} - X_{PowerFactory\ DIgSILENT}|}{X_{PowerFactory\ DIgSILENT}} * 100\%$$

$$\varepsilon_{PEMA(\%)} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{|X_{Simulador\ Dinámico} - X_{PowerFactory\ DIgSILENT}|}{X_{PowerFactory\ DIgSILENT}}}{n} * 100\%$$

Ecuación 2.1. Diferencias (Absoluta, Relativa, PEMA)

Análisis Estático:

Para el análisis estático los dos software utilizan el método de Newton – Raphson, los resultados de perfiles de voltaje y generación se presentan en la Figura 2.25 y la Figura 2.26. Los resultados muestran diferencias relativas inferiores al 0.011% en voltaje de barra, 0.0089% en total de potencia activa generada, y 0.0455% en total de potencia reactiva generada (Tabla 2.5 y Tabla 2.6).

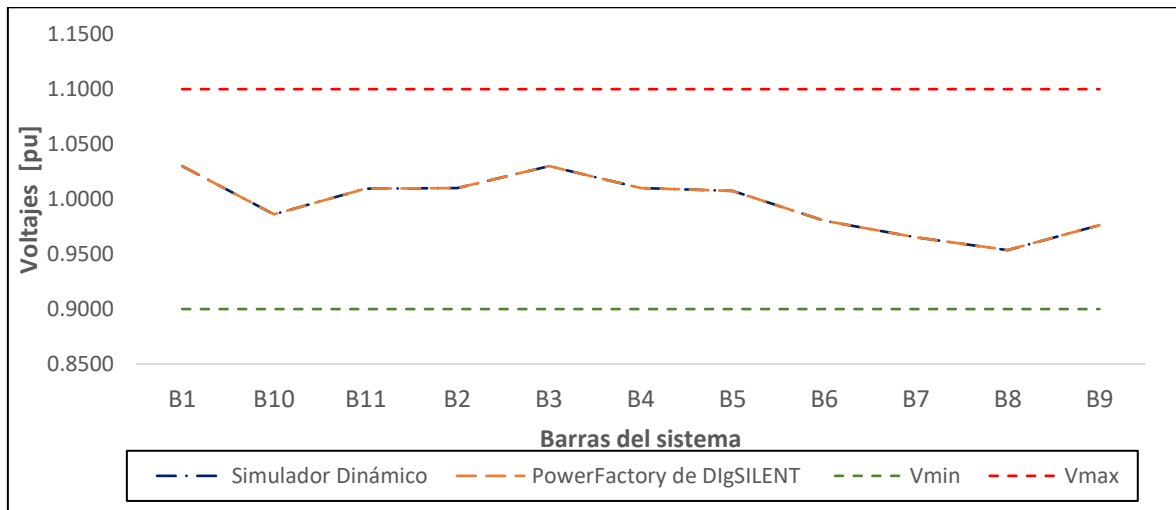


Figura 2.25. Perfil de Voltaje – Red de Prueba

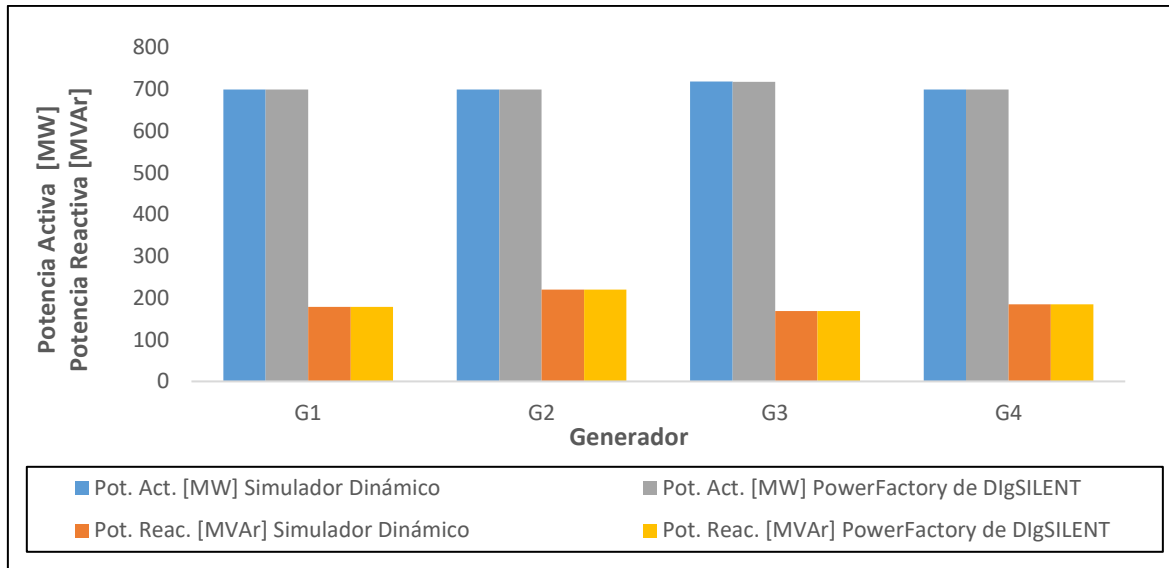


Figura 2.26. Generación Potencia Activa y Potencia Reactiva – Red de Prueba

Tabla 2.5 Diferencias Absolutas y Relativas Voltaje – Red de Prueba

Voltaje [pu]	ϵ_{abs}	ϵ_{rel} [%]
B1	0.0000	0.0000
B2	0.0000	0.0000
B3	0.0000	0.0000
B4	0.0000	0.0000
B5	0.0000	0.0026
B6	0.0000	0.0013
B7	0.0001	0.0097
B8	0.0001	0.0113
B9	0.0001	0.0070
B10	0.0001	0.0062
B11	0.0000	0.0010

Tabla 2.6 Diferencias Absolutas y Relativas Potencia Activa y Reactiva – Red de Prueba

Variables	ϵ_{abs}	ϵ_{rel} [%]	Variables	ϵ_{abs}	ϵ_{rel} [%]
P G1 [MW]	0.0000	0.0000	Q G1 [MVar]	0.0052	0.0029
P G2 [MW]	0.0000	0.0000	Q G2 [MVar]	0.0773	0.0351
P G3 [MW]	0.2498	0.0348	Q G3 [MVar]	0.0939	0.0556
P G4 [MW]	0.0000	0.0000	Q G4 [MVar]	0.1763	0.0953
TOTAL P [MW]	0.2498	0.0089	TOTAL Q [MVar]	0.3424	0.0455

Análisis Dinámico:

Para el análisis dinámico, el *Simulador Dinámico* utiliza el método de Euler, y PowerFactory de DlgSILENT el método trapezoidal. Las diferencias PEMA para las diferentes señales del Evento 1 y del Evento 2 se muestran en la Tabla 2.7 y la Tabla 2.8. Las diferencias en las señales de voltaje son inferiores al 1.34%, para las señales de potencia activa inferiores al 3.65%, y para las señales de velocidad inferiores al 0.11%. En cuanto a la señal de potencia reactiva la diferencia es representativa con valores inferiores al 10.17%, esta diferencia se puede dar por los métodos de integración, simplificaciones, y opciones de Solver utilizados en cada software propietario, ya que la modelación estática y dinámica es similar tanto para el Simulador Dinámico como para PowerFactory de DlgSILENT. La señales RMS del *Simulador Dinámico* y PowerFactory de DlgSILENT, para el generador G3 durante el Evento 1, se presentan desde la Figura 2.27 a la Figura 2.30.

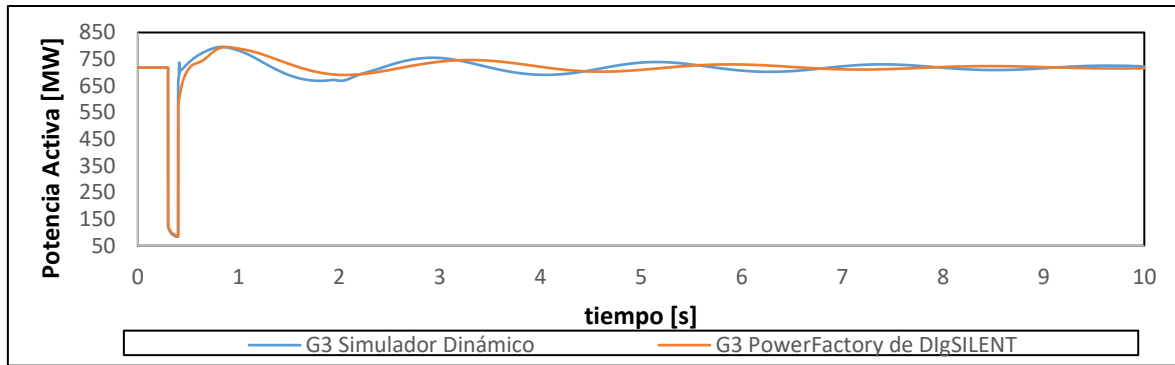


Figura 2.27. Potencia Activa Generador G3 (Evento 1) – Red de Prueba

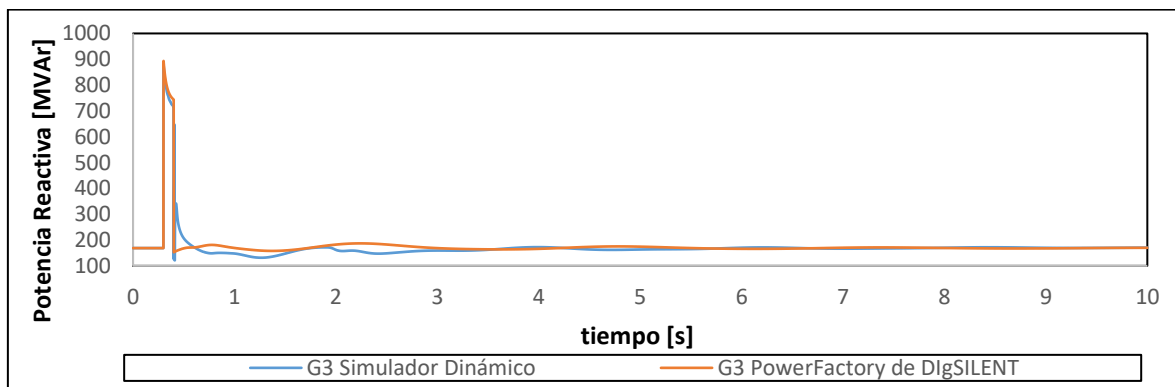


Figura 2.28. Potencia Reactiva Generador G3 (Evento 1) – Red de Prueba

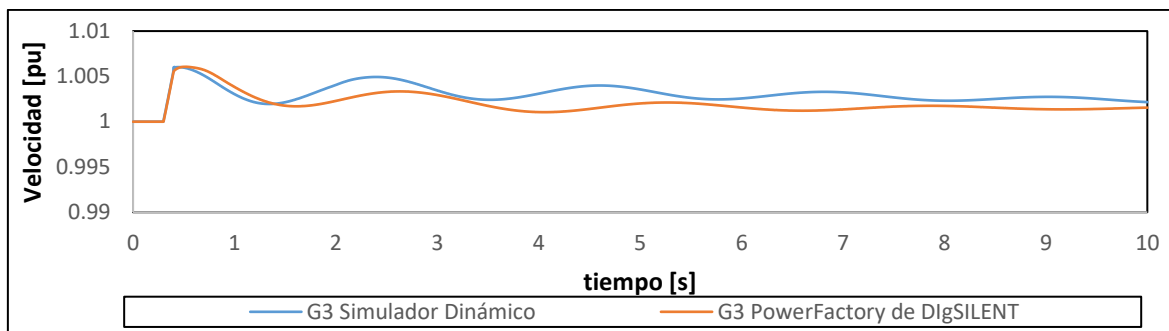


Figura 2.29. Velocidad Generador G3 (Evento 1) – Red de Prueba

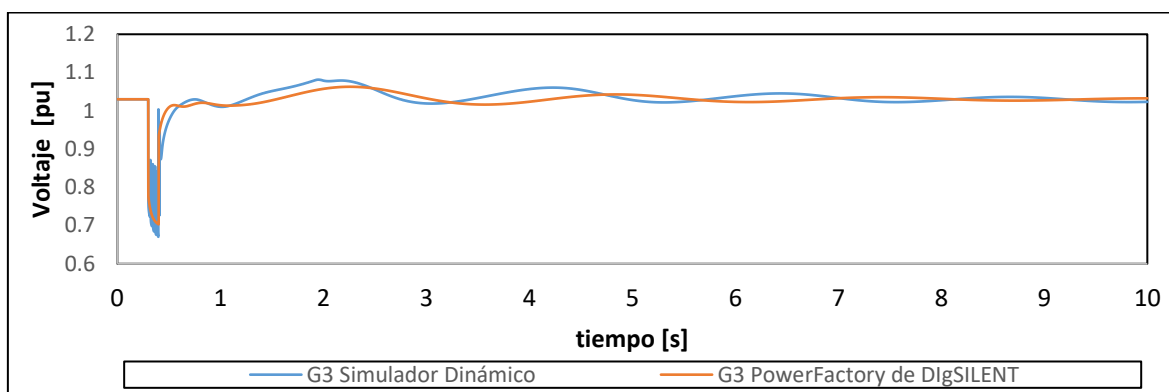


Figura 2.30. Voltaje Generador G3 (Evento 1) – Red de Prueba

Tabla 2.7. Diferencias PEMA [%] Evento 1 – Red de Prueba

Señal	G1	G2	G3	G4
Voltaje [pu]	1.11	1.26	1.26	1.34
Potencia Activa [MW]	2.98	2.99	2.35	3.65
Potencia Reactiva [MVar]	10.10	10.17	5.42	6.35
Velocidad [pu]	0.11	0.11	0.11	0.11

Tabla 2.8. Diferencias PEMA [%] Evento 2 – Red de Prueba

Señal	G1	G2	G3	G4
Voltaje [pu]	0.98	0.98	0.98	0.98
Potencia Activa [MW]	2.33	2.01	1.80	1.51
Potencia Reactiva [MVar]	10.17	9.37	4.63	5.98
Velocidad [pu]	0.06	0.06	0.06	0.06

Aplicaciones de supervisión WAProtector:

El *Simulador Dinámico* es diseñado y parametrizado con los ajustes establecidos en la sección (2.1.4) para la red de prueba en WAProtector. Se ejecuta la simulación en tiempo real para el Evento 1 en el Simulador Dinámico y se presenta una ventana de aproximadamente 27 segundos para las aplicaciones de supervisión de Estabilidad Estática de Ángulo (Figura 2.31, Figura 2.32), Estabilidad de Voltaje de Corredores de

Transmisión (Figura 2.33, Figura 2.34), y Estabilidad de Frecuencia (Figura 2.35). Para Estabilidad Oscilatoria se realizará un análisis más a detalle en el Capítulo 3.

La interfaz de visualización avanzada de las aplicaciones de supervisión WAProtector en el *Simulador Dinámico* permite al operador manejar una experiencia de entrenamiento similar a la de operación en tiempo real. La supervisión le permite al operador tomar acciones de control en el largo plazo, sin embargo, también permite visualizar la violación de límites durante el transitorio electromecánico y en el nuevo punto de operación de la red. Para el caso de la red de prueba, en el Evento 1, se registran violaciones transitorias durante la perturbación en la Estabilidad Estática de Ángulo de las barras B3-B9 (Figura 2.31), Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión LT 7-8 (Figura 2.33), y Estabilidad de Frecuencia (Figura 2.35). En el evento 1, posterior a la perturbación, todas las variables encuentran un nuevo punto de operación seguro para la red.

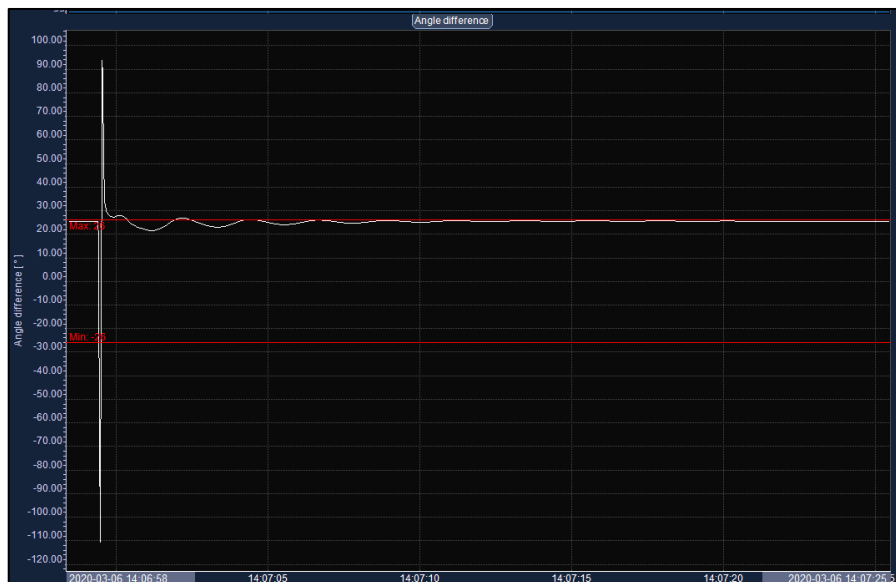


Figura 2.31. Estabilidad Estática de Ángulo (Evento 1) – Red de Prueba (B3-B9)



Figura 2.32. Estabilidad Estática de Ángulo (Evento 1) – Red de Prueba (B1-B7)

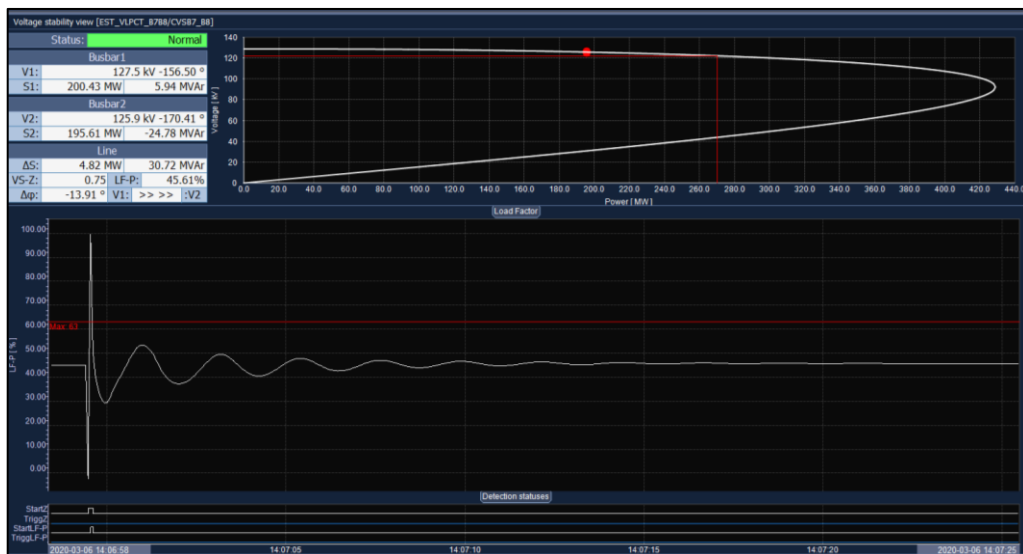


Figura 2.33. Estabilidad de Voltaje Corredores (Evento 1) – Red de Prueba (LT 7-8)

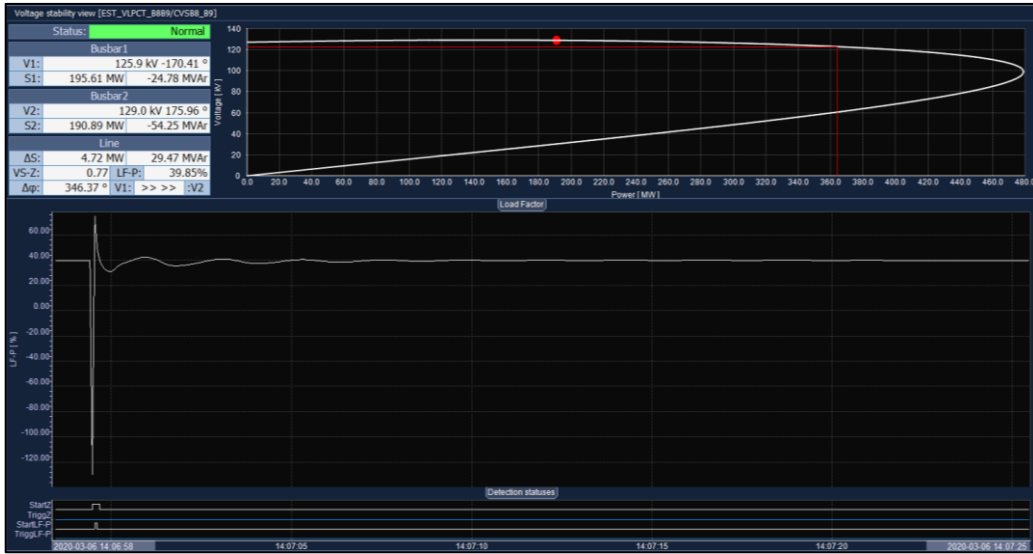


Figura 2.34. Estabilidad de Voltaje Corredores (Evento 1) – Red de Prueba (LT 8-9)

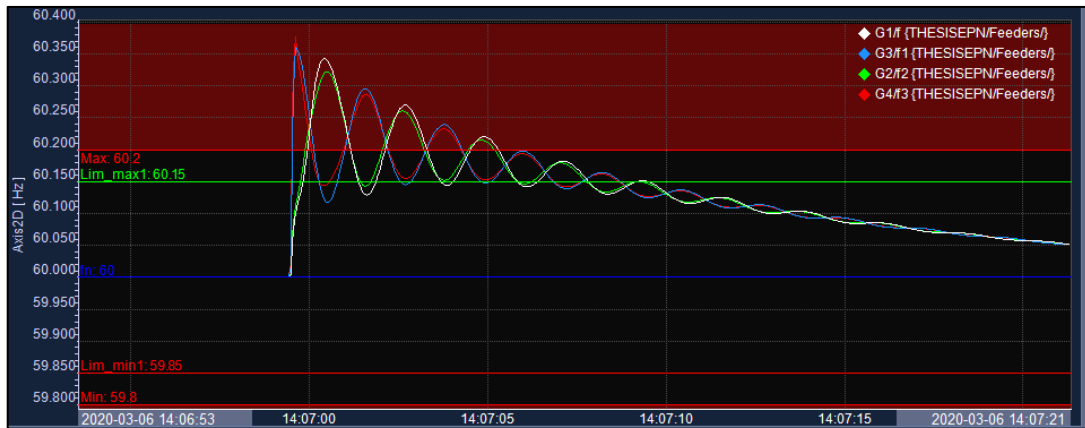


Figura 2.35. Estabilidad de Frecuencia – Red de Prueba (B1, B2, B3, B4)

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados de la modelación de una red reducida del SNI en el *Simulador Dinámico*. La red reducida del SNI es implementada siguiendo la metodología descrita en el capítulo 2. Al final, se define un protocolo de entrenamiento para los operadores de los centros de control de CENACE y COT. La Figura 3.1 esquematiza el ambiente de entrenamiento del Simulador Dinámico que consta en general de la interfaz para la modelación de la red en PowerFactory DlgSILENT y OpenModelica, la interfaz del simulador digital en tiempo real ePHASORSim, y WAProtector.



Figura 3.1. Ambiente de Entrenamiento del Simulador Dinámico

3.1. Resultados

3.1.1. Red reducida del Sistema Nacional Interconectado

La modelación de la red reducida ecuatoriana (Figura 3.2) consta de 104 barras, considerando la red de 500 kV, el anillo de 230 kV, ramales de 138 kV, y alrededor de 15 generadores. Entre los principales generadores se tiene a Coca Codo Sinclair, Central Molino (AB y C), Sopladora, Mazar, Agoyán, entre otros (Tabla 3.1). La topología de la red se basa en la información provista por CENACE y CELEC EP Transelectric. En esta red reducida, el sistema colombiano es reemplazado por un equivalente dinámico.

Se modelan seis escenarios de análisis, demanda máxima, demanda media, demanda mínima, para periodos de alta y baja hidrología. En cada escenario es posible definir perturbaciones para mejorar el entrenamiento de los operadores a través del *Simulador Dinámico*.

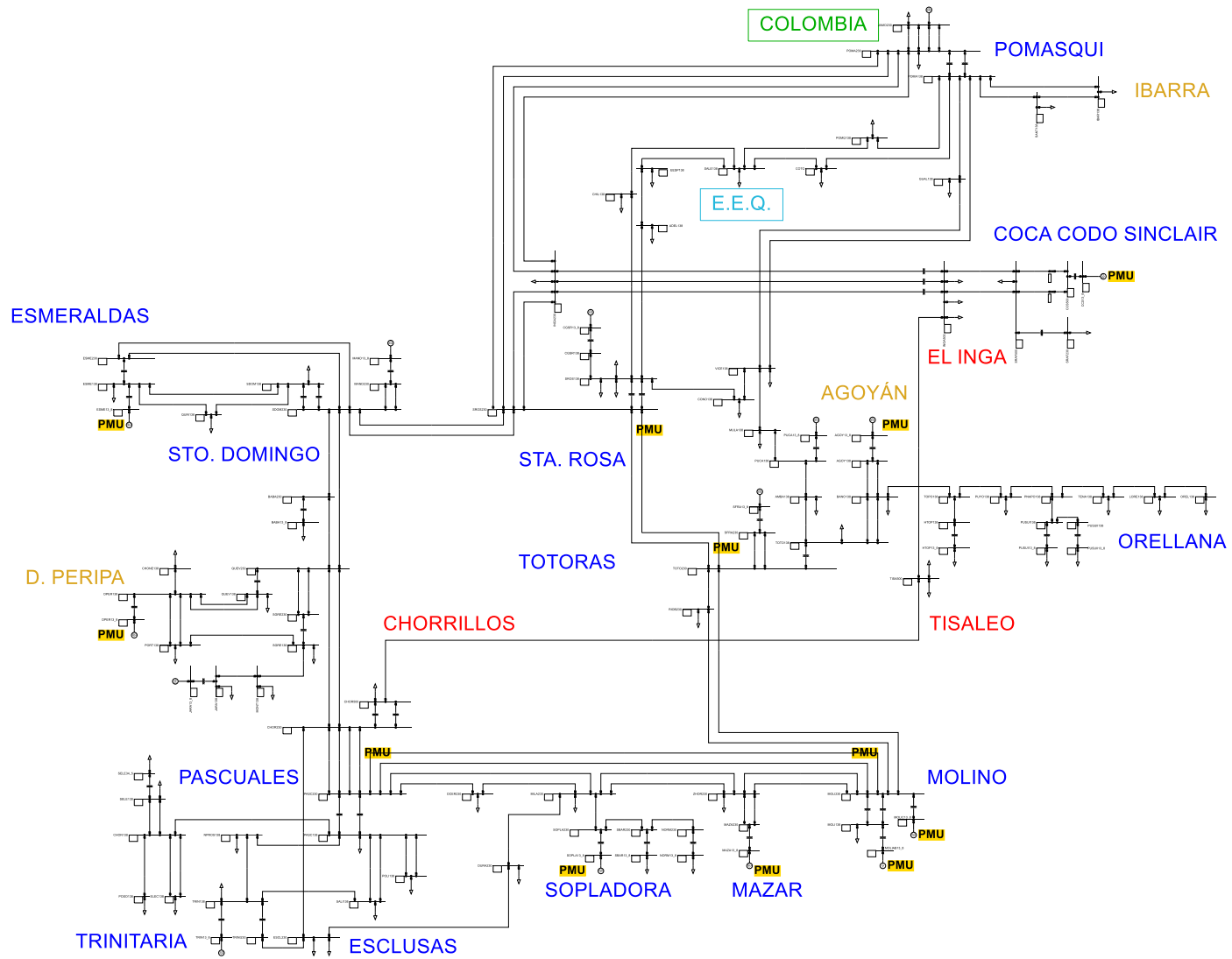


Figura 3.2 Red reducida del Sistema Nacional Interconectado – PowerFactory DlgSILENT

Tabla 3.1 Generadores – SNI

Generador	Tipo	AVR	PSS	GOV
AGOY	Polos Salientes	IEEET1		HYGOV
CCS	Polos Salientes	ESST1A	PSS2B	HYGOV
CGSR	Rotor Cilíndrico	EXAC1		IEEEG1
COLO	Rotor Cilíndrico			
DPER	Polos Salientes	IEEET1		HYGOV
ESMEII	Rotor Cilíndrico	IVOEX		GAST
JARA	Polos Salientes			
MAND	Polos Salientes			
MAZA	Polos Salientes	ESST1A	PSS2A	GAST
PAUTEAB	Polos Salientes	ESST1A	PSS2B	HYGOV
PAUTEC	Polos Salientes	ESST1A	PSS2B	HYGOV
PUCA	Polos Salientes			
SFRA	Polos Salientes			
SOPL	Polos Salientes	ESST1A	PSS2B	HYGOV
TRIN	Rotor Cilíndrico	IVOEX		GAST

Para la modelación de la red reducida del SNI en el *Simulador Dinámico*, se utiliza la metodología propuesta en el capítulo 2. La fase de diseño consiste en la modelación de la red reducida en PowerFactory de DIgSILENT, OpenModelica, la interfaz Matlab/Simulink de ePHASORSim, y la programación de las PMUs virtuales que permiten la conexión con el sistema WAProtector, para lo cual es necesario la parametrización de las aplicaciones de supervisión.

El archivo DGS construido a partir de la modelación de PowerFactory DIgSILENT consta de aproximadamente 1700 líneas de información, donde se encuentra la topología estática de la red reducida del SNI y la parametrización de las componentes dinámicas del sistema (Generador, AVR, PSS, y GOV) (Figura 3.3).

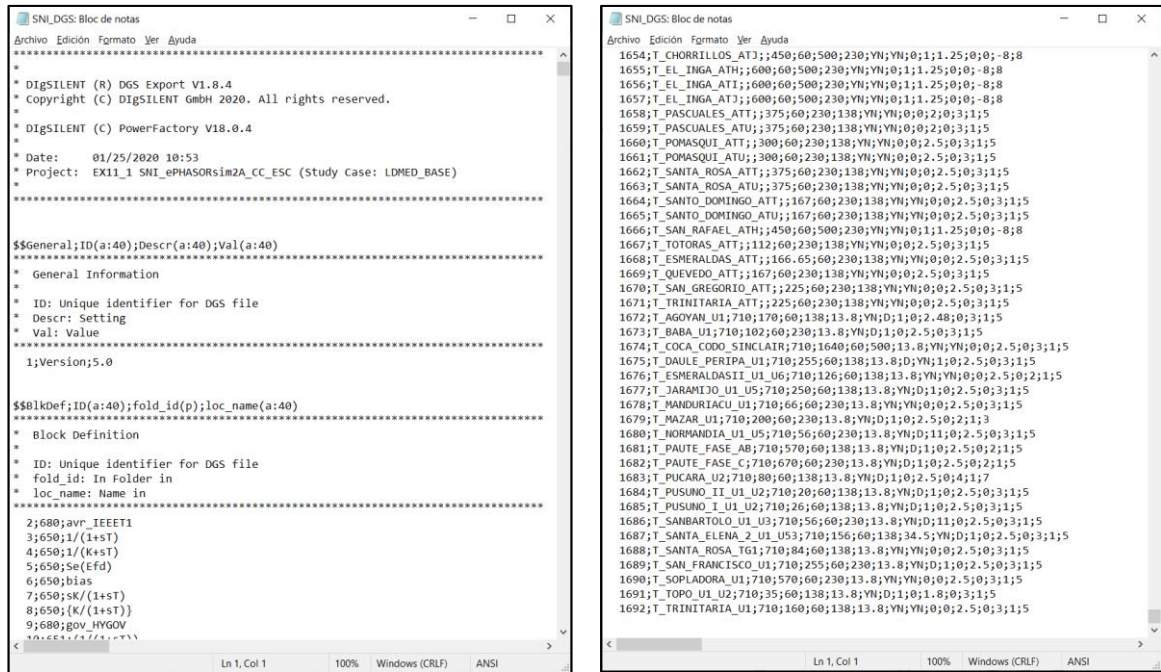


Figura 3.3 Archivo DGS de PowerFactory de DigSILENT - SNI

Las FMU construidas mediante FMUCreator, incorporan la información dinámica de los modelos de planta de generadores y sus controladores diseñados en OpenModelica. Se desarrollan las FMUs para la red reducida del SNI (Tabla 3.2).

La Figura 3.4 muestra la interfaz Matlab/Simulink de ePHASORSim, la cual es programada con sus respectivas salidas, comandos de entrada, Solver, y PMUs virtuales. El diseño consta del bloque Master y el bloque Consola para uso de la simulación en línea, así como la simulación fuera de línea.

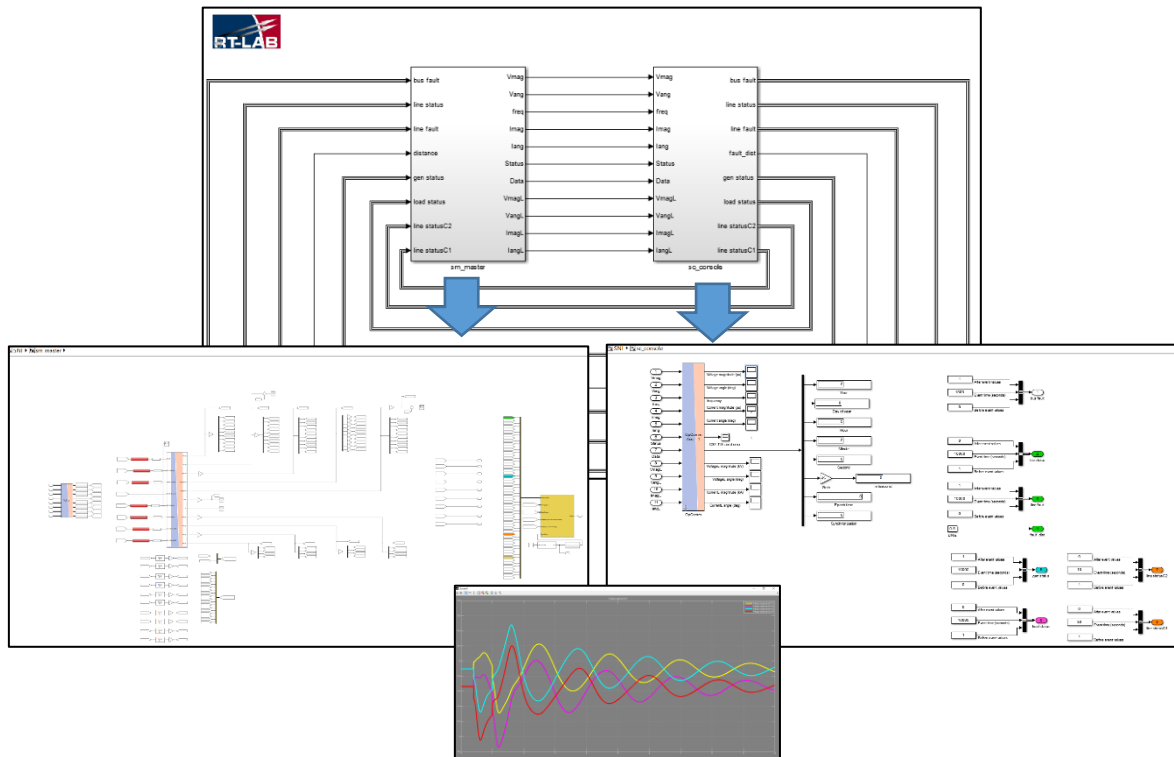


Figura 3.4 Programación Interfaz en Simulink/ePHASORSim – SIN

Tabla 3.2 FMUs - SNI

FMU
GENROU.linux32.fmu
GENSAL_ESST1A_PSS2A_GAST.linux32.fmu
GENROU_EXAC1_IEEEG1.linux32.fmu
GENROU_IVOEX_GAST.linux32.fmu
GENSAL.linux32.fmu
GENSAL_ESST1A_PSS2B_HYGOV.linux32.fmu
GENSAL_IEEET1_HYGOV.linux32.fmu

Con el modelamiento de la red reducida del SNI se procede a realizar casos de estudio para la comparación de resultados estáticos y dinámicos. Los resultados de las simulaciones realizadas en el *Simulador Dinámico* son comparados con PowerFactory de DlgSILENT.

Análisis Estático:

El análisis estático se lo realiza en un escenario de los seis modelados con el objetivo de calcular las diferencias absolutas y relativas entre el *Simulador Dinámico* y PowerFactory de DlgSILENT. Los resultados son adquiridos del escenario de Demanda Media en condiciones de Alta Hidrología, para el cual se ejecutó un flujo de potencia.

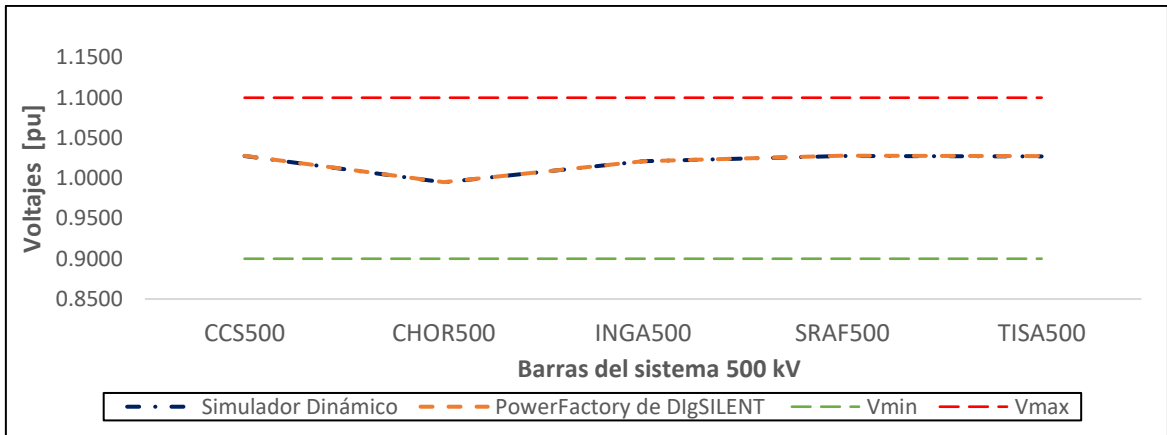


Figura 3.5. Perfil de Voltaje 500 kV- SNI

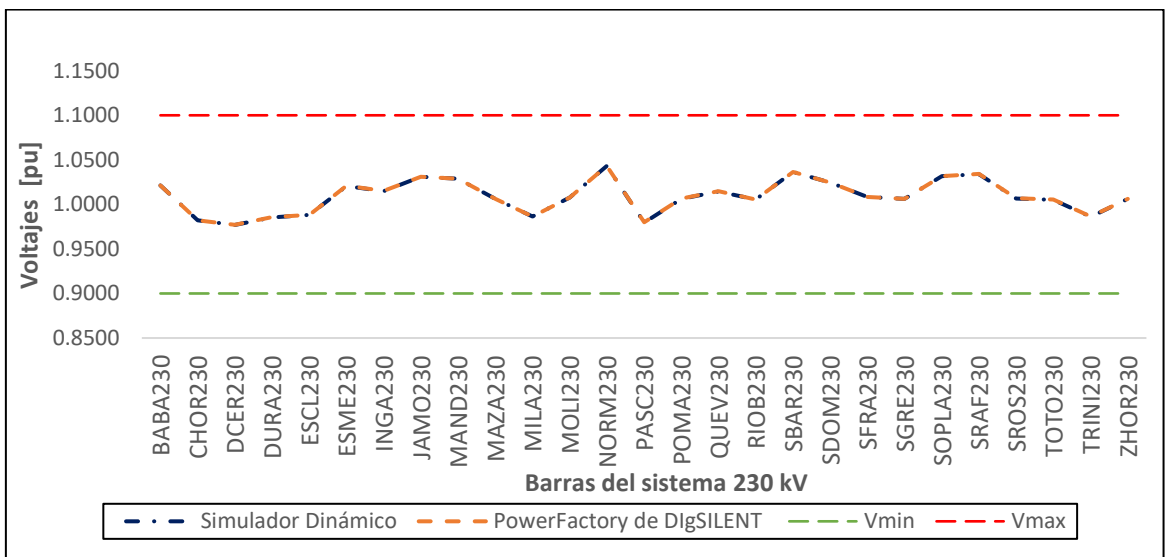


Figura 3.6. Perfil de Voltaje 230 kV- SIN

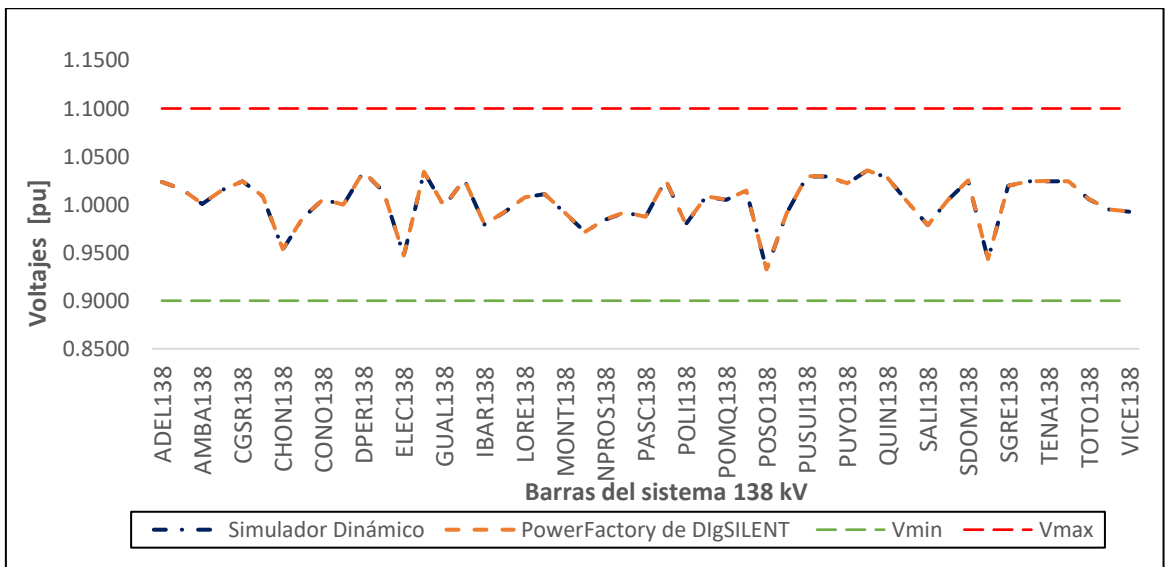


Figura 3.7. Perfil de Voltaje 138 kV- SNI

Tabla 3.3. Diferencias Absolutas y Relativas Voltaje 500 kV, 230 kV – SNI

Variable - Voltaje [pu]	εabs	εrel [%]
BABA230	0.0002	0.0209
CCS500	0.0003	0.0290
CHOR230	0.0002	0.0160
CHOR500	0.0002	0.0243
DCER230	0.0002	0.0170
DURA230	0.0002	0.0182
ESCL230	0.0001	0.0134
ESME230	0.0003	0.0270
INGA230	0.0002	0.0226
INGA500	0.0003	0.0262
JAMO230	0.0000	0.0000
MAND230	0.0003	0.0251
MAZA230	0.0000	0.0033
MILA230	0.0001	0.0117
MOLI230	0.0001	0.0061
NORM230	0.0001	0.0060
PASC230	0.0002	0.0163
POMA230	0.0003	0.0266
QUEV230	0.0002	0.0235
RIOB230	0.0002	0.0193
SBAR230	0.0001	0.0098
SDOM230	0.0002	0.0219
SFRA230	0.0001	0.0126
SGRE230	0.0002	0.0214
SOPLA230	0.0001	0.0126
SRAF230	0.0002	0.0232
SRAF500	0.0004	0.0348
SROS230	0.0002	0.0214
TISA500	0.0003	0.0281
TOTO230	0.0002	0.0200
TRINI230	0.0001	0.0122
ZHOR230	0.0000	0.0030

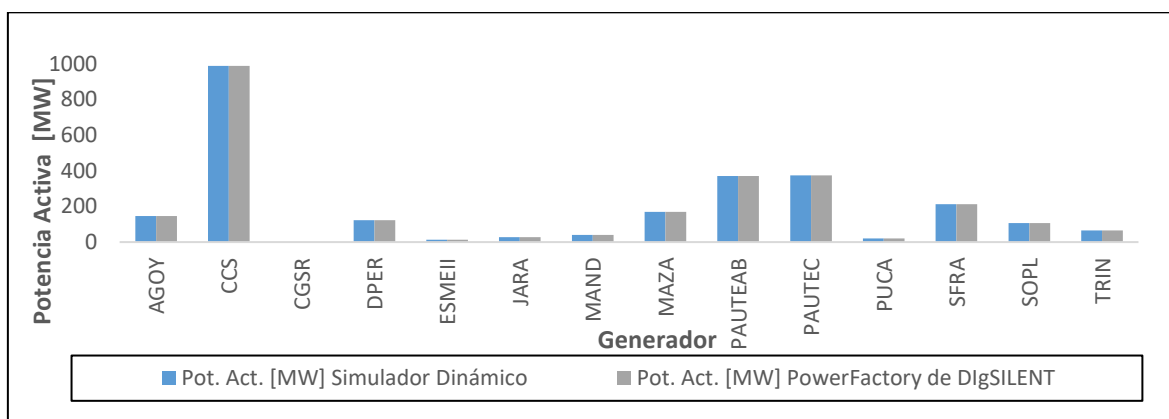


Figura 3.8. Generación Potencia Activa– SNI

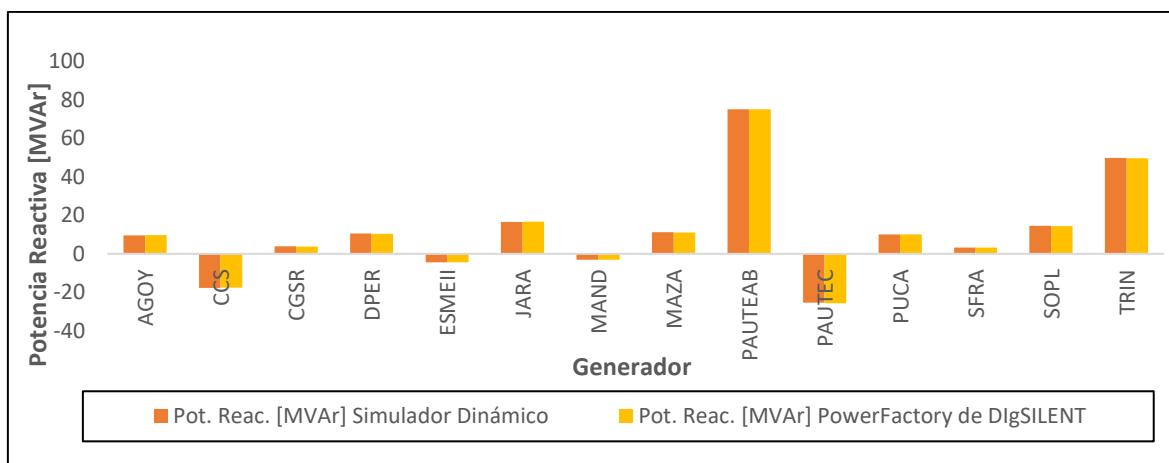


Figura 3.9. Generación Potencia Reactiva – SNI

Tabla 3.4. Diferencias Absolutas y Relativas Potencia Activa y Reactiva – SNI

Potencia Activa	ϵ_{abs} [MW]	ϵ_{rel} [%]	Potencia Reactiva	ϵ_{abs} [MVar]	ϵ_{rel} [%]
AGOY	0.0000	0.0000	AGOY	0.0850	0.8761
CCS	0.2071	0.0210	CCS	0.1490	0.8465
CGSR	0.0000	0.0000	CGSR	0.1299	3.5058
DPER	0.0000	0.0000	DPER	0.1743	1.6854
ESMEII	0.0000	0.0000	ESMEII	0.0797	1.8253
JARA	0.0000	0.0000	JARA	0.0891	0.5351
MAND	0.0000	0.0000	MAND	0.0282	0.9200
MAZA	0.0000	0.0000	MAZA	0.1035	0.9335
PAUTEAB	0.0000	0.0000	PAUTEAB	0.0769	0.1023
PAUTEC	0.0000	0.0000	PAUTEC	0.2339	0.9112
PUCA	0.0000	0.0000	PUCA	0.0903	0.8999
SFRA	0.0000	0.0000	SFRA	0.0462	1.4459
SOPL	0.0000	0.0000	SOPL	0.0434	0.3002
TRIN	0.0000	0.0000	TRIN	0.1676	0.3371
TOTAL P	0.2071	0.0078	TOTAL Q	0.6912	0.4508

Los resultados de perfiles de voltaje y generación del SNI se presentan en la Figura 3.5, Figura 3.6, Figura 3.7, Figura 3.8, y Figura 3.9. Los datos muestran diferencias relativas inferiores al 0.0348% en voltaje de barra, 0.0078 % en total de potencia activa de generación, y 0.45 % en total de potencia reactiva de generación (Tabla 3.3 y Tabla 3.4).

Análisis Dinámico:

La estructuración del *Simulador Dinámico* permite realizar diferentes perturbaciones para los escenarios modelados, brindando una cantidad de opciones según la necesidad y el alcance del entrenamiento. En la Tabla 3.5 se presentan perturbaciones en los diferentes escenarios, con el objetivo de calcular las diferencias PEMA entre las señales del

Simulador Dinámico y las señales de PowerFactory de DIgSILENT de los principales generadores.

Tabla 3.5. Escenarios y Perturbaciones - Análisis Dinámico

Escenario	Elemento	Descripción de la Perturbación
Baja Hidrología	Demanda MAX LT Ambato-Totoras 138 kV	Falla trifásica al 50% del elemento con duración de 200 ms, recierre lento a 600 ms posterior al despeje.
	Demanda MED Generación Paute C	Salida de generación de la Fase C de Paute.
	Demanda MIN Barra Pascuales 230 kV	Falla Trifásica en el elemento con duración de 100 ms.
Alta Hidrología	Demanda MAX Carga Pascuales	Salida de carga en la Zona de Pascuales.
	Demanda MED Generación Agoyán	Salida de generación de Agoyán.
	Demanda MIN Barra Molino 230 kV	Falla Trifásica en el elemento con duración de 100 ms.

Tabla 3.6. PEMA [%] - Baja Hidrología Demanda Máxima – LT Ambato – Totoras 138 kV

Señal	CCS	Paut AB	Paut C	Maza	Sopla	D. Peri	Agoy	Puca
Voltaje [pu]	0.27	0.11	0.09	0.11	0.09	0.10	0.14	0.18
Potencia Activa [MW]	0.66	0.43	0.55	0.38	1.26	1.57	2.29	2.33
Potencia Reactiva [MVar]	4.10	1.75	9.12	4.09	4.36	1.97	5.81	13.37
Velocidad [pu]	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02

Tabla 3.7. PEMA [%] - Baja Hidrología Demanda Media – Generación Paute C

Señal	CCS	Paut AB	Paut C	Maza	Sopla	D. Peri	Agoy	Puca
Voltaje [pu]	0.47	0.16		0.34	0.17	0.08	0.07	0.28
Potencia Activa [MW]	1.44	0.89		6.52	1.38	1.34	1.08	1.21
Potencia Reactiva [MVar]	9.03	3.71		21.20	6.34	10.61	23.23	3.49
Velocidad [pu]	0.13	0.12		0.12	0.13	0.13	0.12	0.12

Tabla 3.8. PEMA [%] - Baja Hidrología Demanda Mínima – Barra de Pascuales 230 kV

Señal	CCS	Paut AB	Paut C	Maza	Sopla	D. Peri	Agoy	Puca
Voltaje [pu]	0.17	0.07	0.07	0.09	0.09	0.10	0.05	0.07
Potencia Activa [MW]	0.61	0.63	0.90	0.66	3.87	2.39	0.41	1.89
Potencia Reactiva [MVar]	1.18	3.52	9.41	22.45	6.53	4.73	10.50	1.76
Velocidad [pu]	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.01	0.01

Tabla 3.9. PEMA [%] - Alta Hidrología Demanda Máxima – Carga de Pascuales

Señal	CCS	Paut AB	Paut C	Maza	Sopla	D. Peri	Agoy	Puca
Voltaje [pu]	0.36	0.10	0.08	0.05	0.08	0.09	0.09	0.17
Potencia Activa [MW]	1.67	0.68	0.65	1.92	0.98	2.34	1.07	2.04
Potencia Reactiva [MVar]	9.77	3.33	14.60	20.30	5.07	7.79	27.06	5.03
Velocidad [pu]	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03

Tabla 3.10. PEMA [%] - Alta Hidrología Demanda Media – Generación de Agoyán

Señal	CCS	Paut AB	Paut C	Maza	Sopla	D. Peri	Agoy	Puca
Voltaje [pu]	0.21	0.06	0.05	0.32	0.07	0.05		0.28
Potencia Activa [MW]	0.84	0.54	0.62	8.15	2.49	1.07		1.11
Potencia Reactiva [MVar]	10.10	1.64	9.85	20.10	11.47	11.87		5.07
Velocidad [pu]	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09		0.09

Tabla 3.11. PEMA [%] Alta Hidrología Demanda Mínima – Barra de Molino 230 kV

Señal	CCS	Paut AB	Paut C	Maza	Sopla	D. Peri	Agoy	Puca
Voltaje [pu]	0.25	0.10	0.09	0.12	0.10	0.11	0.07	0.10
Potencia Activa [MW]	0.98	1.43	1.06	0.88	2.72	5.65	0.59	1.14
Potencia Reactiva [MVar]	1.78	1.69	1.52	21.60	10.28	3.93	14.29	7.51
Velocidad [pu]	0.01	0.01	0.01	0.01	0.03	0.02	0.01	0.01

Con las señales dinámicas de Voltaje, Potencia Activa, Potencia Reactiva, y Velocidad de los principales generadores en los diferentes escenarios y perturbaciones, se procede a calcular las diferencias PEMA entre las señales del *Simulador Dinámico* y las señales de PowerFactory de DlgSILENT (Tabla 3.6 a Tabla 3.11), de lo cual se rescata lo siguiente:

- Las diferencias PEMA de las señales de voltaje se encuentran entre 0.05% y 0.47%.
- Las diferencias PEMA de las señales de potencia activa se encuentran entre 0.38% y 8.15%.
- Las diferencias PEMA de las señales de potencia reactiva se encuentran entre 1.18% y 27.06%.
- Las diferencias PEMA de las señales de velocidad se encuentran entre 0.01% y 0.13%.

Al igual que la red de prueba analizada en el capítulo 2, las diferencias presentadas en la red reducida del SNI se deben a los métodos de integración, simplificaciones, y opciones de Solver utilizados en cada software propietario, ya que la modelación estática y dinámica

de la red reducida del SNI es similar tanto para el Simulador Dinámico como para PowerFactory de DigSILENT. Las señales RMS del *Simulador Dinámico* y de PowerFactory de DigSILENT, para el evento de falla trifásica en la barra de Molino 230 kV, se presentan desde la Figura 3.10 a la Figura 3.13.

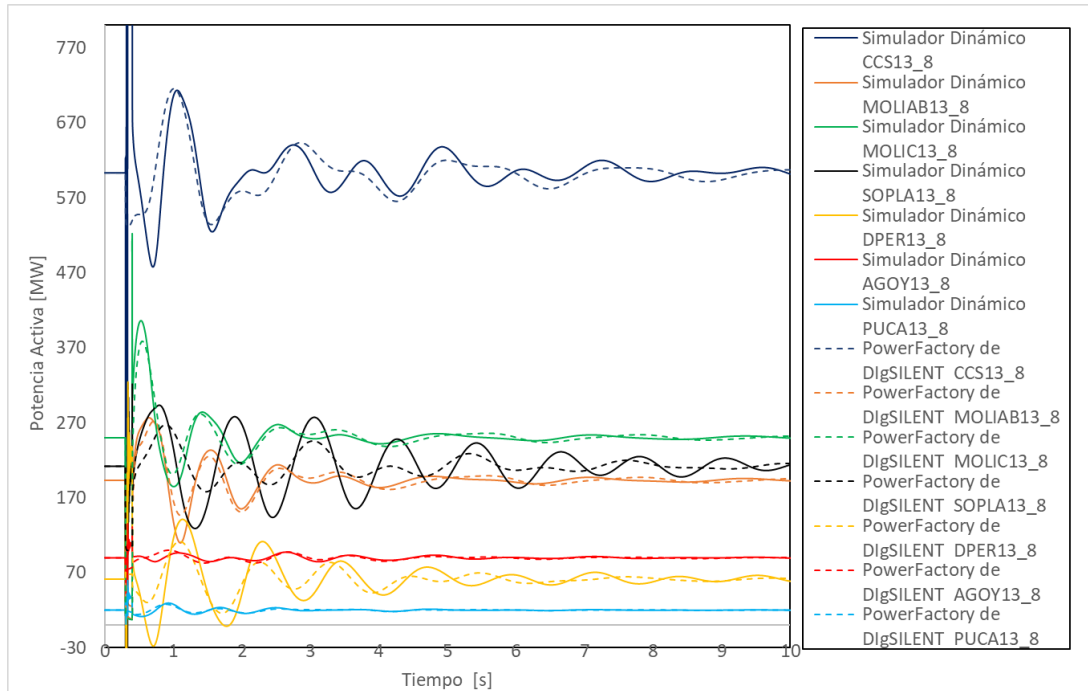


Figura 3.10. Potencia Activa de Generación (Falla Trifásica Barra Molino 230 kV) – SNI

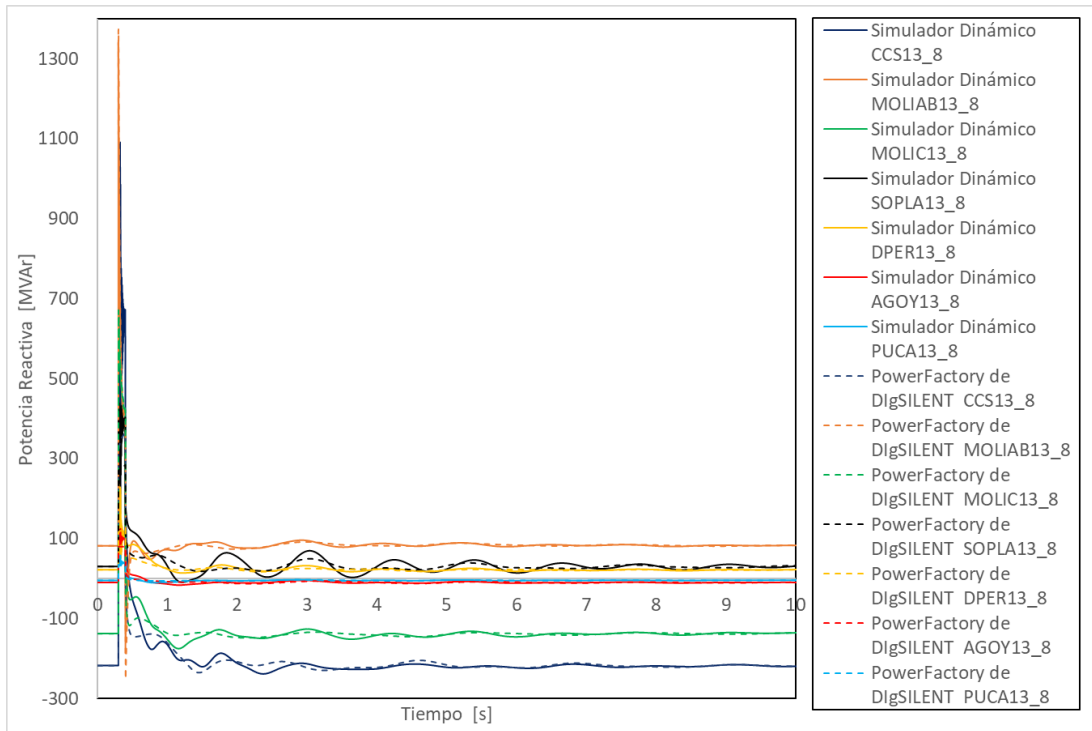


Figura 3.11. Potencia Reactiva de Generación (Falla Trifásica Barra Molino 230kV) – SNI

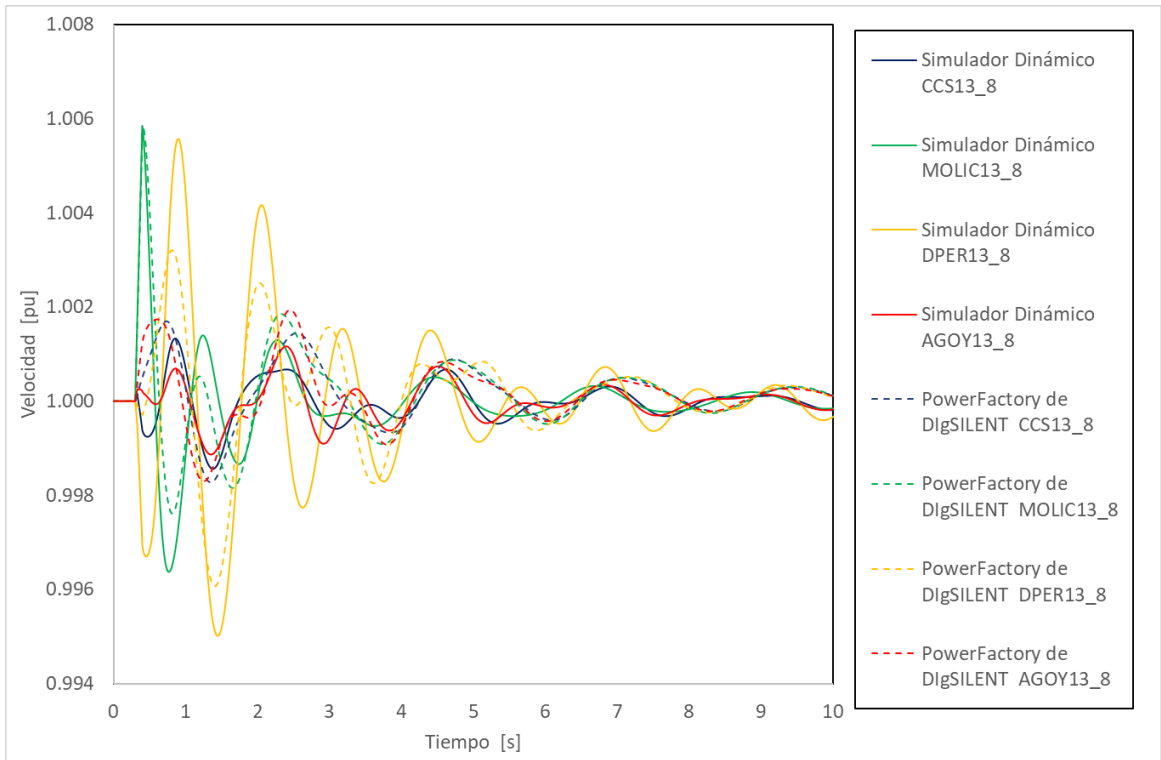


Figura 3.12. Velocidad de Generadores (Falla Trifásica Barra Molino 230 kV) – SNI

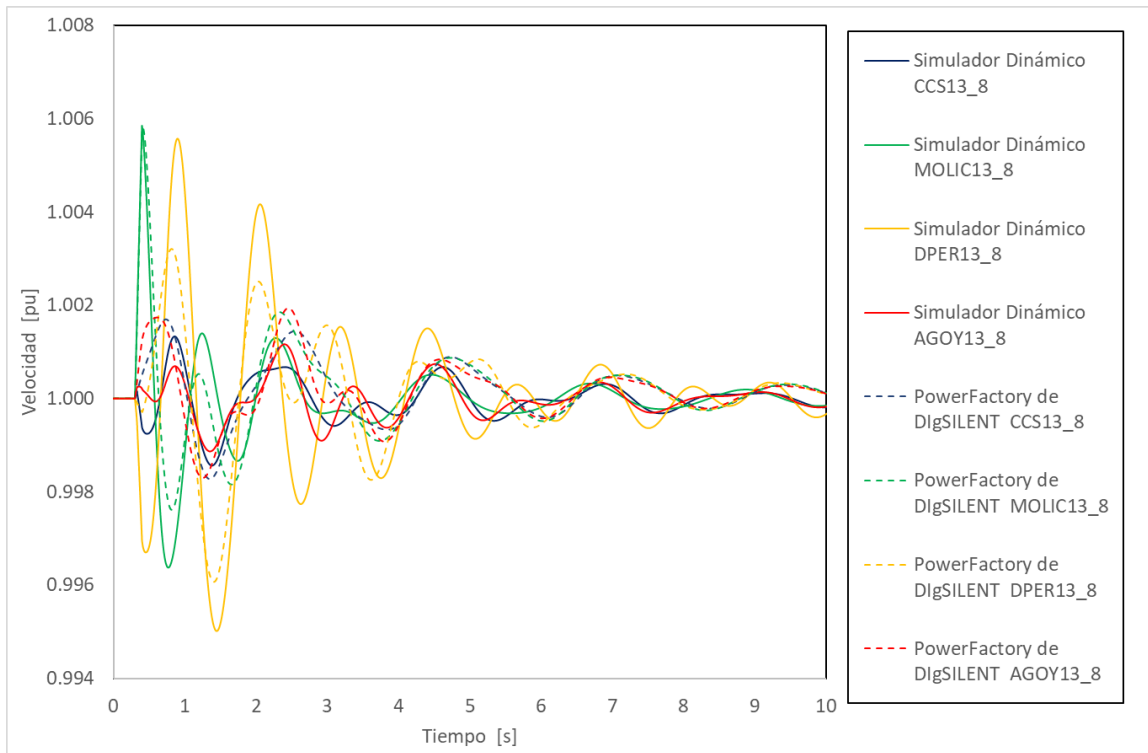


Figura 3.13. Voltaje en barras de Generación (Falla Trifásica Barra Molino 230 kV) – SNI

3.1.2. Protocolo de entrenamiento de operadores

En esta sección, se define un protocolo de entrenamiento para los operadores de las salas de control de CENACE y COT en el *Simulador Dinámico* desarrollado. Se elaboran casos de estudio que aporten al entrenamiento y uso de la herramienta. El protocolo de entrenamiento está orientado a proporcionar una guía para instructores del centro de entrenamiento de operadores (CEO) sobre la capacitación que debe recibir el operador respecto de cómo interpretar los resultados que entregan los módulos de evaluación de estabilidad del sistema WAMS de CENACE. Para esto, el *Simulador Dinámico* desarrollado permite al instructor definir y controlar la ejecución de análisis de contingencias en tiempo real, los cuales podrán ser observados por los operadores mediante las funcionalidades de visualización avanzada que ofrece WAProtector, lo cual brinda un ambiente realista apropiado para el entrenamiento.

El análisis de contingencias que forma parte del protocolo de entrenamiento tiene como propósito estructurar un conjunto de escenarios controlados por los entrenadores que disparen respuestas dinámicas del Sistema Nacional Interconectado. Estos escenarios serán usados para poner a prueba la respuesta de los operadores en un ambiente realista, a través de la interpretación de los resultados entregados por WAProtector (que le brindará información valiosa sobre conciencia situacional para formar conceptos de alerta temprana) y bajo condiciones controladas, permitiendo evaluar además su respuesta para determinar acciones de control, sujetas a diferentes exigencias de tiempo (lo cual no podría ser realizado con simuladores off-line).

Dicho análisis de contingencias es complementado con un manual general que describe los pasos para la elaboración de un caso de estudio y establece la secuencia de acciones para parametrizar la herramienta (ANEXO F). Este manual permitirá al instructor configurar los diferentes escenarios de prueba de forma secuencial y controlada.

Previo al análisis de contingencias e interpretación de resultados de WAProtector se realiza la parametrización de las aplicaciones con las metodologías establecidas en el capítulo 2, con la finalidad de brindar el concepto de early-warning durante el análisis. En el aplicativo de estabilidad oscilatoria se describe cómo realizar la interpretación de resultados, con el objetivo de ilustrar la influencia en los resultados al usar diferentes ventanas de análisis, el detalle se lo realiza en la red de prueba de Kundur, y es aplicado a la red reducida del SNI. Para el aplicativo de Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión se analizan contingencias en los corredores Molino – Pascuales 230 kV y Santa Rosa – Totoras 230 kV con el objetivo de que el operador interprete la proximidad entre el estado operativo

actual y el punto de colapso de voltaje. Con respecto a la estabilidad estática de ángulo, el aplicativo permite al operador identificar cuándo existe una violación del límite de diferencia angular entre dos puntos de medición. Finalmente, para el adiestramiento del operador en el monitoreo de la frecuencia se realizan contingencias con gran desbalance generación-carga, de manera de mostrar el concepto de alerta temprana brindado por WAProtector.

La interacción del operador con el Simulador Dinámico se la realiza a través de la interfaz de Matlab/Simulink de ePHASORsim, de manera que se pueden ejecutar: i) por parte del instructor los comandos para crear los casos de estudio (análisis de contingencias); y, ii) las acciones de control de operación durante la simulación en tiempo real por parte del operador. En el bloque consola se implementan los botones para realizar análisis de contingencias como: fallas en barras, falla en líneas de transmisión, distancia de falla, recierres de líneas de transmisión, salida de generación, salida de carga, entre otros (Figura 3.4)

De manera similar a la red de prueba del capítulo 2, se define en el ambiente de Simulink/ePHASORsim los fasores a enviarse por medio de las PMUs virtuales (parámetros y archivos de configuración) para la red reducida del SNI. Se programan 8 PMUs para monitoreo de los principales generadores de la red, y 4 PMUs para monitoreo de corredores de transmisión (Tabla 3.12). Tanto el simulador digital en tiempo real ePHASORsim de Opal RT y el sistema WAProtector tienen la capacidad de incluir nuevas PMUs en función de la aplicación a desarrollarse para el entrenamiento de los operadores.

Tabla 3.12. PMUs Virtuales - SNI

PMUs	Elemento	Descripción
8	Generadores	Coca Codo Sinclair (CCS), Paute AB, Paute C, Mazar, Sopladora, D. Peripa, Esmeraldas, Agoyán.
4	Corredores de Transmisión	Circuito 1 Totoras - Santa Rosa 230 kV, Circuito 1 Molino - Pascuales 230 kV.

Para brindar el concepto de alerta temprana al operador ante potenciales riesgos de inestabilidad del sistema (orientado a formar habilidades sobre conciencia situacional), es necesario parametrizar las aplicaciones de WAProtector, para lo cual se aplica la metodología propuesta en el capítulo 2. Para la parametrización de la aplicación de *Estabilidad Estática de Ángulo* se utiliza la metodología de la Figura 2.20, para determinar las máximas diferencias angulares entre las principales barras de la red reducida del SNI. Las contingencias son divididas en dos áreas, el área 1 con 38 contingencias, y el área 2 con 79 contingencias, en total para los seis escenarios se analizaron 702 casos de

simulación. Los resultados son procesados y se calculan las diferencias angulares promedio respecto a la barra de referencia de Coca Codo Sinclair CCS (Tabla 3.13).

Tabla 3.13. Diferencias Angulares Promedio– Barras del SNI

SNI	Bus	Límite Promedio [°]
Área 1	MOLI230	3.24
	PASC230	-18.35
	ZHOR230	2.26
	MILA230	-10.98
	CHOR230	-18.21
	CHOR500	-15.85
	TISA500	-11.29
	ESCL230	-19.71
	DURA230	-15.71
	Área 2	CCS500
INGA500		-9.46
CCS13.8		0.00
INGA230		-12.84
SROS230		-15.09
POMA230		-16.23
TOTO230		-3.79
RIOB230		-2.61
QUEV230		-19.48
ESME230		-21.47

La parametrización para las barras propuestas en el *Simulador Dinámico* se presenta en la Tabla 3.14. La Figura 3.14 muestra los histogramas correspondientes a las diferencias angulares de las barras parametrizadas.

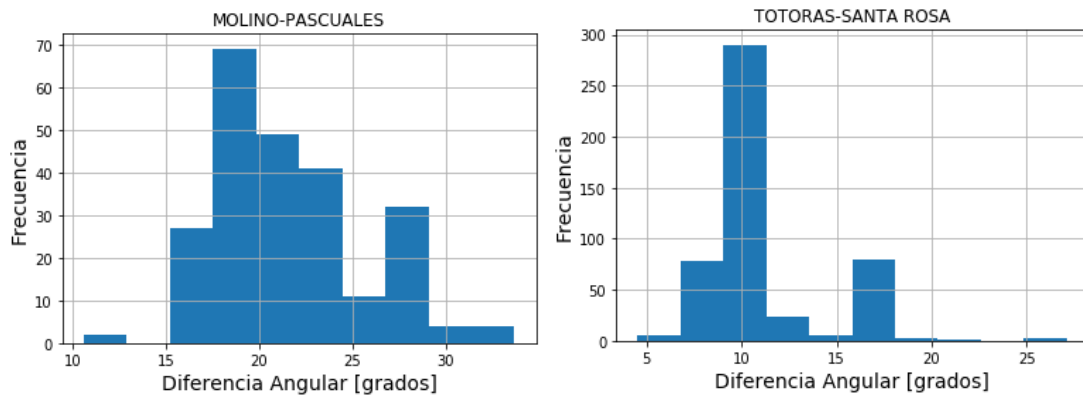


Figura 3.14. Histogramas de Diferencias Angulares para las Barras Parametrizadas -SNI

Tabla 3.14. Parametrización Estabilidad Estática de Ángulo – SNI

Bus i	Bus j	Límite Promedio [°]
Molino 230 kV	Pascuales 230 kV	21.58
Totoras 230 kV	Santa Rosa 230 kV	11.29

Para la parametrización de la aplicación de *Estabilidad de Voltaje de Corredores* se utiliza la metodología de la Figura 2.21, para determinar los límites de estabilidad de voltaje de los circuitos uno de los corredores Molino – Pascuales 230 kV, y Totoras – Santa Rosa 230 kV. Los corredores son monitoreados mediante las PMUs instaladas en los extremos del ramal. Al igual que la red de prueba del capítulo 2, el límite de alerta es determinado por la intersección de la curva PV con el límite inferior de voltaje de operación normal (-5%), y el límite de alarma con el límite inferior de voltaje de operación de emergencia (-10%). El script de Python en PowerFactory de DigSILENT es ejecutado en los escenarios de demanda máxima, demanda media, y demanda mínima, para alta y baja hidrología, los límites promedio para los corredores establecidos en el *Simulador Dinámico* se presentan en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15. Parametrización Estabilidad de Voltaje de Corredores – SNI

Corredor de Transmisión	Límite Alarma [MW]	Límite Alerta [MW]	Límite Max Transferencia [MW]	Límite Alarma [%]	Límite Alerta [%]
C1 Molino - Pascuales 230 kV	239.18	197.65	293.00	82	67
C1 Totoras - Santa Rosa 230 kV	437.97	365.93	513.00	85	71

La parametrización de las aplicaciones de WAProtector para *Estabilidad Oscilatoria* y *Estabilidad de Frecuencia* se presentan en la Tabla 2.3 y Tabla 2.4 respectivamente, manteniendo los criterios establecidos en la red de prueba.

3.1.2.1. Interpretación de resultados de Estabilidad Oscilatoria

En el aplicativo de estabilidad oscilatoria se describe al operador como realizar la interpretación de resultados, con el objetivo de ilustrar la influencia en los resultados al usar diferentes ventanas de análisis. La evaluación de la estabilidad oscilatoria basada en señales de WAProtector, permite determinar la componente modal en términos de frecuencia y amortiguamiento. En este sentido, requieren ventanas de análisis de una determinada longitud $[t_0, t_f]$, en función de la frecuencia de los modos que se encuentran en la señal. Para realizar una adecuada identificación modal post-contingencia, se sugiere

que la ventana de tiempo se especifique con al menos una o dos veces el periodo del modo de interés posterior a la perturbación. Así, por ejemplo, si el modo presenta una frecuencia de 0.5 Hz la ventana mínima deberá ser de 2 s. Es necesario mencionar que el aplicativo de identificación modal de WAProtector se constituye en una caja negra para el usuario, debido a cuestiones de propiedad intelectual. Sin embargo, de las aclaraciones emitidas por el fabricante el algoritmo tiene la capacidad de autodefinición de las ventanas y el usuario puede especificar el tiempo t_f , en tanto que el tiempo t_0 se desconoce puesto que este valor es definido automáticamente por el algoritmo en función de sus necesidades.

Con el objetivo de ilustrar la influencia de usar diferentes t_f , se analiza la señal de potencia activa obtenida de la PMU del generador G1 de la red de prueba, para un evento de falla trifásica en la barra B9 (Figura 2.2).

Usando como referencia al sistema de prueba de Kundur, se ejecuta la identificación modal de WAProtector para cinco diferentes t_f posterior a la perturbación, correspondientes a 1 s, 3 s, 5 s, 6 s, 9 s. La Figura 3.15, Figura 3.16, Figura 3.17, Figura 3.18, y Figura 3.19 presentan el computo de los modos mediante el aplicativo y la Tabla 3.16, Tabla 3.17, Tabla 3.18, Tabla 3.19, y Tabla 3.20 resumen los modos oscilatorios detectados.

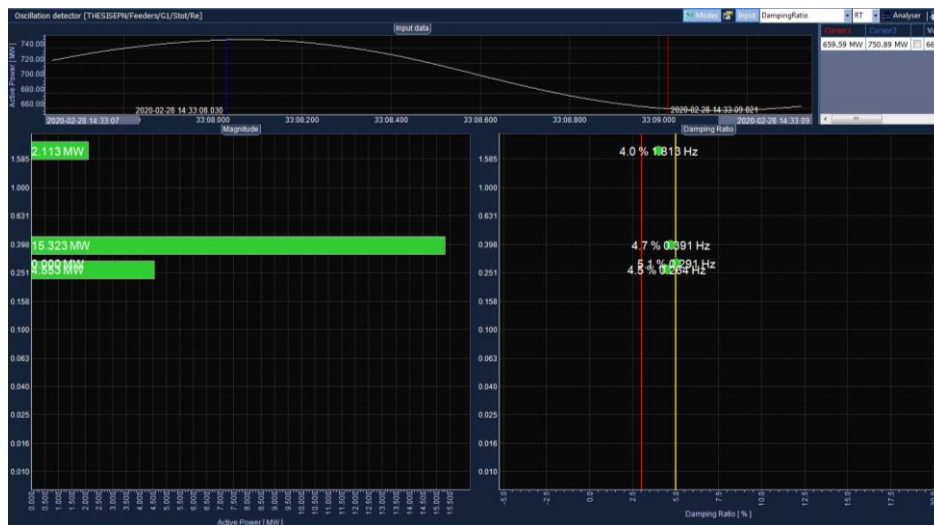


Figura 3.15. WAProtector G1 Red de Prueba – 1 [s]

Tabla 3.16. WAProtector G1 Red de Prueba – modos oscilatorios – 1 [s]

Modo	f [Hz]	ξ [%]	Magnitud [MW]
M1-G1	1.81	4.00	2.11
M2-G1	0.39	4.70	15.32
M3-G1	0.29	5.10	0.00
M4-G1	0.26	4.50	4.55



Figura 3.16. WAProtector G1 Red de Prueba – 3 [s]

Tabla 3.17. WAProtector G1 Red de Prueba – modos oscilatorios – 3 [s]

Modo	f [Hz]	ξ [%]	Magnitud [MW]
M1-G1	1.78	4.00	0.40
M2-G1	0.48	4.40	34.67
M3-G1	0.32	5.10	22.67
M4-G1	0.26	4.30	0.41

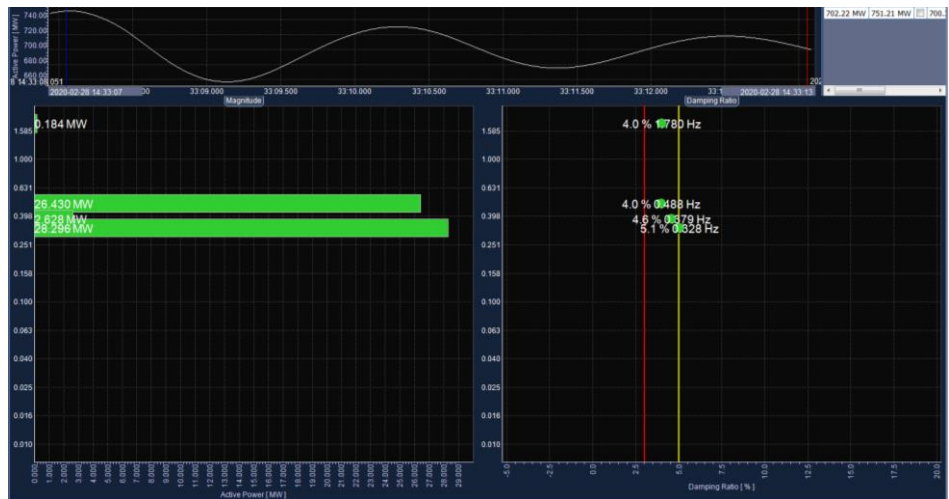


Figura 3.17. WAProtector G1 Red de Prueba – 5 [s]

Tabla 3.18. WAProtector G1 Red de Prueba – modos oscilatorios – 5 [s]

Modo	f [Hz]	ξ [%]	Magnitud [MW]
M1-G1	1.78	4.00	0.18
M2-G1	0.49	4.00	26.43
M3-G1	0.38	4.60	2.63
M4-G1	0.33	5.10	28.30

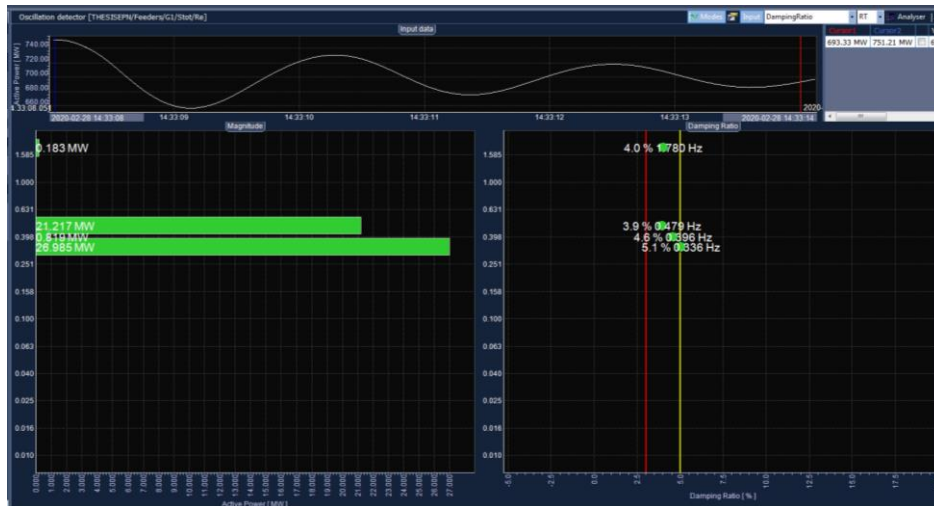


Figura 3.18. WAProtector G1 Red de Prueba – 6 [s]

Tabla 3.19. WAProtector G1 Red de Prueba – modos oscilatorios – 6 [s]

Modo	f [Hz]	ξ [%]	Magnitud [MW]
M1-G1	1.78	4.00	0.18
M2-G1	0.48	3.90	21.22
M3-G1	0.40	4.60	0.82
M4-G1	0.34	5.10	26.99



Figura 3.19. WAProtector G1 Red de Prueba – 9 [s]

Tabla 3.20. WAProtector G1 Red de Prueba – modos oscilatorios – 9 [s]

Modo	f [Hz]	ξ [%]	Magnitud [MW]
M1-G1	1.78	3.90	0.07
M2-G1	0.47	4.00	13.28
M3-G1	0.44	5.00	0.64
M4-G1	0.35	5.00	11.45

En el análisis de diferentes t_f se puede observar un modo dominante M2-G1 que es común, se trata de un modo inter-área con una frecuencia de 0.48 Hz, y amortiguamiento de 4 %, el cual se ve mayormente reflejado en los t_f de 5 s, 6 s, y 9 s.

Las principales diferencias del análisis de la señal de potencia activa post-contingencia se visualizan en los primeros t_f de 1 s y 3 s, donde se presenta un mayor amortiguamiento del modo M2-G1, con respecto al resto de t_f .

Para los t_f de 5 s y 6 s, se observa que el modo M4-G1 muestra mayor magnitud que el M2-G1, sin embargo, el análisis de varios t_f permite establecer como dominante al modo M2-G1, es preciso mencionar que el modo M4-G1 al tener un amortiguamiento mayor con respecto al modo M2-G1, representa menos riesgo de inestabilidad para la red (Tabla 3.18, Tabla 3.19).

Si bien es cierto no existen variaciones bruscas entre el análisis de los diferentes t_f , es importante mencionar, que esto se debe a que el análisis se lo realiza con la señal post-contingencia, evitando el ruido ingresado por el transitorio. La definición apropiada del valor t_f se torna importante para los modos oscilatorios de frecuencias altas (inter-área y locales) puesto que sus periodos están alrededor de los segundos.

Se recomienda al operador que, para realizar una adecuada identificación modal-contingencia, el t_f se defina tomando como referencia el periodo del modo oscilatorio dominante, el cual registra la mayor amplitud. El usuario deberá ajustar la ventana dependiendo del evento analizado, y para el monitoreo en tiempo real se debe verificar la amplitud para detectar el modo dominante, y que los amortiguamientos sean superiores a los límites de alerta (5%), y alarma (3%).

Con los criterios establecidos se procede a realizar un análisis en la red de prueba de dos áreas de Kundur, y en la red reducida del SNI, los resultados son comparados con los resultados de análisis modal realizado en el software PowerFactory de DIgSILENT. En las diferentes ventanas de análisis de WAProtector se define el t_f en segundos posterior a la perturbación.

Red de Prueba dos áreas de Kundur:

Para la red de prueba se establece una falla trifásica en la barra B9 con duración de 100 ms, se analizan las señales de potencia activa de las PMUs instaladas en las barras de generación B1, B2, B3, y B4 mediante WAProtector, para diferentes tiempos t_f (1 s, 3 s, 5 s, 6 s, y 9 s).

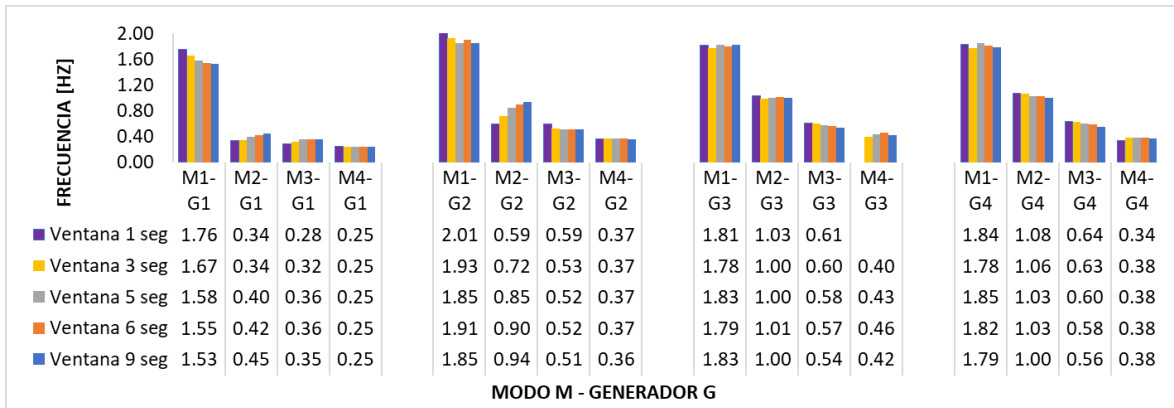


Figura 3.20. Frecuencia de modos oscilatorios para t_f de 1 s, 3 s, 5 s, 6 s, y 9 s - Sin PSS en G1 y G2, Con PSS en G3 y G4.

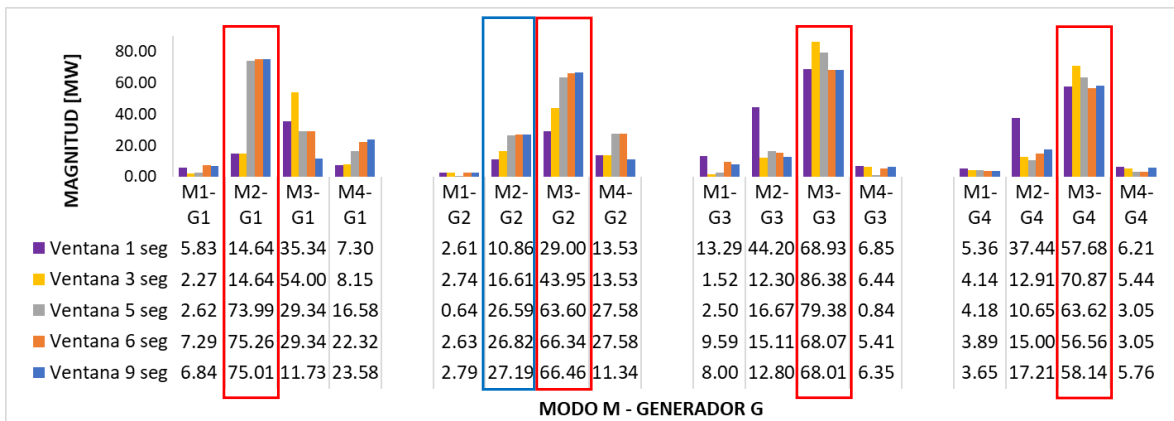


Figura 3.21. Magnitud de modos oscilatorios para t_f de 1 s, 3 s, 5 s, 6 s, y 9 s - Sin PSS en G1 y G2, Con PSS en G3 y G4.

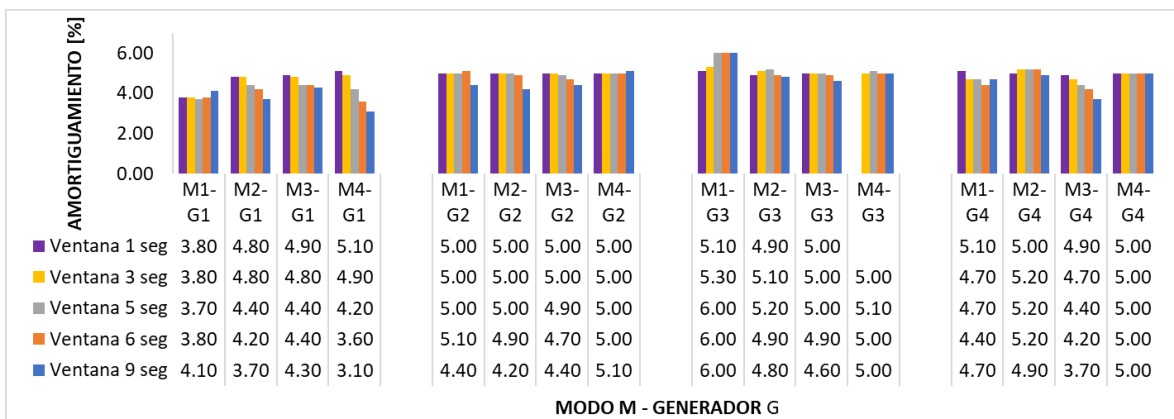


Figura 3.22. Amortiguamiento de modos oscilatorios para t_f de 1 s, 3 s, 5 s, 6 s, y 9 s - Sin PSS en G1 y G2, Con PSS en G3 y G4.

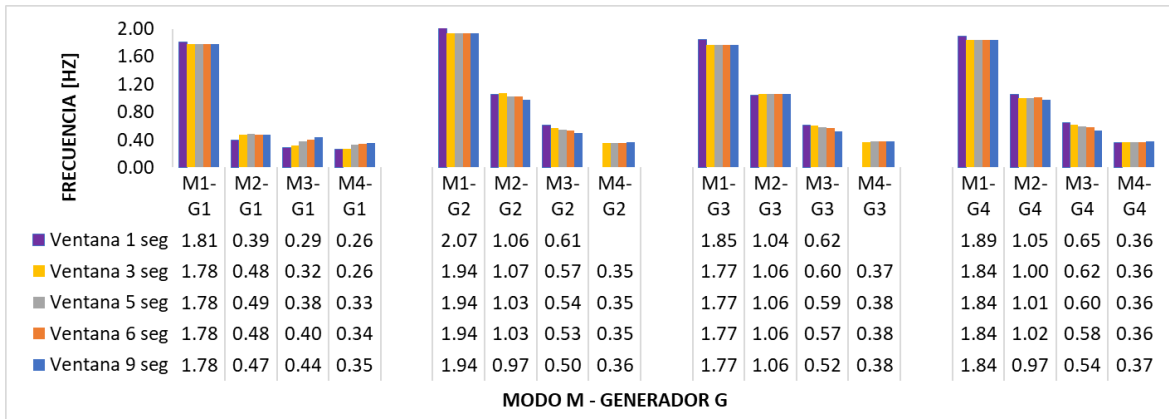


Figura 3.23. Frecuencia de modos oscilatorios para t_f de 1 s, 3 s, 5 s, 6 s, y 9 s - Con PSS G1, G2, G3, y G4.

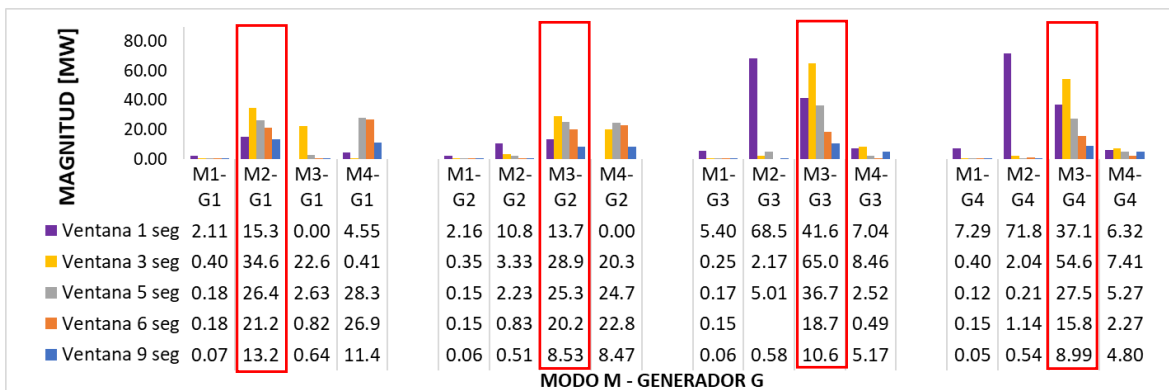


Figura 3.24. Magnitud de modos oscilatorios para t_f de 1 s, 3 s, 5 s, 6 s, y 9 s - Con PSS G1, G2, G3, y G4.

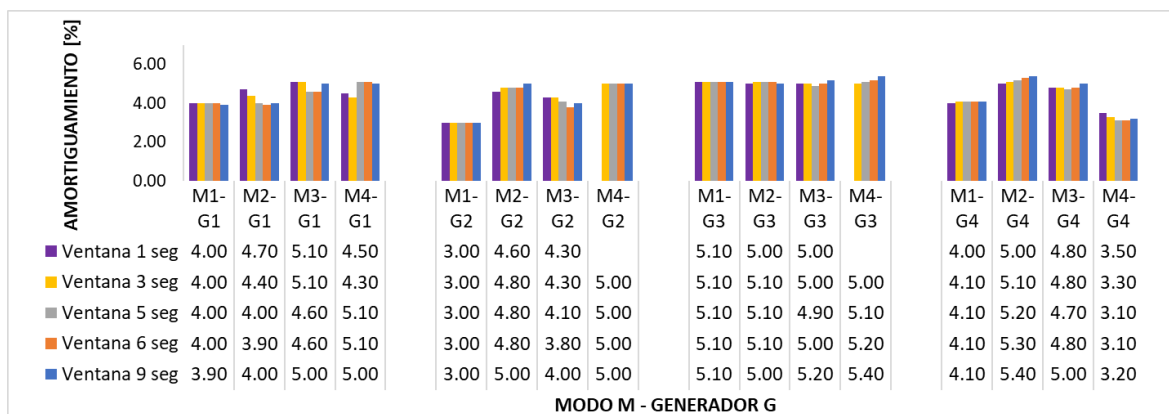


Figura 3.25. Amortiguamiento de modos oscilatorios para t_f de 1 s, 3 s, 5 s, 6 s, y 9 s - Con PSS G1, G2, G3, y G4.

En la Figura 3.20, Figura 3.21, y Figura 3.22, se presentan los resultados tabulados de WAProtector sin PSS en los generadores G1 y G2. En la Figura 3.23, Figura 3.24, y Figura

3.25 se presentan los resultados tabulados con PSS en todos los generadores. Cada generador G en su señal de potencia activa presenta modos M, de nomenclatura Mm-Gg.

Para el caso en que se desactivan los PSS en los generadores G1 y G2, se observa un modo inter-área dominante M2-G1, M3-G2, M3-G3, M3-G4 para cada generador G1, G2, G3, G4 respectivamente, adicional se registra un modo local M2-G2 en el generador G2 de menor amplitud. Para el caso en que la red de prueba se encuentra en condiciones operativas adecuadas, es decir activados los PSS en todos los generadores, se observan modos inter-área en cada generador.

Entre las principales diferencias en el análisis de WAProtector para el caso con PSS y sin PSS, se puede observar que cuando la red se encuentra operando con PSS la magnitud de los modos disminuye (Figura 3.21, Figura 3.24), aunque el amortiguamiento se mantenga similar (Figura 3.22, Figura 3.25).

Tabla 3.21. Modos Oscilatorios - Sin PSS en G1 y G2, Con PSS en G3 y G4 – PowerFactory de DIgSILENT

Modo	σ	ω	f [Hz]	ξ [%]	Generador
32	-0.558	5.967	0.950	9.30	G1, G2
33	-0.558	-5.967	0.950	9.30	G1, G2
42	-0.037	2.752	0.438	1.33	G1, G2, G3, G4
43	-0.037	-2.752	0.438	1.33	G1, G2, G3, G4

Tabla 3.22. Modos Oscilatorios - Con PSS en G1, G2, G3 y G4 – PowerFactory de DIgSILENT

Modo	σ	ω	f [Hz]	ξ [%]	Generador
42	-0.302	2.440	0.388	12.30	G1, G2, G3, G4
43	-0.302	-2.440	0.388	12.30	G1, G2, G3, G4

De manera similar al análisis de WAProtector, en PowerFactory de DIgSILENT se presenta un modo inter-área en los cuatro generadores, y un modo local en los generadores G1 y G2 (Tabla 3.21) para el caso sin PSS. Para el caso con PSS se presenta el modo inter-área en los generadores G1, G2, G3, y G4 (Tabla 3.22) en PowerFactory de DIgSILENT al igual que en WAProtector.

Los modos inter-área dominantes para el caso sin PSS tienen una frecuencia entre (0.45 - 0.56) Hz, y amortiguamiento entre (3.7 – 4.6) % para un t_f de 9 s en WAProtector, de manera similar en PowerFactory de DIgSILENT el modo inter-área presenta una frecuencia

de 0.438 Hz, sin embargo, el amortiguamiento es menor alrededor de 1.33 %. El modo local detectado por WAProtector en el generador G2 tiene una frecuencia de 0.94 Hz, y un amortiguamiento de 4.2 % para un t_f de 9 s, en PowerFactory de DIgSILENT la frecuencia es similar con un valor de 0.95 Hz, sin embargo, el amortiguamiento es mayor (9.2 %).

Los modos inter-área dominantes para el caso en que la red se encuentra en condiciones operativas adecuadas (con PSS) tienen una frecuencia entre (0.47 - 0.54) Hz, y amortiguamiento entre (4 - 5.2) % para un t_f de 9 s en WAProtector, en PowerFactory de DIgSILENT el modo inter-área presenta una frecuencia de 0.38 Hz, y un amortiguamiento de 12.3 %.

Al comparar los resultados de los dos aplicativos en el análisis modal, se nota que el modo dominante detectado es de similar frecuencia, sin embargo, los amortiguamientos difieren, esto se debe a que WAProtector emite resultados de amortiguamiento entre el 3 % y el 5% cuando el modo tendría un adecuado amortiguamiento y por tanto no se lo consideraría potencialmente inestable. Esto se debe a que WAProtector usa un algoritmo de identificación modal propietario que conceptualmente realizaría una optimización por ventanas basada en conceptos de análisis de señales, por lo que su estimación tiende a una media estadística que dependerá no solo del valor de amortiguamiento instantáneo sino de una tendencia en el tiempo. En este sentido, cuando el amortiguamiento del modo es superior al 5%, WAProtector identificará una tendencia cuya media se encontrará en alrededor del 5%, lo cual debe tomar en cuenta el operador durante la interpretación de resultados.

Red reducida SNI:

Para la red reducida del SNI se plantean perturbaciones en el *Simulador Dinámico* para cada escenario de demanda (Tabla 3.23), se analizan las señales de potencia activa de las PMUs instaladas en los principales generadores de la red mediante WAProtector para t_f (5 s, 6 s, y 9 s). El operador puede notar en la interpretación que los resultados pueden ser similares en cada contingencia, sin embargo, esto depende exclusivamente de la ventana de análisis.

Tabla 3.23. Escenarios y Perturbaciones – Estabilidad Oscilatoria

	Escenario	Elemento	Descripción de la Perturbación
Baja Hidrología	Demanda MAX	LT Ambato-Totoras 138 kV	Falla trifásica al 50% del elemento con duración de 200 ms, recierre lento a 600 ms posterior al despeje.
	Demanda MED	Generación Paute C	Salida de generación de la Fase C de Paute.
	Demanda MIN	Carga Pascuales	Salida de carga en la Zona de Pascuales.
Alta Hidrología	Demanda MAX	Barra Pascuales 230 kV	Falla Trifásica en el elemento con duración de 100 ms.
	Demanda MED	Generación Agoyán	Salida de generación de Agoyán.
	Demanda MIN	Barra Molino 230 kV	Falla Trifásica en el elemento con duración de 100 ms.

El Simulador Dinámico brinda la capacidad de generar diferentes perturbaciones para escenarios de operación previamente establecidos, y a través del aplicativo WAProtector de análisis modal, el operador puede identificar fenómenos electromecánicos en la red reducida del SNI durante su entrenamiento. Al presentarse varios modos oscilatorios en los diferentes escenarios planteados, el análisis de resultados se enfoca únicamente en los modos dominantes presentes en las señales de potencia activa de los generadores representativos de la red. La frecuencia, la magnitud y el amortiguamiento de los modos dominantes para las diferentes demandas en baja hidrología se muestran en la Figura 3.26, Figura 3.27, y Figura 3.28 respectivamente. De manera similar los resultados para las diferentes demandas en alta hidrología se presentan en la Figura 3.29, Figura 3.30, y Figura 3.31.

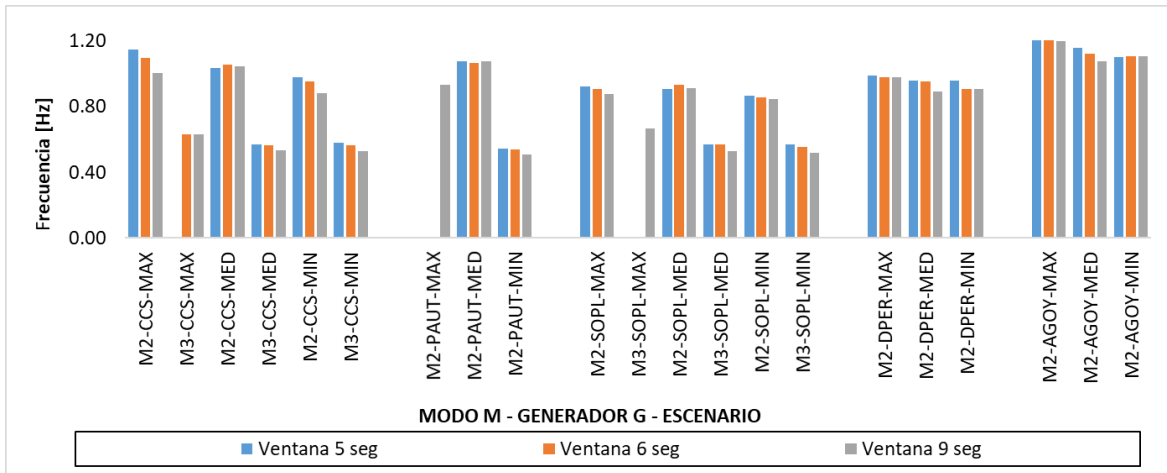


Figura 3.26. Frecuencia de modos oscilatorios dominantes para t_f de 5 s, 6 s, 9 s – Demanda Máxima, Demanda Media, Demanda Mínima - Baja Hidrología.

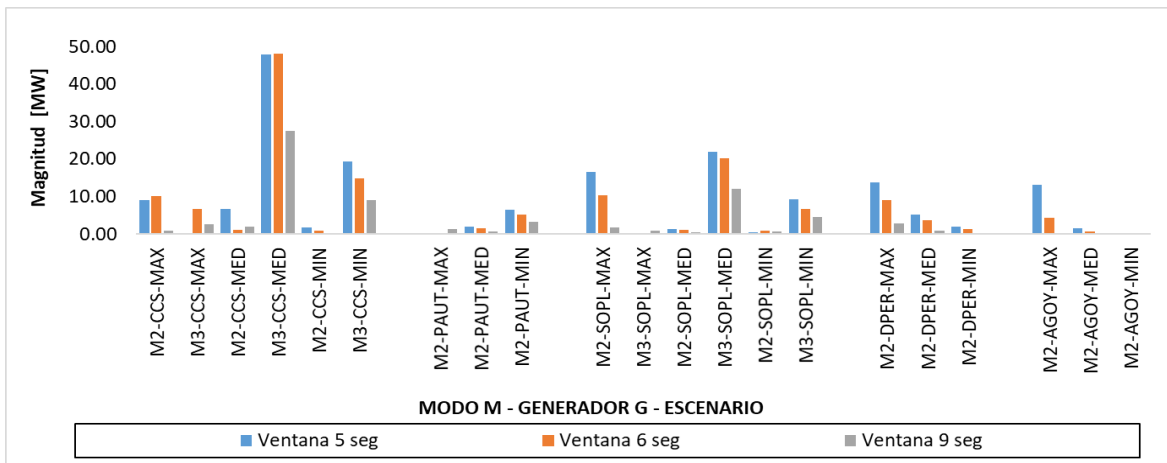


Figura 3.27. Magnitud de modos oscilatorios dominantes para t_f de 5 s, 6 s, 9 s – Demanda Máxima, Demanda Media, Demanda Mínima - Baja Hidrología.

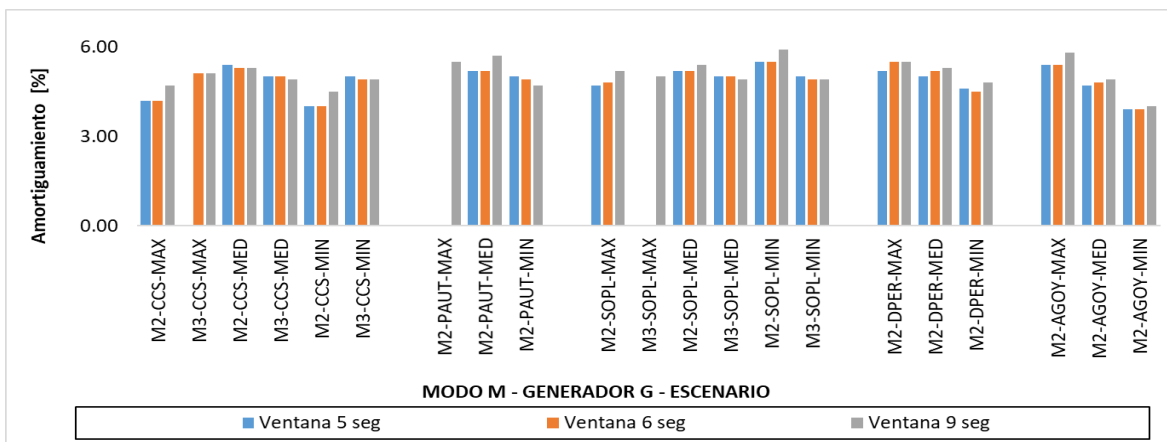


Figura 3.28. Amortiguamiento de modos oscilatorios dominantes para t_f de 5 s, 6 s, 9 s – Demanda Máxima, Demanda Media, Demanda Mínima - Baja Hidrología.

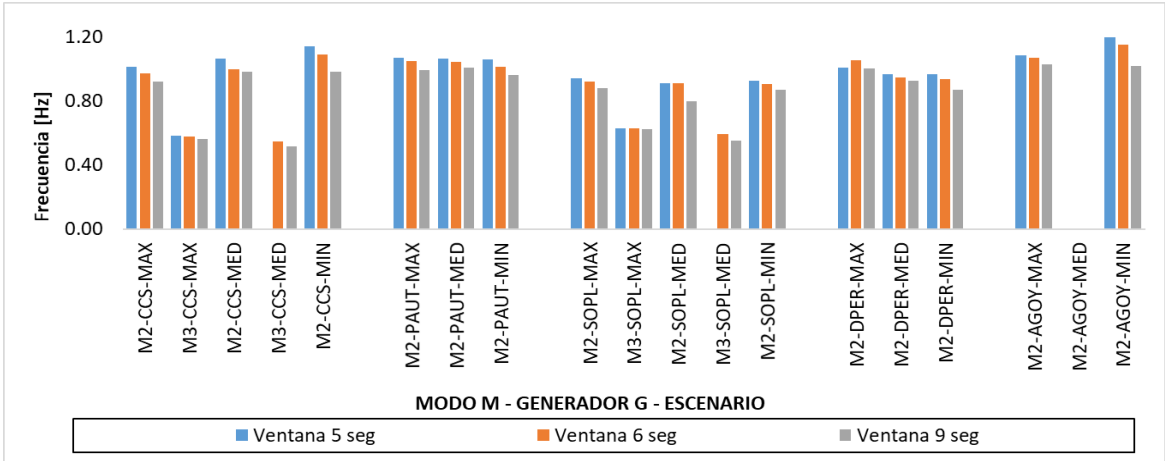


Figura 3.29. Frecuencia de modos oscilatorios dominantes para t_f de 5 s, 6 s, 9 s – Demanda Máxima, Demanda Media, Demanda Mínima - Alta Hidrología.

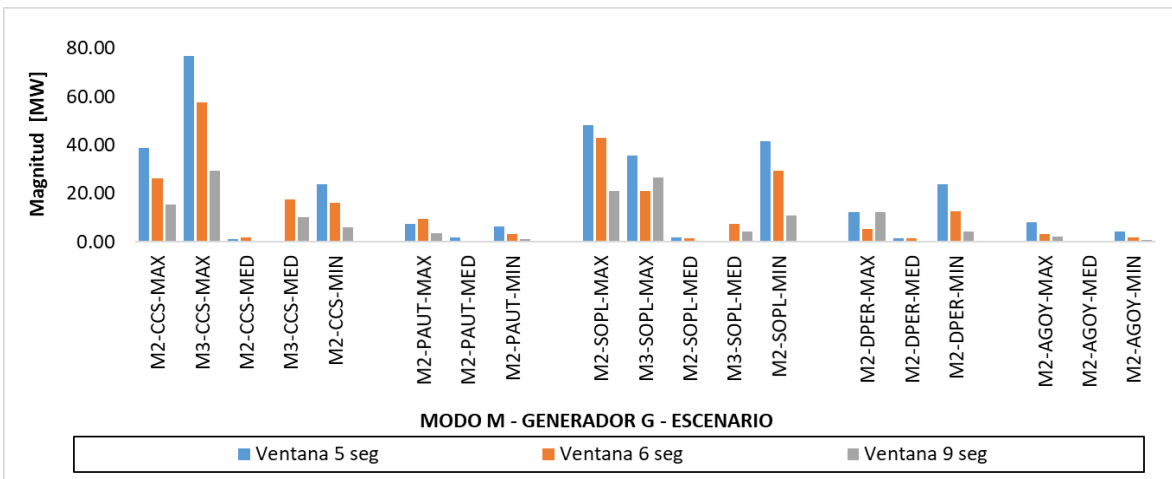


Figura 3.30. Magnitud de modos oscilatorios dominantes para t_f de 5 s, 6 s, 9 s – Demanda Máxima, Demanda Media, Demanda Mínima - Alta Hidrología.

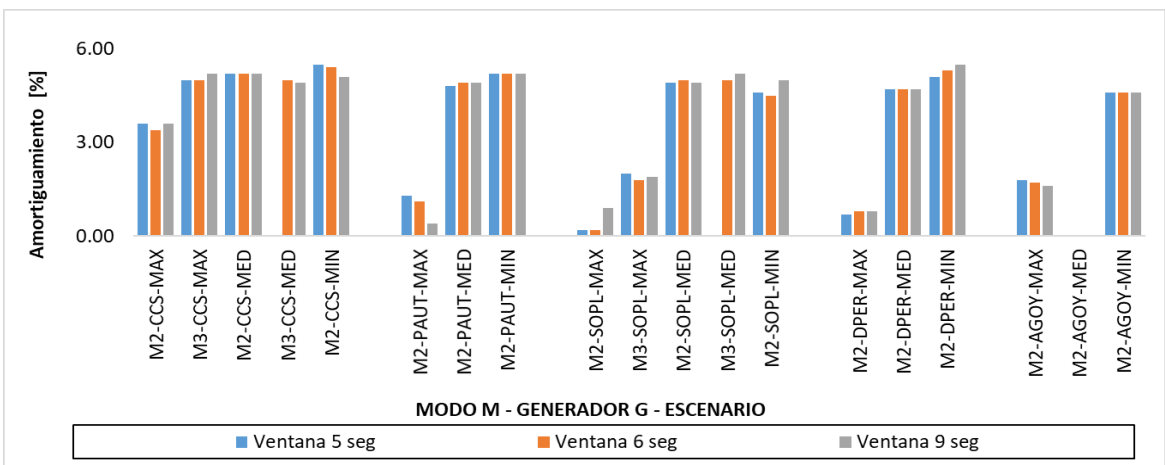


Figura 3.31. Amortiguamiento de modos oscilatorios dominantes para t_f de 5 s, 6 s, 9 s – Demanda Máxima, Demanda Media, Demanda Mínima - Alta Hidrología.

Los resultados de análisis modal realizado en el software PowerFactory DIgSILENT para las diferentes demandas en escenarios de alta y baja hidrología se presentan en la Tabla 3.24y Tabla 3.25.

Tabla 3.24. Modos Oscilatorios Dominantes – Baja Hidrología - PowerFactory de DIgSILENT

Baja Hidrología	Modo	f [Hz]	ξ [%]	Generador
MAX	71 - 72	1.463	6.467	Agoyán - Pucará
	92 - 93	0.955	6.895	(Sopladora, Daule Peripa) - (Paute AB, CCS)
	119 - 120	0.407	8.137	(CCS, Sopladora) - Colombia
	95 - 96	0.876	8.655	(CCS, Daule Peripa) - (Sopladora, Colombia)
	81 - 82	1.276	9.575	Agoyán - San Francisco
MED	73 - 74	1.418	6.025	Agoyán - Pucará
	119 - 120	0.420	8.541	(CCS, Sopladora) - Colombia
	81 - 82	1.259	9.376	Agoyán - San Francisco
MIN	118-119	0.438	9.281	(CCS, Sopladora) - Colombia

Tabla 3.25. Modos Oscilatorios Dominantes – Alta Hidrología - PowerFactory de DIgSILENT

Alta Hidrología	Modo	f [Hz]	ξ [%]	Generador
MAX	116 - 117	0.382	4.539	(CCS, Sopladora) - Colombia
	73 - 74	1.355	6.538	Agoyán - Pucará
	91 - 92	0.947	7.610	(Sopladora, Daule Peripa) - (Paute AB, CCS)
	95 - 96	0.853	8.513	(CCS, Daule Peripa) - (Sopladora, Colombia)
	85 - 86	1.164	8.680	(Agoyán, San Francisco) - (Paute AB, CCS)
	81 - 82	1.258	8.877	Agoyán - San Francisco
MED	116 - 117	0.390	5.381	(CCS, Sopladora) - Colombia
	95 - 96	0.891	6.924	(CCS, Daule Peripa) - (Sopladora, Colombia)
MIN	71 - 72	1.355	7.005	Agoyán - Pucará
	94 - 95	0.859	7.146	(CCS, Daule Peripa) - (Sopladora, Colombia)
	89 - 90	0.931	7.729	(Sopladora, Daule Peripa) - (Paute AB, CCS)

De los resultados de WAProtector del aplicativo de análisis modal se puede identificar un modo inter-área presente en todas las demandas, a excepción de demanda mínima en alta hidrología (Figura 3.26, Figura 3.29). El modo inter-área se presenta en los generadores de Coca Codo Sinclair (CCS) y Sopladora (SOPL), este resultado es ratificado con el análisis en PowerFactory de DIgSILENT, donde se puede identificar que la oscilación inter-área es entre los generadores de Coca Codo Sinclair y Sopladora con el sistema colombiano (Tabla 3.24, Tabla 3.25). La frecuencia de oscilación para los dos software está alrededor de (0.38 – 0.53) Hz, el menor amortiguamiento que se presenta en PowerFactory

de DIgSILENT es en el escenario de demanda máxima – alta hidrología con 4.539 % y el mayor es 9.28 % en demanda mínima – baja hidrología, al ser un amortiguamiento adecuado WAProtector presenta valores del 5 %, a excepción de Sopladora que en periodo de demanda máxima - alta hidrología presenta valores de amortiguamiento del 2 % (Figura 3.28, Figura 3.31).

En WAProtector se evidencia un modo local en el generador de Agoyán (AGOY) para todos los escenarios analizados (Figura 3.26, Figura 3.29), a excepción del escenario de demanda media – alta hidrología, este resultado también se evidencia en PowerFactory de DIgSILENT, donde se observa que la presencia del modo local es entre los generadores de Agoyán y Pucará (Tabla 3.24, Tabla 3.25). La frecuencia de oscilación esta alrededor de (1.02-1.23) Hz en WAProtector, y en PowerFactory de DIgSILENT alrededor de 1.4 Hz. Los amortiguamientos en PowerFactory de DIgSILENT son superiores al 6 %, y en WAProtector están entre el (1.6 – 5.8) %.

Un modo local es identificado en los generadores de Coca Codo Sinclair (CCS), Daule Peripa (DPER), y Sopladora (SOPL) mediante WAProtector para los escenarios de alta hidrología, y en demanda máxima de baja - hidrología, el mismo modo se presenta en PowerFactory de DIgSILENT, donde se verifica una interacción local entre los generadores de Coca Codo Sinclair y Daule Peripa, con los generadores de Sopladora y Colombia. La frecuencia de oscilación para los generadores involucrados esta alrededor de (0.8-1.15) Hz en WAProtector y (0.853-0.891) Hz en PowerFactory de DIgSILENT, los amortiguamientos en WAProtector están alrededor del (3.4 - 5.9) %, a excepción de Daule Peripa y Sopladora que presentan valores inferiores para demanda máxima – alta hidrología, en PowerFactory de DIgSILENT el amortiguamiento esta entre (6.924 - 8.655) %.

Del análisis de resultados se puede afirmar que las frecuencias de los modos dominantes son similares para los dos software, y no presentan modos oscilatorios con amortiguamientos negativos, por lo que en general WAProtector muestra amortiguamientos entre el 3 % y el 5 % y en PowerFactory de DIgSILENT se presentan amortiguamientos con valores superiores. Existen otros modos locales que se presentan en ciertas demandas con características similares de comparación. Por ejemplo, en PowerFactory de DIgSILENT para escenarios de demanda máxima – baja hidrología, demanda máxima – alta hidrología, y demanda mínima – alta hidrología se muestra un modo local entre los generadores de Sopladora y Daule Peripa con Paute y Coca Codo Sinclair. Para escenarios de demanda máxima - baja hidrología, demanda media – baja hidrología, y demanda máxima – alta hidrología, se presenta un modo local entre la

generación de Agoyán y San Francisco. Estos modos locales también se reflejan en el análisis de WAProtector.

Los datos para el análisis realizado se extrajeron de las señales de potencia activa de los principales generadores de la red reducida del SNI, donde se varia t_f y el escenario. Las Figura 3.32, Figura 3.33, Figura 3.34, Figura 3.35, y Figura 3.36 muestran la visualización de WAProtector. En la parte superior se muestra la señal de potencia activa analizada, las barras verdes representan la magnitud del modo oscilatorio, el límite de alarma y límite de alerta de amortiguamiento son representados por las líneas de color rojo y amarillo respectivamente. El amortiguamiento y la frecuencia de cada modo oscilatorio es esquematizado con puntos verdes. Como se puede observar durante el análisis el operador debe tener presente que la identificación modal de WAProtector presenta frecuencias similares al de PowerFactory, pero un amortiguamiento adecuado en WAProtector se encuentra entre el 3% y el 5%.

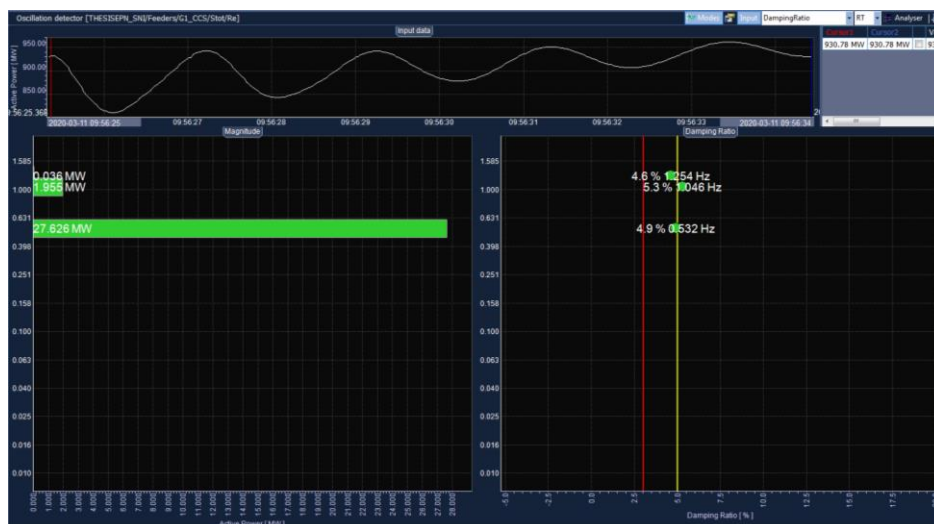


Figura 3.32. WAProtector Coca Codo Sinclair (Baja Hidrología - MED) - 9 [s]

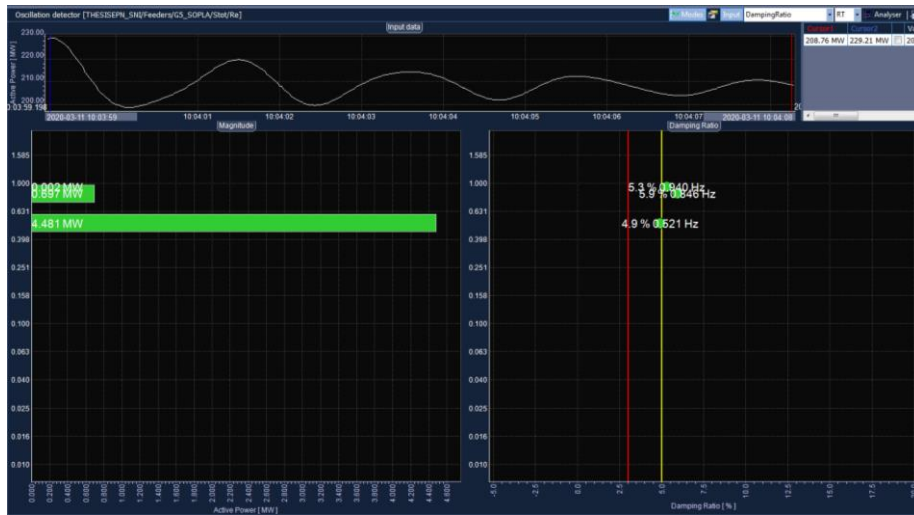


Figura 3.33. WAProtector Sopladora (Baja Hidrología - MIN) - 9 [s]

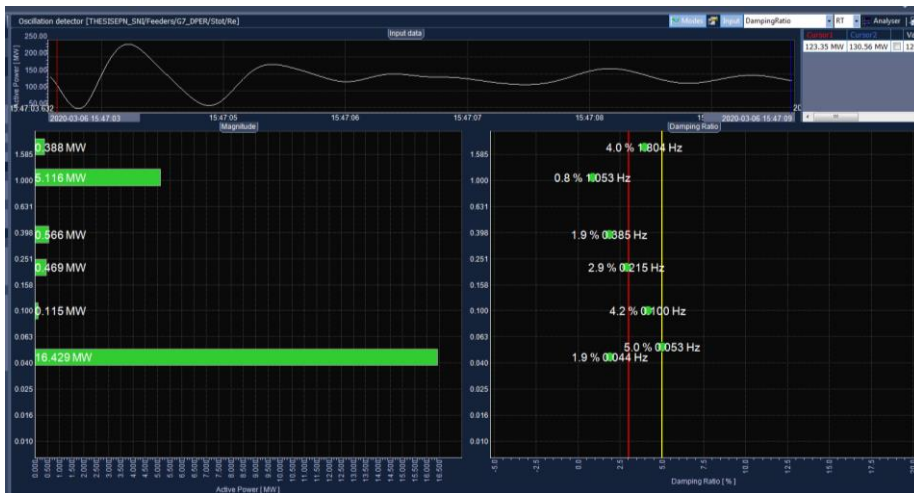


Figura 3.34. WAProtector Daule Peripa (Alta Hidrología - MAX) - 6 [s]



Figura 3.35. WAProtector Agoyán (Alta Hidrología - MIN) - 5 [s]



Figura 3.36. WAProtector Paute AB (Alta Hidrología - MED) - 5 [s]

El *Simulador Dinámico* permite capacitar al personal de los centros de control en la interpretación de resultados del aplicativo de estabilidad oscilatoria, para de esta manera responder ante diversas condiciones operativas del sistema, brindando la capacidad de adaptarse a nuevas tecnologías como el identificador modal de WAProtector.

Lineamientos para determinación de fuentes de oscilación:

Una vez determinados los modos oscilatorios presentes en la red reducida del SNI, es necesario determinar, en la medida de lo posible, cuáles son los generadores de mayor participación en un evento, para lo cual se recomienda:

- Identificar el tipo de oscilación (local, inter-área) usando el identificador modal con el análisis de ventanas descrito anteriormente, esto se lo realiza mediante el análisis de dominancia del modo oscilatorio, identificando si presenta problemas de amortiguamiento al estar por debajo de los límites establecidos del 3% y el 5%.
- En función del tipo de oscilación, identificar los generadores que podrían estar contribuyendo, sobre la base de los conceptos teóricos y la revisión del identificador modal de las señales de las PMUs virtuales de los generadores.
- Con las PMUs presentes en el *Simulador Dinámico*, y adaptándose a la realidad de las PMUs presentes en la red eléctrica ecuatoriana. Realizar una prelación en las que se seleccione las PMUs en donde las amplitudes del modo dominante de interés sean mayores.
- En el *Simulador Dinámico* es posible determinar los grupos de generadores inmersos en los fenómenos electromecánicos, sin embargo, en la red real, de forma

complementaria y dependiendo del tiempo disponible, se recomienda verificar las variaciones de potencia activa de las unidades de generación en el SCADA/EMS.

3.1.2.2. Interpretación de resultados de Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión, Estabilidad Estática de Ángulo

Para el adiestramiento de los operadores con el *Simulador Dinámico* en las aplicaciones de Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión y Estabilidad Estática de Ángulo de WAProtector, se propone ejecutar contingencias en los corredores monitoreados (Tabla 3.26). El análisis se lo realiza en un escenario de demanda media – alta hidrología, por tener un nivel más elevado de congestión.

Tabla 3.26. Perturbaciones – Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión y Estabilidad Estática de Ángulo

Corredor Monitoreado	Barras Monitoreadas Diferencia Angular	Descripción de la Perturbación
Circuito 1 Totoras - Santa Rosa 230 kV	Totoras 230 kV y Santa Rosa 230 kV	Operación Normal
		Apertura del Circuito 2 Totoras - Santa Rosa 230 kV (N-1)
		Apertura del Circuito 1 Totoras - Santa Rosa 230 kV (N-2)
Circuito 1 Molino - Pascuales 230 kV	Molino 230 kV y Pascuales 230 kV	Operación Normal
		Apertura del Circuito 2 Molino - Pascuales 230 kV (N-1)
		Apertura del Circuito 1 Molino - Pascuales 230 kV (N-2)

La determinación de las curvas P-V mediante el equivalente Thévenin le permite al operador calcular la proximidad entre el estado operativo actual de operación y el punto de colapso de voltaje, punto de bifurcación donde se tiene la mayor transferencia de potencia. Además, el monitoreo del corredor de transmisión en tiempo real brinda al operador la capacidad de visualizar la distancia entre el punto de operación y el límite de alerta parametrizado en WAProtector.

Caso Totoras – Santa Rosa:

En el *Simulador Dinámico* se monitorea el circuito 1 Totoras – Santa Rosa 230 kV en tiempo real a través del aplicativo Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión de WAProtector. El monitoreo en tiempo real brinda una alerta temprana (early-warning) al operador de las salas de control de CENACE y COT durante el entrenamiento.

La Figura 3.37 muestra la curva P-V correspondiente al circuito 1 Totoras – Santa Rosa 230 kV en Operación Normal. El punto rojo representa el estado de operación actual

(159.47 MW), la línea roja representa el límite de alerta parametrizado en WAProtector, y la línea blanca inferior representa el factor LF-P (Load Factor based on Power) que es la relación entre la potencia transferida y el límite máximo de transferencia. En Operación Normal no se observa una violación de límite de alarma (360.59 MW), y el margen de estabilidad es de alrededor de 348.41 MW. Estos valores corresponden al circuito 1 de la L/T Totoras – Santa Rosa 230 kV (elemento monitoreado por PMUs), sin embargo, es importante mencionar que al ser dos circuitos paralelos los valores se duplicarían (Tabla 3.27).

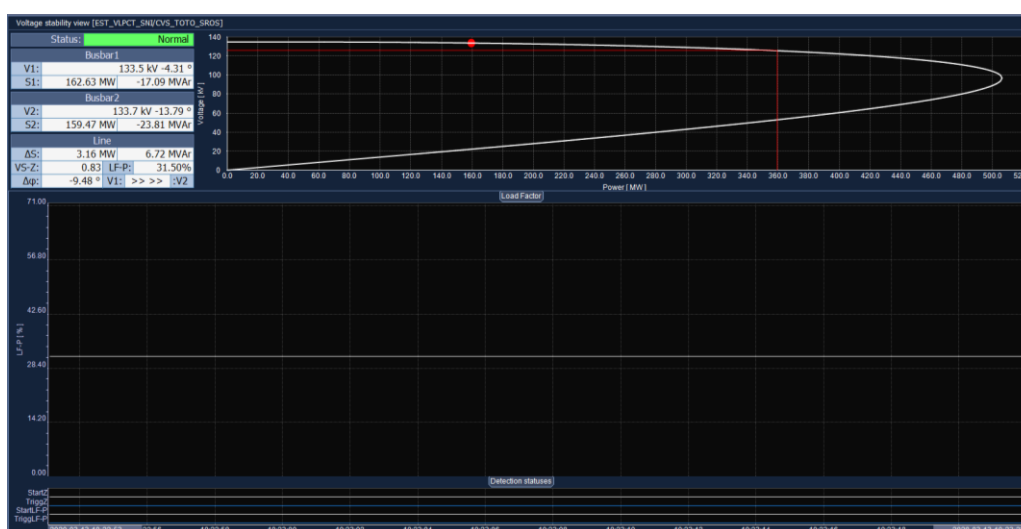


Figura 3.37. WAProtector Curva P-V Circuito 1 Totoras - Santa Rosa 230 kV (Operación Normal)

Monitorear la estabilidad de voltaje en tiempo real ante contingencias constituye uno de los objetivos de WAProtector, y es parte del entrenamiento de operadores en el *Simulador Dinámico*.

La Figura 3.38 muestra la curva P-V correspondiente al circuito 1 Totoras – Santa Rosa 230 kV ante la apertura del circuito 2 Totoras – Santa Rosa 230 kV. Un análisis adecuado debe tomar como referencia los valores de operación normal para el doble circuito (Tabla 3.27), con la premisa establecida, se observa que la apertura del circuito 2 Totoras – Santa Rosa 230 kV, produce un desplazamiento de la curva P-V en tiempo real, dando como resultado una disminución en la máxima potencia transferida de 1015.76 MW a 535.88 MW. El nuevo punto de operación muestra un incremento de carga de 159.47 MW a 248.45 MW, y una disminución simultánea de voltaje de 133.5 kV a 131.90 kV en la barra de carga. Esta es la condición de operación esperada en un sistema de potencia. El nuevo punto de operación no viola el límite de alarma establecido (380.47 MW) Figura 3.38.

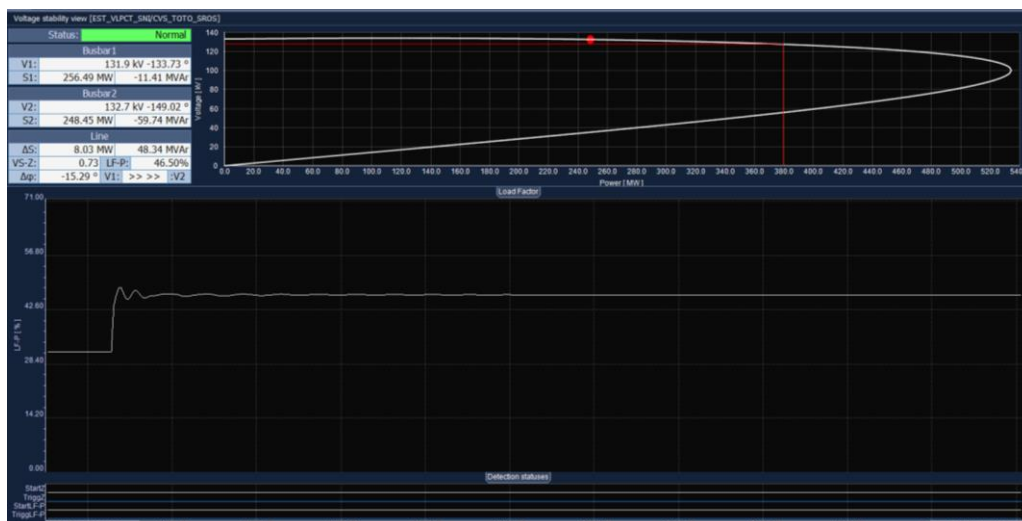


Figura 3.38. WAProtector Curva P-V Circuito 1 Totoras - Santa Rosa 230 kV - (N-1, Circuito 2 Totoras – Santa Rosa 230 kV)

La determinación del margen de cargabilidad, dada por la capacidad de transferencia disponible, y las curvas P-V, son las herramientas más utilizadas para analizar la estabilidad de voltaje en los sistemas de potencia y sirve al operador durante la interpretación de resultados. Una interpretación adecuada de los resultados le permitirá al operador llevar adecuadas acciones de control que mitiguen los posibles estados de estrés en el sistema. La Tabla 3.27 resume el análisis realizado al corredor Totoras – Santa Rosa 230 kV.

Tabla 3.27. Corredor Totoras – Santa Rosa 230 kV (doble circuito *)

Ítem	Op. Normal	Op. Normal (*)	N-1
Máxima Potencia Transferida [MW]	507.88	1015.76	535.88
Punto de Operación de Carga [MW]	159.47	318.94	248.45
Punto de Operación de Carga [kV]	133.5	133.5	131.90
Límite de Alerta [MW]	360.59	721.19	380.47
Margen de Estabilidad [MW]	348.41	696.82	287.43
LF-P [%]	31.40	31.40	46.36

WAProtector realiza el computo de la curva P-V y del LF-P en tiempo real cada vez que recibe una actualización de información de las PMUs virtuales del *Simulador Dinámico*, entonces el operador debe monitorear, que el valor de LF-P actual no supere el límite de alerta configurado en la aplicación de monitoreo.

La Figura 3.39 muestra las curvas P-V en PowerFactory de DigSILENT del corredor Totoras – Santa Rosa 230 kV. La metodología planteada para la parametrización del

aplicativo en el capítulo 2 es validada, puesto que los resultados de las curvas P-V para el corredor son los mismo para WAProtector y PowerFactory de DlgSILENT.

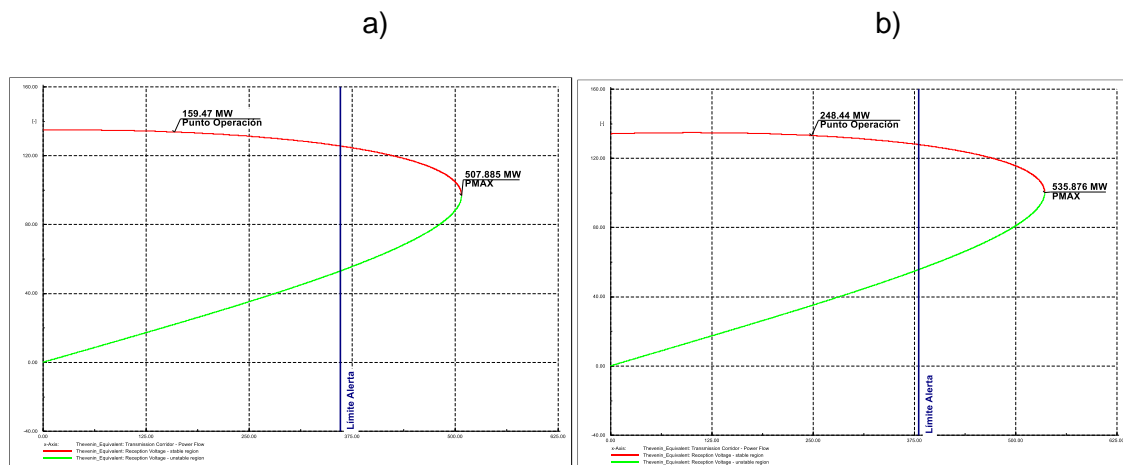


Figura 3.39. Curva P-V Circuito 1 Totoras - Santa Rosa 230 kV a) Operación Normal, b) N-1 Circuito 2 Totoras – Santa Rosa 230 kV, PowerFactory de DlgSILENT.

Con respecto a la Estabilidad Estática de Ángulo, el aplicativo permite al operador identificar la violación de límite de diferencia angular entre dos puntos de medición. La diferencia angular es de utilidad para tener una medida directa de posibles estados de congestión en la red, brindando una alerta temprana (early-warning) al operador del sistema. Las PMUs virtuales del *Simulador Dinámico* configuradas en las barras de Totoras y Santa Rosa, permite al operador tener una supervisión del estado de congestión del corredor Totoras – Santa Rosa 230 kV a través de la diferencia angular de voltajes de las barras monitoreadas en WAProtector.

La Figura 3.40 muestra la diferencia angular de voltaje entre las barras de Totoras 230 kV y Santa Rosa 230 kV, la línea roja representa el límite configurado en el aplicativo (Tabla 3.14), y la línea blanca la diferencia angular monitoreada. Se observan tres escalones de diferencia angular, los cuales representan tres estados operativos de la red (Tabla 3.26).

- El primer escalón representa la diferencia angular en Operación Normal. Al tener una transferencia elevada de potencia de alrededor 162.6 MW por circuito en el corredor Totoras – Santa Rosa 230 kV, se refleja una diferencia angular de 9.45°, valor cercano al límite configurado 11.29°.
- El segundo escalón representa la diferencia angular ante la apertura del Circuito 2 Totoras – Santa Rosa 230 kV (contingencia N-1). La transferencia de potencia se incrementa a 256.49 MW en el circuito 1 del corredor Totoras – Santa Rosa 230 kV, este incremento es reflejado en una mayor diferencia angular entre barras

(15.078°). En WAProtector se puede observar una violación del límite de seguridad (9.45°), brindando una señal de alerta al operador, la cual indica posibles estados de congestión en el SEP. En esta condición el operador debe realizar las acciones de control necesarias para llevar al corredor a un estado operativo menos congestionado

- El tercer escalón representa la diferencia angular ante la doble contingencia Totoras – Santa Rosa 230 kV. La contingencia N-2 representa la capacidad del *Simulador Dinámico* para realizar escenarios didácticos durante el entrenamiento. La apertura del corredor Totoras – Santa Rosa 230 kV causa la apertura del anillo de 230 kV de la red reducida del SNI, dando como resultado una diferencia angular relativamente grande de 37°.



Figura 3.40. WAProtector Diferencia Angular Totoras 230 kV – Santa Rosa 230 kV - (Operación Normal, N-1 Circuito 1 Totoras – Santa Rosa 230 kV, N-2 Circuito 2 Totoras – Santa Rosa 230 kV)

La Figura 3.40 es una forma de visualización didáctica del aplicativo WAProtector, sin embargo, el sistema WAMS de CENACE dispone de técnicas avanzadas de visualización como el Contorneo Dinámico, el cual puede ser configurado según la necesidad de entrenamiento.

Caso Molino – Pascuales:

Un análisis similar al del corredor Totoras – Santa Rosa se realiza al corredor Molino – Pascuales 230 kV mediante el *Simulador Dinámico* y el aplicativo de Estabilidad de Voltaje

de Corredores de Transmisión de WAProtector, para profundizar en la interpretación de resultados por parte del operador

La Figura 3.41 muestra la curva P-V correspondiente al circuito 1 Molino – Pascuales 230 kV en Operación Normal. El punto de operación (171.34 MW) es inferior al límite de alerta (200.26 MW), indicando al operador que el corredor se encuentra en un punto de operación adecuado con estatus *Normal*. El margen de estabilidad para el circuito 1 está alrededor de 127 MW. El estatus de operación normal indicado por el aplicativo WAProtector, es un régimen de operación que satisface los requerimientos de calidad de servicio sin poner en riesgo las instalaciones del sistema.

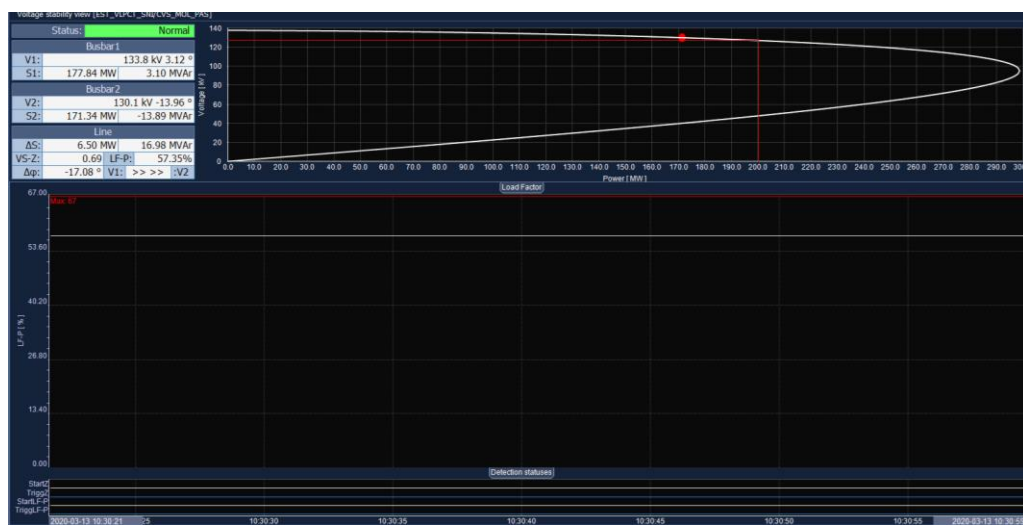


Figura 3.41. WAProtector Curva P-V Circuito 1 Molino – Pascuales 230 kV (Operación Normal)

La operación en emergencia con estatus *ALARMA* en WAProtector, es un régimen fuera de lo normal, el cual puede ser ocasionado por pérdidas de elementos de la red. La condición mencionada se refleja en la Figura 3.42.

La Figura 3.42 muestra la curva P-V correspondiente al circuito 1 Molino – Pascuales 230 kV ante la apertura del circuito 2 Molino – Pascuales 230 kV. El análisis comparativo debe tomar como referencia los valores de operación normal para el doble circuito (Tabla 3.28). La apertura del circuito 2 Molino – Pascuales 230 kV, produce un desplazamiento de la curva P-V en tiempo real, reduciendo la máxima potencia transferida de 597.78 MW a 311.56 MW. El nuevo punto de operación registra un incremento de carga de 171.34 MW a 211.74 MW, y la disminución de voltaje de 130.1 kV a 128 kV en la barra de carga.

Bajo esta condición, la perturbación provoca la violación del límite de alerta establecido (208.75 MW), el cual se refleja en un LF-P de 67.9 %, superior al LF-P configurado en 67% (Tabla 3.15). El estatus de WAProtector pasó de Normal a Alarma, en esta condición el operador debe realizar las acciones de control necesarias para llevar al corredor a un estado operativo menos congestionado, que conlleve a un menor LF-P. La Tabla 3.28 resume el análisis realizado al corredor Molino – Pascuales 230 kV.

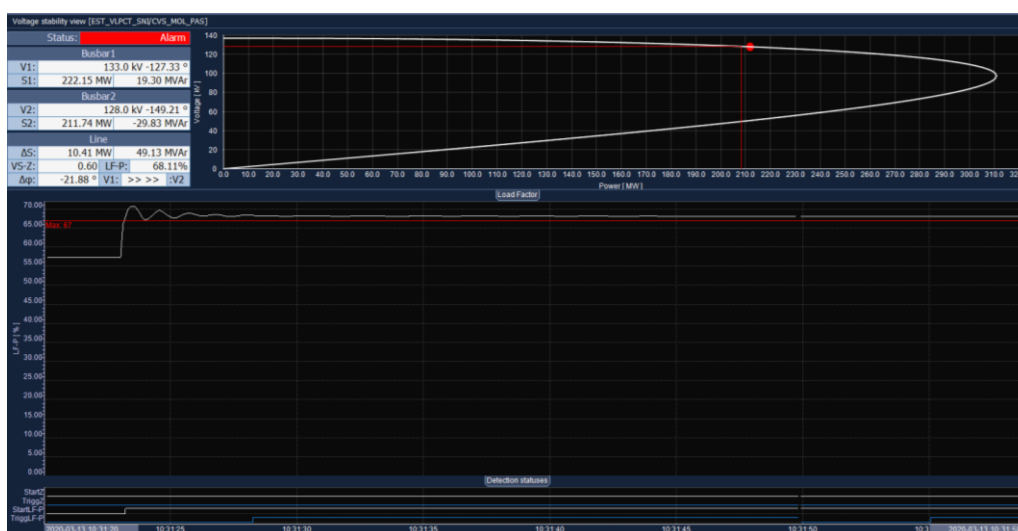


Figura 3.42. WAProtector Curva P-V Circuito 1 Molino – Pascuales 230 kV - (N-1, Circuito 2 Molino – Pascuales 230 kV)

Tabla 3.28. Corredor Molino –Pascuales 230 kV (doble circuito *)

Ítem	Op. Normal	Op. Normal (*)	N-1
Máxima Potencia Transferida [MW]	298.89	597.78	311.56
Punto de Operación de Carga [MW]	171.34	342.68	211.74
Punto de Operación de Carga [kV]	130.10	130.10	128.00
Límite de Alerta [MW]	200.26	400.51	208.75
Margen de Estabilidad [MW]	127.55	255.10	99.82
LF-P [%]	57.33	57.33	67.96

De manera similar se realiza un análisis respecto a la *Estabilidad Estática de Ángulo* con las PMUs virtuales ubicadas en las barras de Molino y Pascuales. La Figura 3.43 muestra la diferencia angular de voltaje entre las barras de Molino 230 kV y Pascuales 230 kV. Se crean situaciones de estrés en la red con el propósito de entregar al operador una referencia operativa que brinde alerta temprana del riesgo de congestión, bajo la premisa de mantener la seguridad estática del sistema.

Se identifican tres escalones de diferencia angular que representan tres escenarios operativos.

- El primer escalón representa la diferencia angular en Operación Normal. Con una transferencia de potencia 177.84 MW por circuito, se registra una diferencia angular de 17°, valor cercano al límite configurado 21.58°.
- El segundo escalón representa la diferencia angular ante la apertura del Circuito 2 Molino – Pascuales 230 kV (contingencia N-1). La transferencia de potencia se incrementa a 222.15 MW, con una diferencia angular de 21.7° entre barras. En WAProtector se puede observar una violación del límite de seguridad (21.58°), dando una señal de alerta al operador, la cual indica posibles estados de congestión en el SEP.
- El tercer escalón representa la diferencia angular ante la doble contingencia Molino – Pascuales 230 kV. A diferencia del corredor de Totoras – Santa Rosa 230 kV, la apertura del doble circuito Molino – Pascuales 230 kV, no provoca la apertura del anillo de 230 kV debido a la topología de la zona. La diferencia angular entre barras es de 30°.



Figura 3.43. WAProtector Diferencia Angular Molino 230 kV – Pascuales 230 kV - (Operación Normal, N-1 Circuito 1 Molino – Pascuales 230 kV, N-2 Circuito 2 Molino – Pascuales 230 kV)

La Figura 3.44 muestra las curvas P-V en PowerFactory de DIgSILENT del corredor Molino – Pascuales 230 kV. Los resultados de las curvas P-V para el corredor son los mismos en WAProtector y en PowerFactory de DIgSILENT.

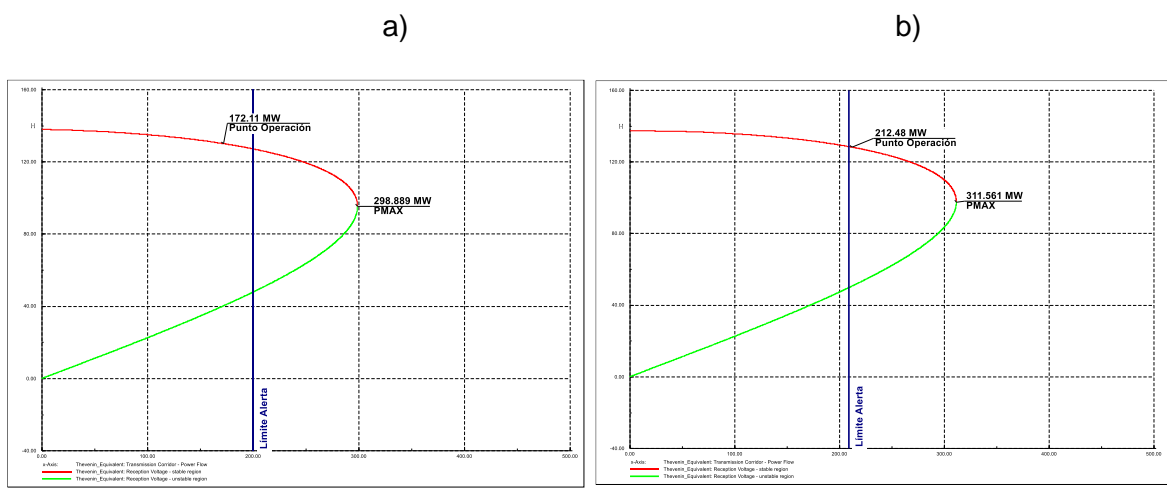


Figura 3.44. Curva P-V Circuito 1 Molino - Pascuales 230 kV a) Operación Normal b) N-1 Circuito 2 Molino – Pascuales 230 kV), PowerFactory de DigSILENT.

3.1.2.3. Interpretación de resultados de Estabilidad de Frecuencia

Para el adiestramiento de los operadores en el *Simulador Dinámico* en la aplicación de Estabilidad de Frecuencia (Largo Plazo) en WAProtector, se proponen contingencias (Tabla 3.29) y se monitorea la frecuencia en las principales barras de generación de la red reducida del SNI.

Tabla 3.29. Perturbaciones – Estabilidad de Frecuencia

Escenario	Descripción de la Perturbación
Baja Hidrología Demanda MED	Desconexión de 260 MW de Generación de Paute C.
Alta Hidrología Demanda MAX	Desconexión de 180 MW de Carga en S/E Pascuales.

Monitorear la Estabilidad de Frecuencia en tiempo real es otro de los objetivos de los sistemas WAMS, y es parte del entrenamiento para los operadores de las salas de control. El *Simulador Dinámico* permite realizar perturbaciones en la red reducida del SNI, a fin de introducir grandes desbalances entre la generación y la carga. La respuesta de la red en tiempo real es monitoreada por el operador a través de WAProtector, brindando una alerta de posibles estados de operación, donde el sistema no tenga la habilidad de mantener la frecuencia dentro de los límites de referencia configurados (Tabla 2.4).

La Figura 3.45 muestra la frecuencia medida por las PMUs virtuales ubicadas en las barras de generación de la red reducida del SNI. La señal de frecuencia es la respuesta del sistema ante la salida intempestiva de la generación de la fase C de la central Paute. Las líneas horizontales representan los límites de alerta y alarma para el monitoreo de la

estabilidad de frecuencia. De la simulación en tiempo real se puede mencionar que la salida de la generación de la fase C de Paute, provoca la violación de límites por baja frecuencia, este violación puede ser monitoreada por el operador mediante el coloreo dinámico emitido por WAProtector. La señal de frecuencia registrada en WAProtector tiene un valor mínimo de 59.60 Hz, y un valor de estabilización de 59.83 Hz posterior a la regulación primaria de frecuencia realizada por los generadores RPF. La Figura 3.46 muestra el evento de simulación en PowerFactory de DlgSILENT, donde se registra una frecuencia mínima de 59.536 Hz, y un valor de estabilización de 59.82 Hz.

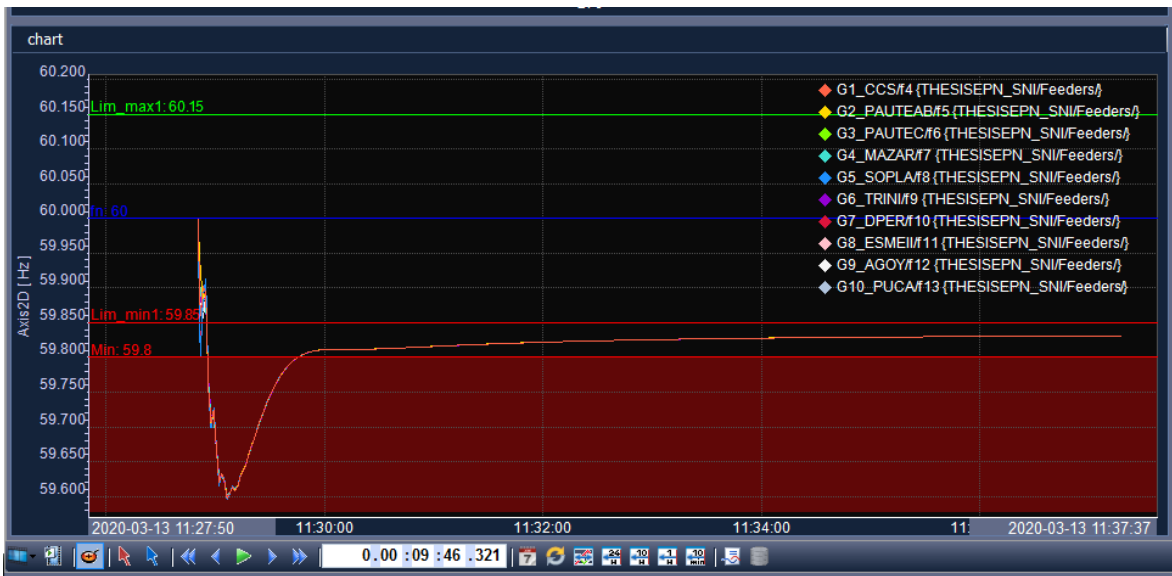


Figura 3.45. WAProtector Frecuencia [Hz] Generadores SNI – Desconexión Paute C

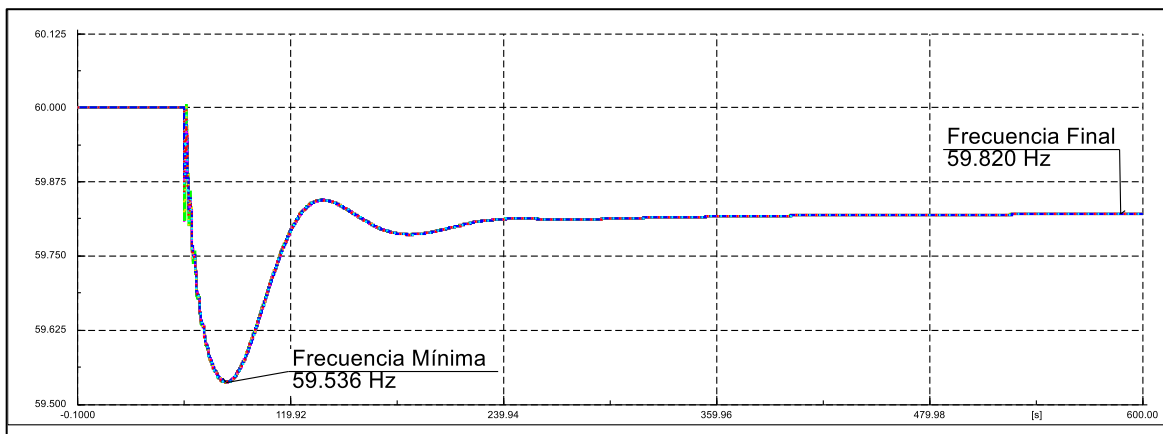


Figura 3.46. PowerFactory de DlgSILENT Frecuencia [Hz] Generadores SNI – Desconexión Paute C

La Figura 3.47 muestra la frecuencia registrada en WAProtector ante la salida de carga en la S/E Pascuales, en el evento el operador puede identificar que la salida del bloque de

carga provoca la violación de límites por sobre frecuencia. La señal de frecuencia registrada por WAProtector tiene un valor máximo de 60.27 Hz, y un valor de estabilización de 60.11 Hz. Valores similares se presentan en la simulación de PowerFactory de DlgSILENT (Figura 3.48), donde las señales de frecuencia alcanzan un valor máximo de 60.265 Hz, y un valor de estabilización de 60.089 Hz.



Figura 3.47. WAProtector Frecuencia [Hz] Generadores SNI - Desconexión Carga Pascuales

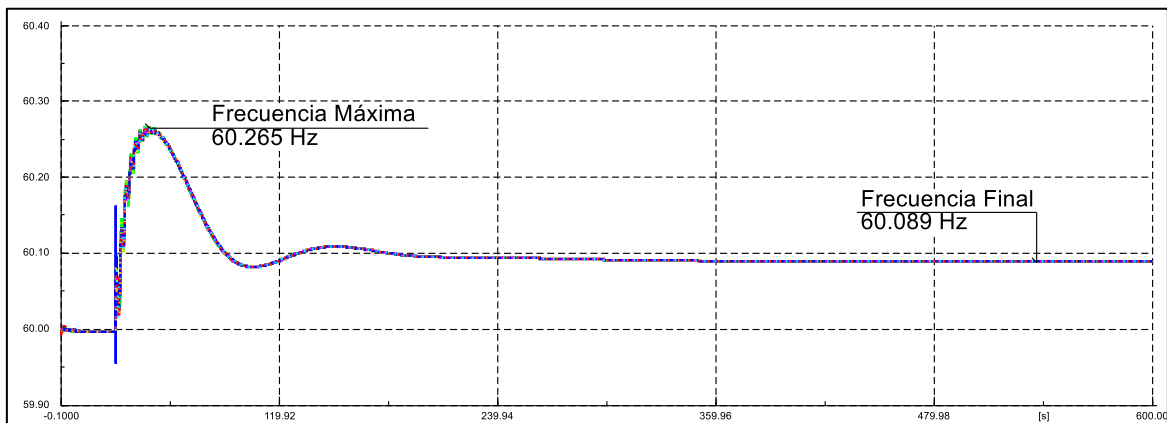


Figura 3.48. PowerFactory de DlgSILENT Frecuencia [Hz] Generadores SNI - Desconexión Carga Pascuales

El *Simulador Dinámico* le permite al operador realizar diferentes eventos de simulación, y la respuesta de la red concede una caracterización del comportamiento de la red mediante el monitoreo de la señal de frecuencia en WAProtector.

Comentario:

A medida que los sistemas de potencia se han vuelto más complejos, el trabajo del operador se ha vuelto más desafiante, planteando la necesidad de un entrenamiento más realista. Los simuladores para entrenamiento que marcan una tendencia son los utilizados para instruir pilotos de aviones, debido a que pueden acelerar la experiencia de cómo responder en corto tiempo durante emergencias, perfeccionando las habilidades que no se obtienen en la operación normal. Los simuladores de entrenamiento de operadores se han enfocado en obtener un ambiente de simulación avanzado como el de los pilotos de aviación, bajo el concepto de que el operador no pueda distinguir entre operar el sistema de entrenamiento y operar el sistema de potencia real, para lo cual el diseño de un ambiente de entrenamiento, basado en los mismos sistemas operacionales que se usan en la operación en tiempo real, es indispensable. Los ambientes de simulación utilizados durante mucho tiempo para entrenar a los pilotos, adaptados al concepto de operación de los sistemas eléctricos de potencia, prometen cambiar drásticamente la forma en la que se capacita a los operadores de los centro de control, modelando de manera más realista el ambiente de entrenamiento [34].

Basados en el concepto de mejorar el realismo, se han desarrollado herramientas que cada vez se asemejen más a las salas de control. En [19] se plantea un Hybrid WMAS-EMS para entrenar operadores desarrollando despliegues para mejorar el ambiente de entrenamiento y la respuesta en tiempo real. En [5] se propone la metodología para una herramienta de entrenamiento usando ePHASORsim y RTDMS se reciben los datos mediante PMUs y la conexión con el RTDMS permite emular un ambiente similar a la sala de entrenamiento con aplicaciones como diferencia angular, frecuencia, visualización y alarmas. Herramientas del tipo OTS/EMS se enmarcan en la tendencias que permitan agregar extras a la realidad para mejorar el desempeño de las herramientas de entrenamiento [34], [35], [36].

El desarrollo tradicional se ha enfocado en herramientas del tipo OTS las cuales modelan el sistema de forma estática con soluciones basadas en flujos de potencia; sin embargo, con la incorporación de los sistema de monitoreo dinámico WAMS a las salas de control, se ha visto la necesidad de desarrollar herramientas que consideren el comportamiento dinámico. Basado en esta premisa, en el caso del sistema eléctrico ecuatoriano, para estructurar un ambiente de entrenamiento apropiado es necesario implementar una herramienta de simulación basada en el sistema WAMS de CENACE.

Por este motivo, el presente trabajo consideró como parte del Simulador Dinámico al aplicativo WAMS de ELPROS, el cual tiene dos ambientes: i) el PDC con las configuraciones de aplicativos (UniFusion Studio); y, ii) la interfaz que le permite al operador interpretar los resultados para la toma de decisiones en el Simulador Dinámico (WAProtector). En este contexto, el simulador dinámico no solo que permite brindar un ambiente de entrenamiento a los operadores, sino que además permite validar las parametrizaciones del aplicativo en un ambiente controlado, antes de ponerlas en producción, por lo que es también capaz de ofrecer una importante ayuda a los administradores técnico y funcional del sistema WAMS.

La interpretación de resultados del Simulador Dinámico se la realiza de forma visual con la interfaz de WAProtector, que el operador utiliza durante su jornada en la sala de control; esto, con el objetivo de mantener el realismo durante el entrenamiento y que el operador no pueda distinguir entre operar el Simulador Dinámico y operar el sistema de potencia real. Además, permite definir criterios prácticos de interpretación de los resultados propios de WAProtector. En este sentido, el desarrollo de la herramienta necesariamente depende de los algoritmos de WAProtector, por lo que la utilización de un software fuera de línea (como alternativa) podría restar realismo al ambiente de entrenamiento, esto además considerando que no se podría cuantificar los tiempos de respuesta del operador ante fenómenos que sea capaz de controlar manualmente.

La estructuración del *Simulador Dinámico* en tiempo real para el entrenamiento de operadores, a partir de la modelación estática y dinámica de los componentes de la red, y el uso de tecnologías innovadoras como el simulador en tiempo real ePHASORSim y el sistema WAMS (WAProtector) de CENACE, permite monitorear transitorios electromecánicos, incluidas oscilaciones electromecánicas como las detalladas en el presente capítulo. Adicionalmente, el análisis de los resultados en tiempo real mejora el desempeño del personal de operación de CENACE y COT ante posibles eventos en cascada, permitiendo caracterizar la respuesta del sistema ante posibles contingencias.

Una vez estructurada la herramienta (Simulador Dinámico), la cual cumple el alcance propuesto. Como parte final y para un trabajo futuro se detallan pasos generales de simulación a ser tomados en cuenta durante el entrenamiento que se brinde a los operadores de las salas de control [12].

- Registro de escenarios: comprende las condiciones de operación iniciales, demanda total, generación total, estados de elementos de la red, y la secuencia de eventos.

- Selección y modificación de escenarios: el instructor escoge una condición operativa y la secuencia de eventos.
- Simulación estática: permite encontrar la condición inicial del sistema previo a la simulación dinámica. La simulación estática considera voltajes en barras, flujos de potencia por elementos, despacho de generación, y valores de demanda en las barras del sistema.
- Simulación dinámica: se considera la fase en la que se realiza la simulación en tiempo real, el operador mientras se encuentra supervisando la red eléctrica realiza acciones de control, los resultados se reflejan en tiempo real en WAProtector
- Evaluación: se evalúa el entrenamiento realizado, registro de cambio de estado de los interruptores, registros de salidas de bloques de generación, salidas de bloques de carga, y elementos de la red.
- Pausa y Playback: Pausa se utiliza cuando se desea cambiar las condiciones de simulación, o cuando se requiere comprender claramente las circunstancias en cierto momento de la simulación. Playback se usa después de que la simulación dinámica ha terminado, para reproducir lo simulado durante el proceso de entrenamiento.

4. CONCLUSIONES

4.1. Conclusiones

En la presente tesis se ha propuesto una metodología novedosa para la implementación de una plataforma de simulación digital en tiempo real (Simulador Dinámico) para el entrenamiento de los operadores de las salas de control de CENACE y COT ante fenómenos dinámicos. La metodología emplea herramientas innovadoras como el simulador digital en tiempo real ePHASORsim de Opal RT y el sistema de monitoreo WAProtector (WAMS) adquirido por CENACE.

El Simulador Dinámico fue implementado en el simulador digital de tiempo en tiempo real ePHASORsim, donde se modeló una red reducida del sistema eléctrico ecuatoriano y el sistema de prueba de dos áreas de Kundur. Para el modelamiento se consideró el desarrollo de los componentes dinámicos de la red (generador y controladores) en OpenModelica y de los componentes estáticos en PowerFactory de DIgSILENT. Es necesario aclarar que la modelación de la red simplificada ha sido realizada en base al conocimiento actual de la red, las bases de datos disponibles en PowerFactory por CENACE y CELEC EP, resultados de las validaciones realizadas durante los trabajos de sintonización de PSS y criterios conceptuales y académicos. En este sentido, este modelo no ha sido sometido a pruebas y validaciones específicas, trabajo que escapa del alcance de esta tesis y deberá realizarse posteriormente.

El intercambio de datos entre los diferentes software permitió la adaptación de los componentes estáticos y dinámicos de la red de prueba de dos áreas de Kundur y de la red reducida del SNI en el simulador digital en tiempo real. Para este propósito, se propuso el uso del formato ASCII DGS para obtener los datos de la modelación estática de PowerFactory de DIgSILENT y el uso de FMUs (Functional Mockup Unit) para los datos de la modelación dinámica en OpenModelica.

La conexión entre el simulador dinámico en tiempo real ePHASORsim de Opal RT con el sistema WAProtector (WAMS) se la realizó mediante la programación de PMUs virtuales y protocolos de comunicación, esto permitió obtener en conjunto un ambiente de entrenamiento avanzado denominado *Simulador Dinámico*. Las PMUs virtuales fueron programadas mediante un bloque de comunicación C37.118 en el ambiente Simulink de ePHASORsim, y la comunicación fue establecida en una relación cliente (WAProtector/PDC) – servidor (ePHASORsim/PMUs).

La conexión on-line entre el simulador digital en tiempo real ePHASORSim con el sistema WAProtector, en conjunto con el uso de las metodologías propuestas para la parametrización de los aplicativos WAMS, permiten emular respuestas dinámicas de la red que son monitoreadas por el operador a través de los aplicativos de Estabilidad Estática de Ángulo, Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión, Estabilidad Oscilatoria, y Estabilidad de Frecuencia de WAProtector.

La comparación de resultados estáticos entre el *Simulador Dinámico* y PowerFactory de DIgSILENT para la red reducida del SNI, muestran diferencias relativas inferiores al 0.0348% en los voltajes de barra, 0.0078 % en el total de potencia activa de generación, y 0.45 % en el total de potencia reactiva de generación.

La comparación de resultados dinámicos entre el *Simulador Dinámico* y PowerFactory de DIgSILENT de las señales de voltaje, potencia activa de generación, potencia reactiva de generación y velocidad de los generadores muestran rangos de diferencias PEMA, los cuales fueron obtenidos de los casos de estudio realizados en la red reducida del SNI. Las diferencias PEMA presentadas se deben a los métodos de integración, simplificaciones, y opciones de Solver utilizados en cada software propietario, ya que la modelación estática y dinámica de la red es similar tanto para el Simulador Dinámico como para PowerFactory de DIgSILENT.

Señal	Rango Diferencias PEMA [%]
Voltaje	0.05 - 0.47
Potencia Activa	0.38 - 8.15
Potencia Reactiva	1.18 - 27.06
Velocidad	0.01 - 0.13

La definición del protocolo de entrenamiento para los operadores de los centros de control de CENACE y COT, se basó en la elaboración de casos de estudio en la red reducida del SNI, los cuales aportaron a la interpretación de resultados de WAProtector y al uso de la herramienta en tiempo real. WAProtector a través de sus aplicativos de monitoreo (Estabilidad Estática de Ángulo, Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión, Estabilidad Oscilatoria, Estabilidad de Frecuencia) permitió caracterizar el comportamiento de la red reducida del SNI ante perturbaciones, identificando de esta manera oscilaciones electromecánicas en el sistema.

La evaluación de estabilidad oscilatoria basada en señales de potencia activa de WAProtector permitió determinar modos oscilatorios dominantes en la red reducida del SNI en los diferentes escenarios. Por ejemplo, un modo inter-área entre los generadores de

Coca Codo Sinclair y Sopladora con el sistema colombiano se presenta en todas las demandas, a excepción de demanda mínima en alta hidrología. Un modo local es identificado en el generador de Agoyán para todos los escenarios analizados a excepción del escenario de demanda media – alta hidrología. Los resultados también indican un modo local entre los generadores de Coca Codo Sinclair y Daule Peripa, con los generadores de Sopladora y Colombia para los escenarios de alta hidrología, y en demanda máxima de baja – hidrología. Existen otros modos locales que se presentaron en ciertas demandas, sin embargo, del análisis de resultados entre WAProtector y PowerFactory de DIGSILENT se puede afirmar que las frecuencias de los modos dominantes son similares y no presentan modos oscilatorios con amortiguamientos negativos.

Respecto de la estabilidad oscilatoria, una contribución importante del presente trabajo ha sido la validación del algoritmo de identificación modal de WAProtector, pudiéndose demostrar su proceso de optimización por ventanas tiende a una media estadística que dependerá no solo del valor de amortiguamiento instantáneo sino de una tendencia en el tiempo. En este sentido, cuando el amortiguamiento del modo es superior al 5%, WAProtector identifica una tendencia cuya media se encontrará en alrededor del 5%.

El Simulador Dinámico ofrece una concientización al operador de las respuestas dinámicas que ocurren en el Sistema Nacional Interconectado (conciencia situacional) mediante el monitoreo en el sistema WAMS (WAProtector). La emulación de lo que se podría observar en tiempo real genera conocimiento para el uso de las herramientas, esto se debe a que el operador tiene la capacidad de manejar un ambiente controlado, donde identifica la perturbación a ingresar en el simulador, y la respuesta de la red a través de las diferentes aplicaciones de WAProtector.

4.2. Trabajos Futuros

De los análisis realizados en la presente tesis se recomiendan los siguientes trabajos futuros:

- Parametrización y validación de controladores de los generadores AVR, PSS, GOV, la cual podría incluir modificación de funciones de transferencia de los modelos dinámicos de OpenModelica.
- Identificación de un Equivalente Dinámico para el Sistema Colombiano, usando conceptos de identificación de parámetros, señales de tiempo real y los resultados del mismo sistema de entrenamiento dinámico, lo que permitiría determinar el

equivalente que mejor permita aproximar los resultados del simulador dinámico a eventos registrados en tiempo real.

- Desarrollo de despliegues específicos en el sistema WAMS, que permita el uso de técnicas avanzadas de visualización como el coloreo dinámico.
- Esquematizar pruebas de entrenamiento sobre el operador, que permitan evidenciar de manera cualitativa y cuantitativa la mejora de los conocimientos adquiridos por el operador a través del uso del Simulador Dinámico.
- Implementar aplicaciones innovadoras en tiempo real que permitan desarrollar sistemas de control de lazo cerrado, a través de protocolos de comunicación entre la tecnología WAMS y el simulador digital de tiempo en tiempo real ePHASORsim.

5. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] F. Li *et al.*, “Smart transmission grid: Vision and framework,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 168–177, 2010.
- [2] U. G. Knight, *Power Systems in Emergencies From Contingency Planning to Crisis Management*. London: Wiley, 2001.
- [3] I. Hidajat, “A prototype of a full-scale SCADA system installation using an operator training simulator module as power grid,” KTH Royal Institute of Technology, 2016.
- [4] V. Jalili-Marandi, F. J. Ayres, E. Ghahremani, J. Bélanger, and V. Lapointe, “A Real-time Dynamic Simulation Tool for Transmission and Distribution Power Systems,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013.
- [5] F. Carrera and V. Jalili-Marandi, “Power System Monitoring and Operator Training : ePHASORSim and RTDMS,” in *Real Time 2014 Conference*, 2014, pp. 1–23.
- [6] V. Jalili-Marandi, “ePHASORSim : Real-time transient stability simulation tool,” in *RT15 Regional user group event*, 2015.
- [7] P. Romano, M. Pignati, and M. Paolone, “Integration of an IEEE Std . C37 . 118 Compliant PMU into a Real-Time Simulator,” in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*, 2015.
- [8] C. Dufour, “Advancements in the Real-Time Simulation of Large Active Distribution Systems for PMU testing,” in *OPAL RT, USA*, 2015.
- [9] M. Slámka, “Real Time Dispatch Training Simulator based on TRIS / DMES ELEKTROSYSTEM,” *IFAC*, vol. 49, no. 27, pp. 201–206, 2016.
- [10] T. Kataoka, M. Shitsukawa, and A. Tajimi, “Improvement in coordinated restoration operation skills covering more than one area (Developing a power system operation training simulator that precisely reproduces electrical phenomena),” *CIGRE 2012*, 2012.
- [11] R. Gaál and A. Kovács, “Training simulation models and architectures in power system operation and control,” no. September, pp. 1–6, 2015.
- [12] S. Ryuzawa, N. Fukushima, and K. Mochizuki, “A Dynamic Simulator for Dispatcher Training,” *Comput. Ind.*, vol. 5, pp. 133–141, 1984.
- [13] J. C. Cepeda and J. L. Rueda-torres, “Introduction : The Role of Wide Area Monitoring Systems in Dynamic Vulnerability Assessment,” pp. 1–19, 2018.
- [14] J. Cepeda, “Evaluación de la Vulnerabilidad del Sistema Eléctrico de Potencia en tiempo real usando Tecnología de Medición Sincrofasorial,” Universidad Nacional de San Juan, 2013.
- [15] J. Cepeda, “Smart Grid Modeling,” *IEEE PES*, 2018.
- [16] V. Jalili-Marandi, E. Robert, V. Lapointe, and J. Bélanger, “A Real-time Transient Stability Simulation Tool for Large-scale Power Systems,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–7.
- [17] V. Jalili-Marandi, J. Belanger, and F. J. Ayres, “Model-In-The-Loop Real-Time Simulation in

- Phasor Domain,” pp. 2280–2284, 2014.
- [18] V. Madani, M. Parashar, A. Jampala, and J. Giri, “Frontiers of Synchrophasor Solutions Deployment,” *Int. Conf. Power Syst.*, pp. 514–520, 2017.
- [19] R. S. Krish, “Hybrid WAMS & EMS Operator Training Simulator,” in *General Electric*, 2017.
- [20] P. Kundur *et al.*, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [21] L. Wang, X. Lin, F. Howell, K. Morison, and B. Columbia, *Dynamic Security Assessment*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2016.
- [22] W. Stagg and A. El-Abiad, *Computer Methods in Power System Analysis*, vol. 10, no. 3. 1968.
- [23] C. Martinez, M. Parashar, and J. Dyer, “Phasor Data Requirements for Real Time Wide-Area Monitoring, Control and Protection Applications,” *EIPP Real Time Task Team*, 2005.
- [24] C. Dufour, “Advancements in the Real-Time Simulation of Large Active Distribution Systems for PMU testing,” 2015.
- [25] P. Verdugo, A. Torre, J. Cepeda, and K. Paucar, “Testbed for PSS Tuning Using Synchrophasor Measurements and a Real-Time Digital Simulator,” *2017 IEEE PES*, 2017.
- [26] J. C. Cepeda and P. X. Verdugo, “Determinación de los Límites de Estabilidad Estática de Ángulo del Sistema Nacional Interconectado,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 10, no. 1, Jan. 2014.
- [27] J. Cepeda, P. Verdugo, and G. Argüello, “Monitoreo de la Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión en Tiempo Real a partir de Mediciones Sincofasoriales,” *Revista Politecnica*, 2014.
- [28] J. C. Cepeda and A. B. D. La Torre, “Monitoreo de las oscilaciones de baja frecuencia del Sistema Nacional Interconectado a partir de los registros en tiempo real,” *Rev. Técnica “Energía,”* vol. 10, no. 1, Jan. 2014.
- [29] P. Kundur, *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994.
- [30] D. Aguas and J. Tamayo, “ESQUEMA DE ALIVIO DE CARGA ÓPTIMO POR BAJO VOLTAJE PARA EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO MEDIANTE POWER FACTORY DE DIGSILENT Y PROGRAMACIÓN EN MATLAB,” ESCUELA POLITECNICA NACIONAL, 2014.
- [31] N. Guamushig, “Modelación y Simulación de Sistemas Eléctricos de Potencia con el software OpenModelica,” Escuela Politécnica Nacional, 2018.
- [32] J. Weber, “Description of Machine Models GENROU, GENSAL, GENTPF and GENTPJ,” 2015.
- [33] L. Haro and R. Aguirre, “ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE PEQUEÑA SEÑAL NOVIEMBRE 2019 - ABRIL 2020,” 2020.
- [34] EPRI, “Simulating the control center,” *EPRI J.*, vol. 53, no. 9, pp. 26–28, 1990.
- [35] T. Y. Hsiao, J. Fan, M. C. Chang, and H. W. Lan, “Dual-Master Synchronous Operation Scheme in Taiwan Power System,” in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013, pp. 0–4.

- [36] A. Suvorov, A. Gusev, N. Ruban, M. Andreev, and A. Askarov, "The Hybrid Real-Time Dispatcher Training Simulator : Basic Approach , Software-Hardware Structure and Case Study," *Int. J. Emerg. Electr. Power Syst.*, pp. 1–15, 2018.

6. ANEXOS

ANEXO A PARÁMETROS DE LA RED DE DOS ÁREAS KUNDUR

Parámetros barras:

BARRA	TIPO	VOLTAJE	ÁNGULO	Qc	Vmax	Vmin	PL	QL
	BARRA	[p.u.]	[°]	[MVar]	[p.u.]	[p.u.]	[MW]	[MVar]
1	PV	1.03	0	0	1,1	0,9	0	0
2	PV	1.01	0	0	1,1	0,9	0	0
3	SL	1.03	0	0	1,1	0,9	0	0
4	PV	1.01	0	0	1,1	0,9	0	0
5	PQ	1	0	0	1,1	0,9	0	0
6	PQ	1	0	0	1,1	0,9	0	0
7	PQ	1	0	200	1,1	0,9	967	100
8	PQ	1	0	0	1,1	0,9	0	0
9	PQ	1	0	350	1,1	0,9	1767	100
10	PQ	1	0	0	1,1	0,9	0	0
11	PQ	1	0	0	1,1	0,9	0	0

Parámetros generadores:

BARRA	Pg	Qg	Vg	Qmax	Qmin	Pmax	Pmin
i	[MW]	[MVar]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]	[p.u.]
1	700	185	1.03	1	-1	1	-1
2	700	235	1.01	1	-1	1	-1
3	719	176	1.03	1	-1	1	-1
4	700	202	1.01	1	-1	1	-1

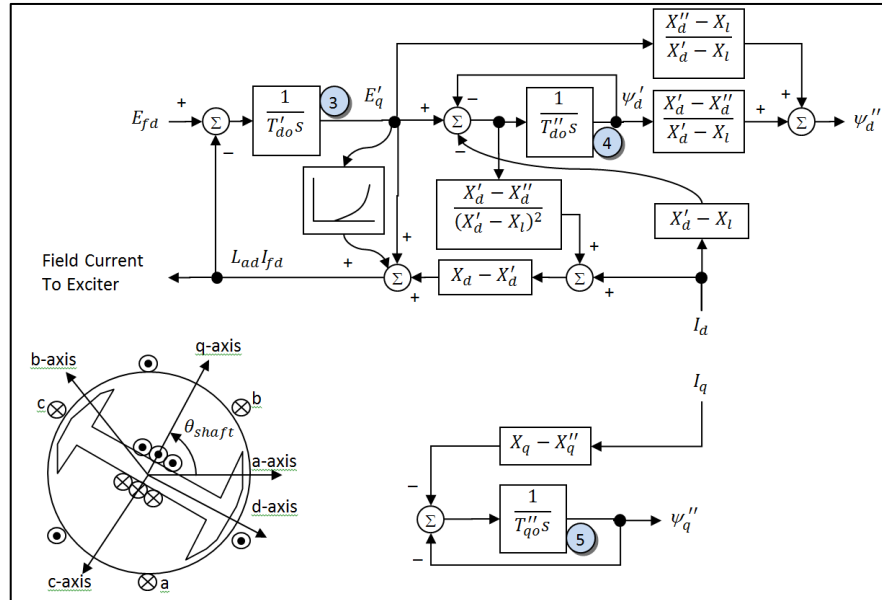
Parámetros líneas:

BARRA	BARRA	R	X	B	Distancia
i	j	[pu/km]	[pu/km]	[pu/km]	[km]
5	6	0.0001	0.001	0.00175	25
6	7	0.0001	0.001	0.00175	10
7	8	0.0001	0.001	0.00175	110
8	9	0.0001	0.001	0.00175	110
9	10	0.0001	0.001	0.00175	10
10	11	0.0001	0.001	0.00175	25

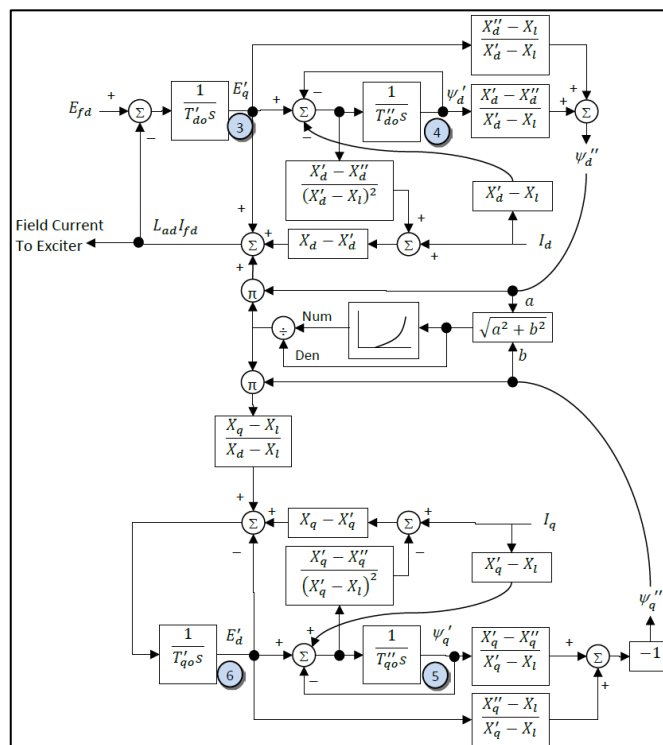
Los generadores son de 900 MVA y 20 kV. Las líneas de transmisión tienen un voltaje nominal de 230 kV, con un potencia base de 100 MVA. Los transformadores tienen un impedancia de (j0.15) en por unidad de 900 MVA y 20/230 kV, con una ratio nominal de 1.

ANEXO B MODELOS DE GENERADORES SINCRÓNICOS [32]

GENSAL con saturación:



GENROU con saturación:



ANEXO C MODELO DE PLANTA DE LA RED DE DOS AREAS KUNDUR [29]

Generadores GENROU:

Nombre	Valor	Unidades	Descripción
Xd	1.8	pu	Reactancia sincrónica eje d
Xq	1.7	pu	Reactancia sincrónica eje q
Xl	0.2	pu	Reactancia estator
X'd	0.3	pu	Reactancia transitoria eje d
X'q	0.55	pu	Reactancia transitoria eje q
X''d	0.25	pu	Reactancia subtransitoria eje d
X''q	0.25	pu	Reactancia subtransitoria eje q
Ra	0.0025	pu	Resistencia estator
T'do	8	s	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto d
T'qo	0.4	s	Constante de tiempo transitoria de circuito abierto q
T''do	0.03	s	Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto d
T''qo	0.05	s	Constante de tiempo subtransitoria de circuito abierto q
SG10	0.4	pu	Valor de la función de saturación para 1 pu
SG12	0.8	pu	Valor de la función de saturación para 1.2 pu
H (G1 y G2)	6.5	pu	Inercia
H (G3 y G4)	6.175	pu	Inercia
KD	0	pu	Factor de amortiguamiento

ESST1A:

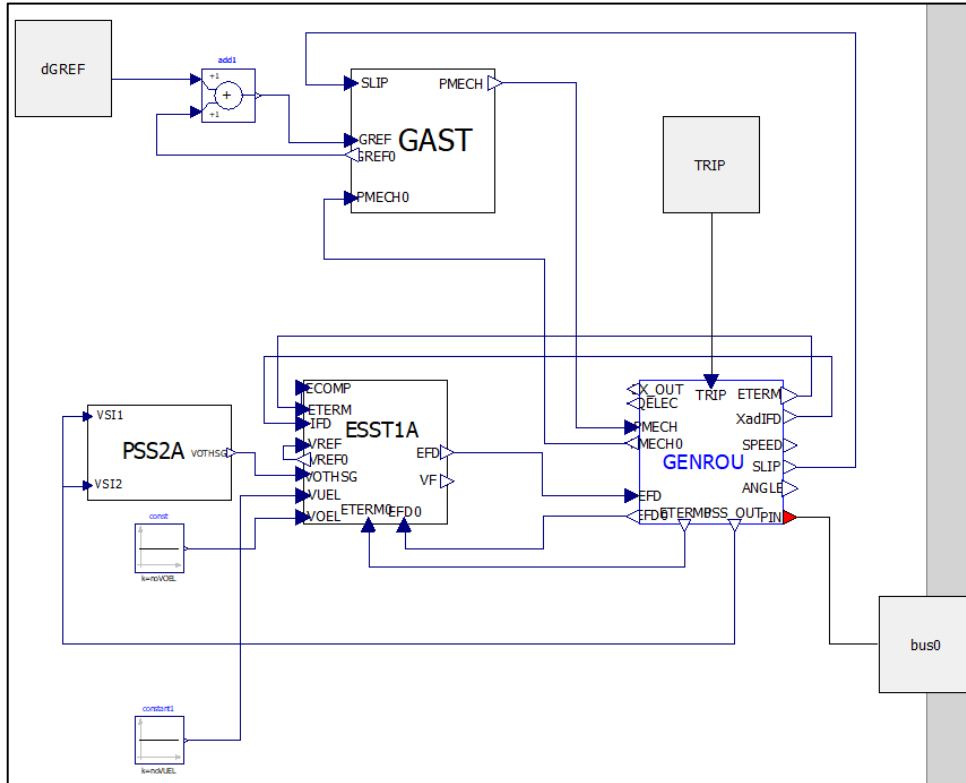
Nombre	Valor	Unidades	Descripción
Tr	0.015	[s]	Measurement Delay
Tb	0.5	[s]	Filter 1st Delay Time Constant
Tc	0.1	[s]	Filter 1st Derivative Time Constant
Tb1	0.5	[s]	Filter 2nd Delay Time Constant
Tc1	1	[s]	Filter 2nd Derivative Time Constant
Ka	150	[pu]	Controller Gain
Ta	0.05	[s]	Controller Time Constant
Kc	0.01	[pu]	Current Limiter Factor
Kf	0.01	[pu]	Stabilization Path Gain
Tf	1.2	[s]	Stabilization Path Time Constant
Klr	1	[pu]	Current Input Factor
llr	1	[pu]	Current Input Referece
Vos	1		PSS Input Selector [1,2]
Vel	2		Uel Input Selector [1,2,3]
Vamin	-5	[pu]	Controller Minimum Output
Vrmin	-4	[pu]	Exciter Minimum Output
Vimax	0.15	[pu]	Controller Input Maximum
Vamax	5	[pu]	Controller Maximum Output
Vrmax	4	[pu]	Exciter Maximum Output

IEE2ST:

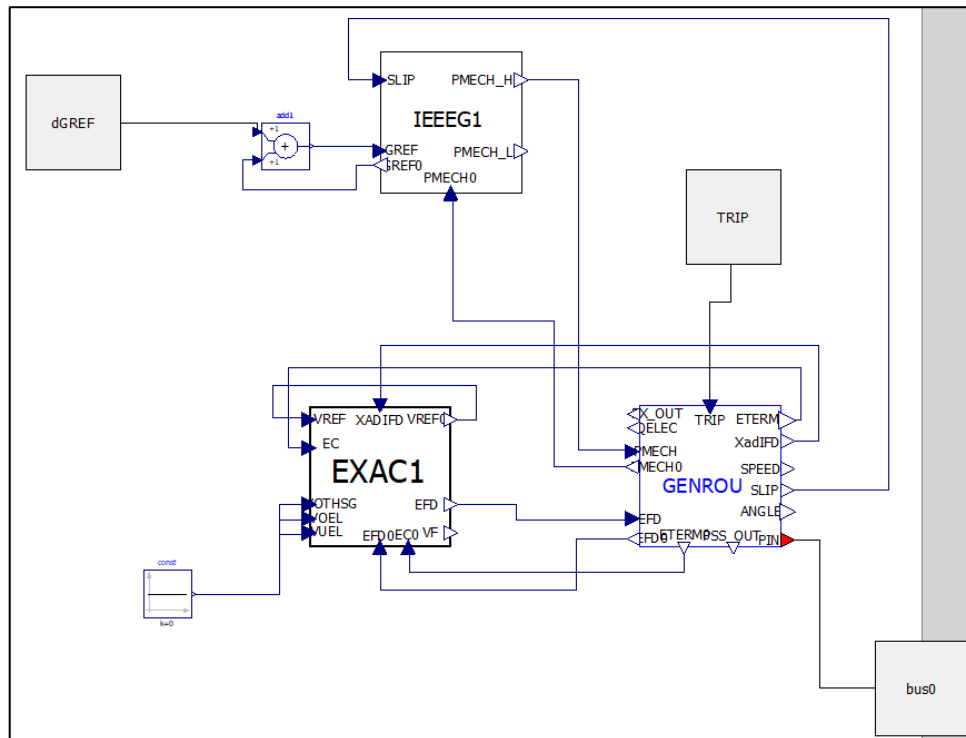
Nombre	Valor	Unidades	Descripción
K1	10	[pu]	Signal 1 transducer gain
T1	0.01	[s]	Signal 1 transducer time constant
K2	0	[pu]	Signal 2 transducer gain
T2	0	[s]	Signal 2 transducer time constant
T3	5	[s]	First washout derivate time constant
T4	5	[s]	First washout integrate time constant
T6	0.02	[s]	First Lead/Lag delay time constant
T5	0.29	[s]	First Lead/Lag derivative time constant
T8	0.05	[s]	Second Lead/Lag delay time constant
T7	0.5	[s]	Second Lead/Lag derivative time constant
T10	0	[s]	Three Lead/Lag delay time constant
T9	0	[s]	Three Lead/Lag derivative time constant
lc2	0		2th Input Selector [1-6]
lc1	1		1th Input Selector [1-6]
Kd	0.01	[pu]	Derivator Factor
Lsmin	-0.1	[pu]	Signal pss minimum
Vcl	0.92	[pu]	Lower voltage output limiter
Lsmax	0.1	[pu]	Signal pss maximum
Vcu	1.08	[pu]	Upper voltage output limiter

ANEXO D DIAGRAMAS DE BLOQUES DE LA RED ECUATORIANA (OpenModelica)

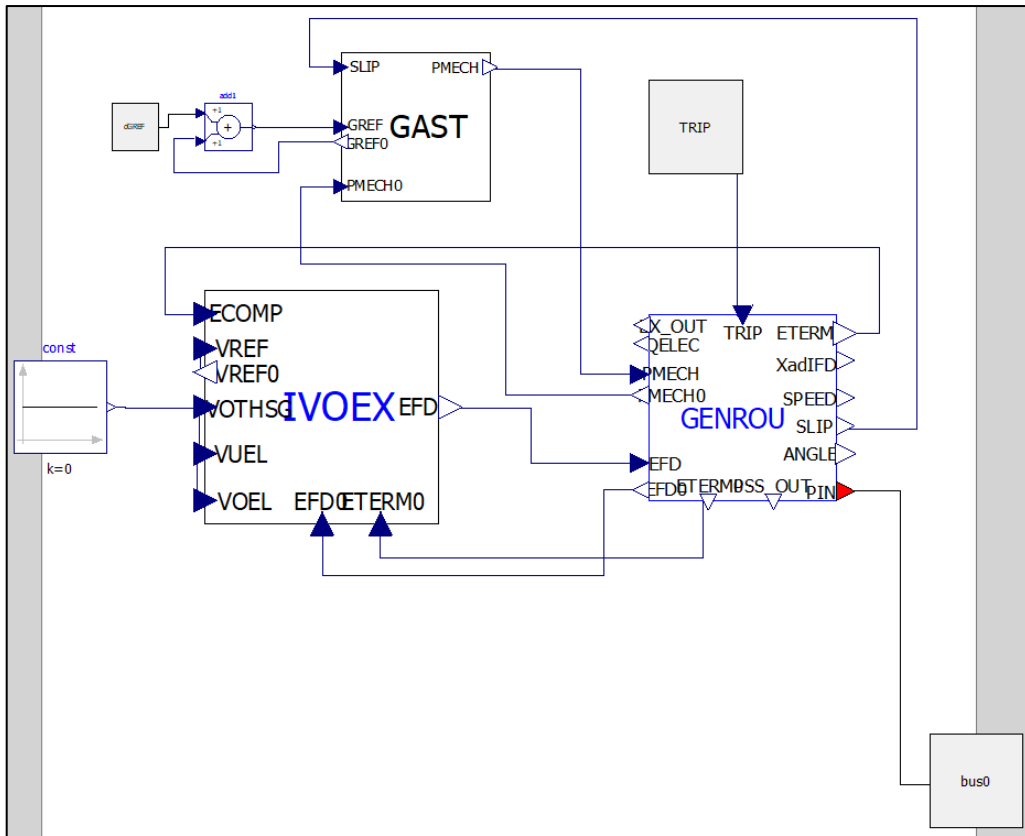
Modelo de planta GENROU_ESST1A_PSS2A_GAST:



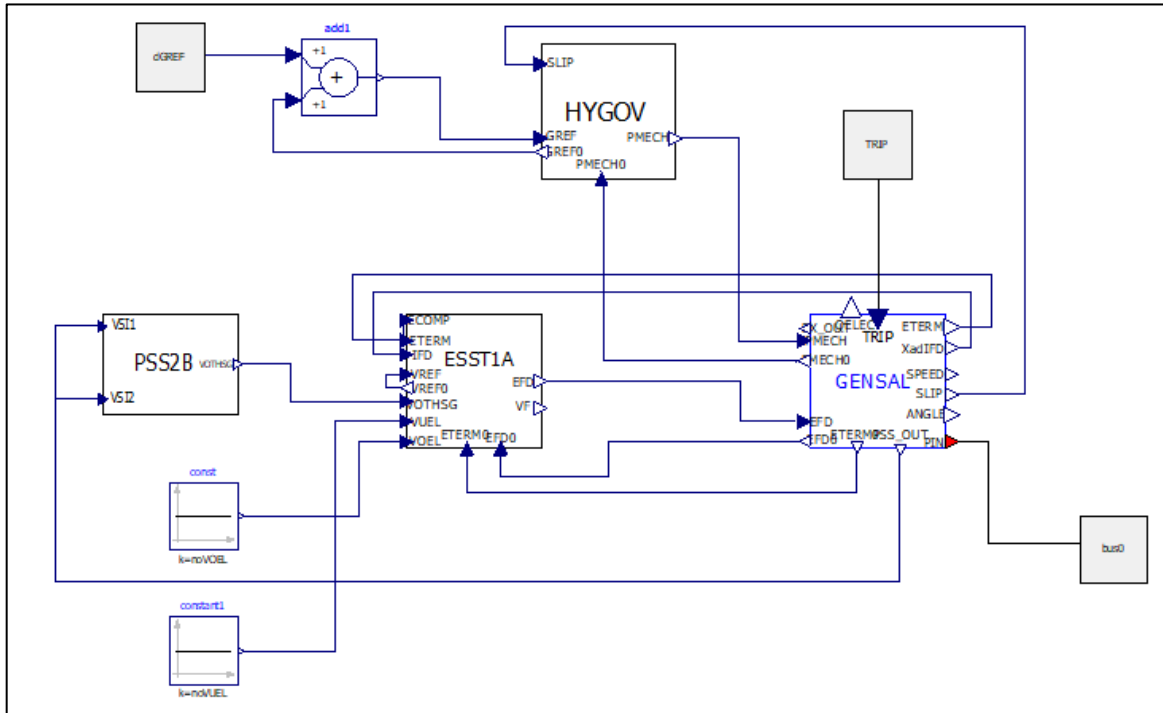
Modelo de planta GENROU_EXCAC1_IEEEG1:



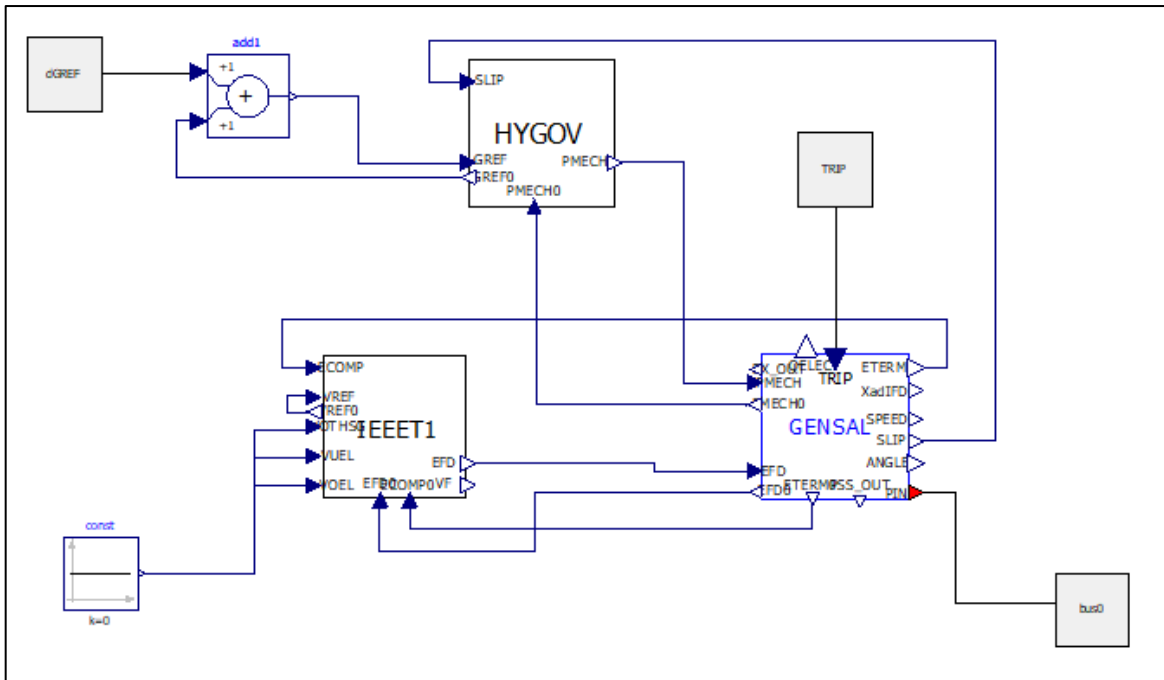
Modelo de planta GENROU_IVOEX_GAST:



Modelo de planta GENRAL_ESST1A_PSS2B_HYGOV:



Modelo de planta GENRAL_IEEET1_HYGOV:



ANEXO E PARÁMETROS DE GENERADORES DE LA RED ELÉCTRICA ECUATORIANA

Nombre	Sn	Vn	f _{pn}	Modelo	Acc.Time.Cons	Tipo	rstr	xl	xd	xq	Td'	Tq'
	MVA	kV			Tag [Pgn] s		p.u.	p.u.	p.u.	p.u.	s	s
AGOY	170.000	13.800	0.940	Standard	6.956	Salient pole	0.002	0.100	0.937	0.570	1.893	0.000
CCS	1667.200	13.800	0.900	Standard	8.827	Salient pole	0.002	0.120	0.973	0.608	2.314	0.000
CGSR	96.000	13.800	0.800	Standard	18.000	Round Rotor	0.002	0.110	2.250	2.030	0.730	0.163
COLO	1000.000	230.000	0.800	Standard	315.237	Round Rotor	0.000	0.100	1.369	1.248	1.358	0.595
DPER	237.000	13.800	0.900	Standard	11.793	Salient pole	0.003	0.100	0.853	0.570	1.537	0.000
ESMEII	155.882	13.800	0.850	Standard	12.141	Round Rotor	0.002	0.100	1.960	1.960	1.115	0.083
JARA	175.626	13.800	0.850	Standard	2.520	Salient pole	0.006	0.100	1.400	0.850	0.626	0.000
MAND	74.000	13.800	0.900	Standard	5.022	Salient pole	0.005	0.100	0.909	0.650	1.000	0.000
MAZA	200.000	13.800	0.850	Standard	7.333	Round Rotor	0.003	0.130	1.160	0.900	2.080	0.130
PAUTEAB	555.750	13.800	0.900	Standard	8.009	Salient pole	0.003	0.010	1.090	0.740	2.257	0.000
PAUtec	638.500	13.800	0.920	Standard	6.811	Salient pole	0.003	0.100	1.023	0.633	1.907	0.000
PUCA	80.000	13.800	0.950	Standard	6.126	Salient pole	0.012	0.100	0.978	0.590	1.115	0.000
SFRA	251.400	13.800	0.900	Standard	8.047	Salient pole	0.003	0.100	1.100	0.710	2.036	0.000
SOPL	541.500	13.800	0.900	Standard	9.200	Salient pole	0.002	0.130	0.950	0.617	2.330	0.000
TRIN	156.500	13.800	0.850	Standard	3.035	Round Rotor	0.009	0.100	2.120	1.880	0.780	0.163

Nombre	xd'	xq'	Td''	Tq''	xd''	xq''	Main Flux Sat.	SG10	SG12	dpu	Max	Min	Max	Min
	p.u.	p.u.	s	s	p.u.	p.u.		p.u.	p.u.		MW	MW	Mvar	Mvar
AGOY	0.241	0.300	0.039	0.042	0.190	0.240	Quadratic	0.030	0.400	0.000	159.800	0.000	42.000	-27.380
CCS	0.279	0.300	0.121	0.109	0.195	0.219	Quadratic	0.104	0.350	0.000	1500.480	0.000	783.280	-783.280
CGSR	0.183	0.560	0.020	0.006	0.130	0.130	Quadratic	0.179	0.441	0.000	76.800	0.000	62.580	-57.600
COLO	0.186	0.372	0.017	0.009	0.157	0.165	Quadratic	0.000	0.000	0.000	9999.000	0.000	1000.000	-1000.000
DPER	0.278	0.300	0.047	0.043	0.239	0.309	Quadratic	0.100	0.400	0.000	213.300	0.000	116.130	-113.280
ESMEII	0.231	0.262	0.035	0.038	0.146	0.159	Quadratic	0.140	0.450	0.000	9999.000	0.000	25.100	-77.941
JARA	0.229	0.300	0.006	0.004	0.123	0.122	Quadratic	0.030	0.400	0.000	149.282	0.000	74.880	-74.880
MAND	0.280	0.300	0.050	0.044	0.190	0.330	Quadratic	0.030	0.400	0.000	66.600	0.000	26.640	-74.000
MAZA	0.310	0.300	0.063	0.018	0.220	0.200	Quadratic	0.178	0.592	0.010	170.000	0.000	107.200	-71.400
PAUTEAB	0.350	0.300	0.013	0.018	0.098	0.098	Quadratic	0.087	0.309	0.010	500.175	0.000	285.650	-190.600
PAUTEC	0.281	0.300	0.032	0.053	0.199	0.240	Quadratic	0.104	0.350	0.000	587.420	0.000	290.500	-290.500
PUCA	0.275	0.300	0.035	0.016	0.204	0.298	Quadratic	0.124	0.948	0.000	76.000	0.000	37.840	-40.000
SFRA	0.278	0.300	0.023	0.024	0.170	0.210	Quadratic	0.000	0.000	0.013	226.260	0.000	62.600	-125.700
SOPL	0.283	0.300	0.072	0.074	0.250	0.227	Quadratic	0.178	0.592	0.010	487.350	0.000	180.000	-270.750
TRIN	0.187	0.600	0.017	0.004	0.114	0.124	Quadratic	0.062	0.269	0.000	133.025	0.000	68.700	-78.250

ANEXO F MANUAL PARA EL PROTOCOLO DE ENTRENAMIENTO DE OPERADORES

Con la herramienta del Simulador Dinámico estructurada, se elaboran pautas generales para el usuario (Operador e Instructor). El manual tiene como objetivo brindar una guía resumida de la herramienta, apalancándose en el conocimiento general que poseen los usuarios en los software Matlab/Simulink, WAProtector, PowerFactory de DlgSILENT y RTLAB.

La interfaz de Matlab/Simulink de ePHASORsim cuenta con botones en el bloque consola para realizar análisis de contingencias, permitiendo: i) al instructor controlar el ambiente de simulación; y, ii) al operador realizar los comandos durante su entrenamiento en tiempo real. Los comandos implementados son: fallas en barras, fallas en líneas de transmisión, distancia de falla, recierres de líneas de transmisión, salida de generación, salida de carga, entre otros, como se indica en la Figura F1.

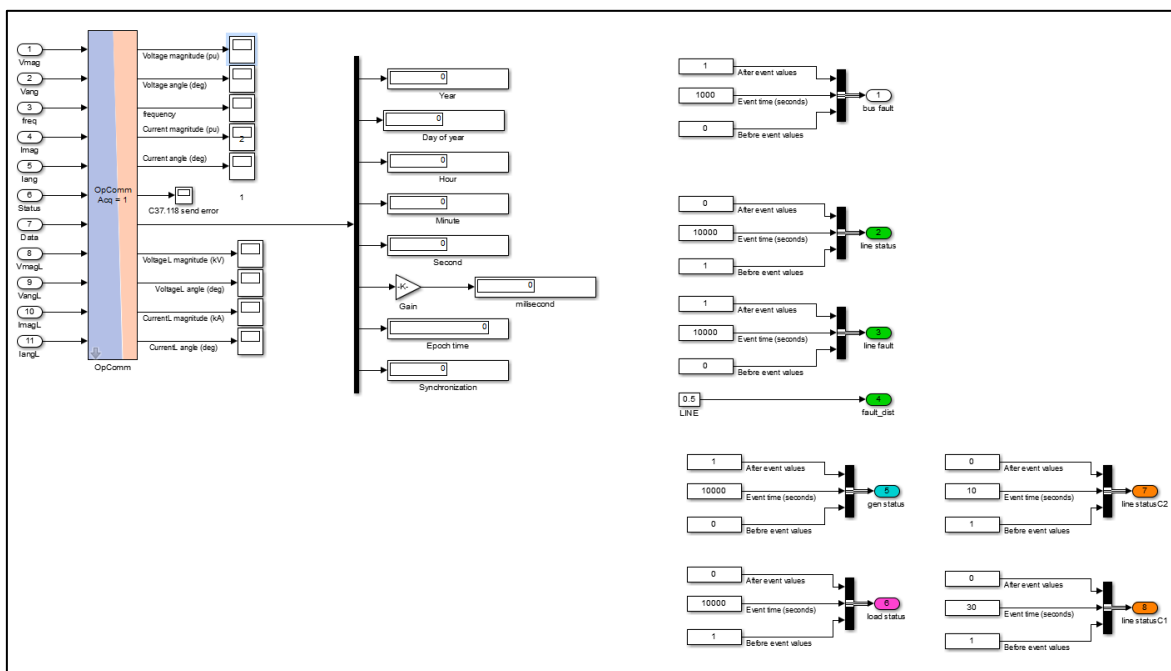


Figura F1. Bloque Consola de la Interfaz Simulink/ePHASORsim

Para cargar un caso de estudio se deben seguir los siguientes pasos en RTLAB (Figura F2, Figura F3, Figura F4).

a) El Instructor:

1. Cargar el archivo DGS exportado de PowerFactory de DlgSILENT, donde se encuentra el escenario de análisis (Condiciones para el flujo de potencia).

2. Cargar el archivo en RTLAB (Build, Load).
3. Ejecutar la simulación en tiempo real (Execute).

b) El Operador:

4. Monitorear el caso de estudio mediante la interfaz de WAProtector, y realizar acciones de control en tiempo real. Las acciones de control a tomar por el operador se realizan mediante los botones del bloque consola.
5. Una vez terminado el entrenamiento se debe finalizar la simulación en tiempo real mediante reset.

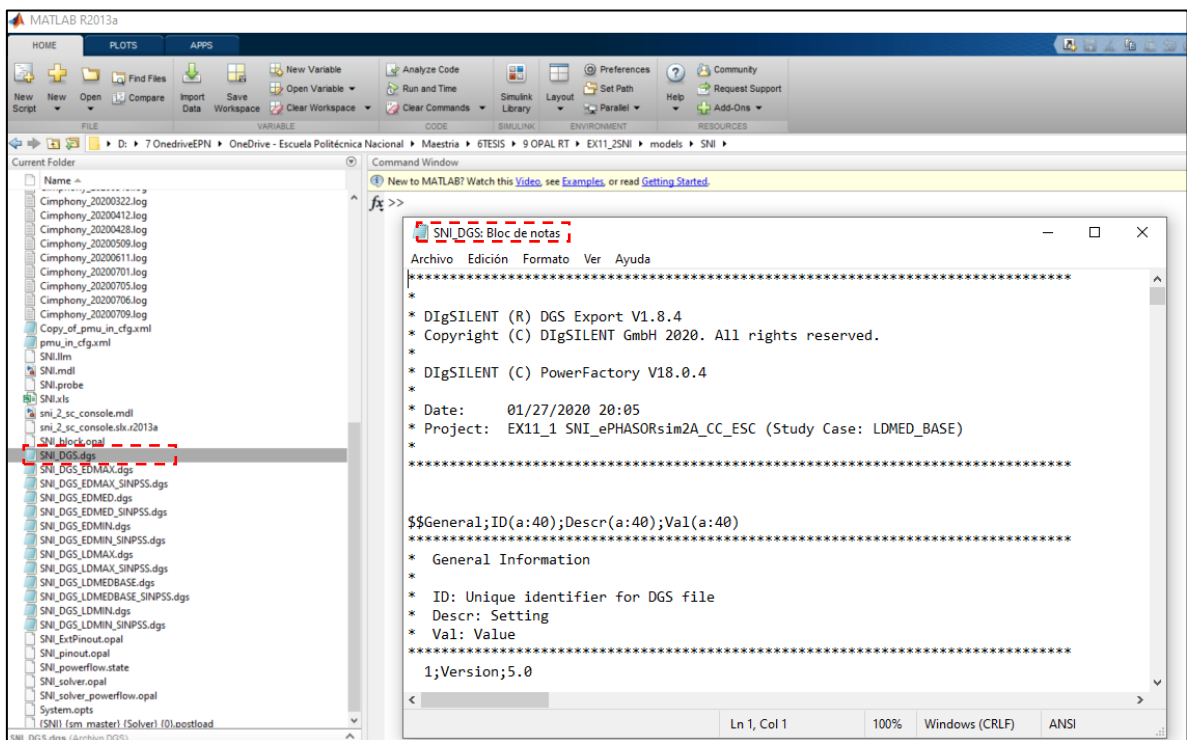


Figura F2. Cargar el archivo DGS con las condiciones iniciales

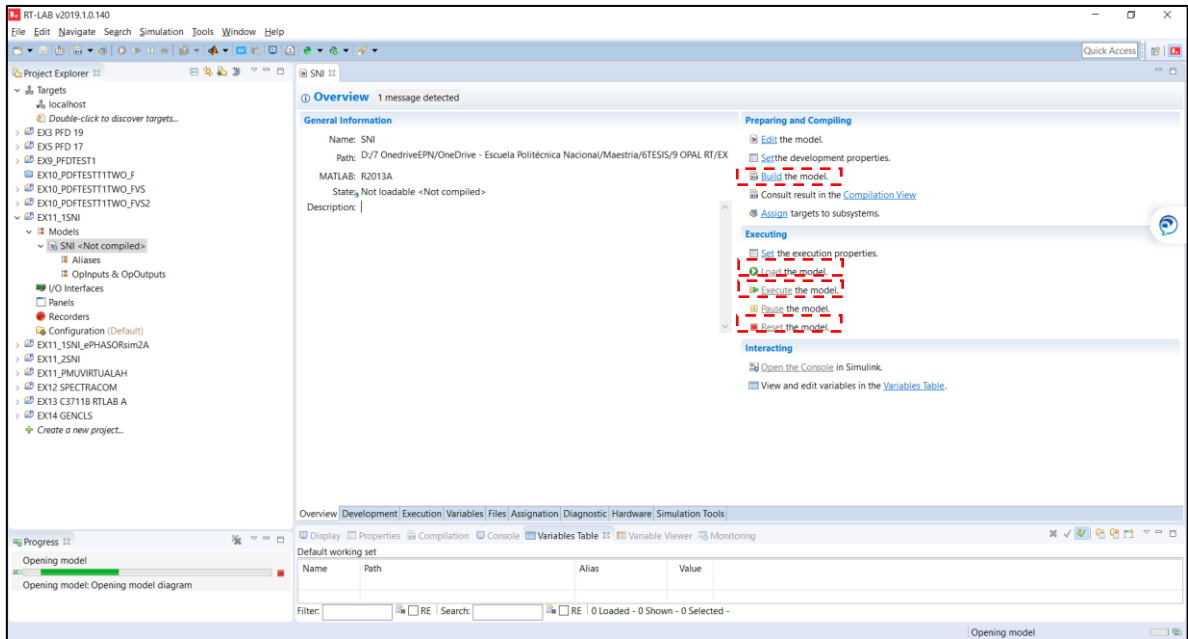


Figura F3. Interfaz RTLAB

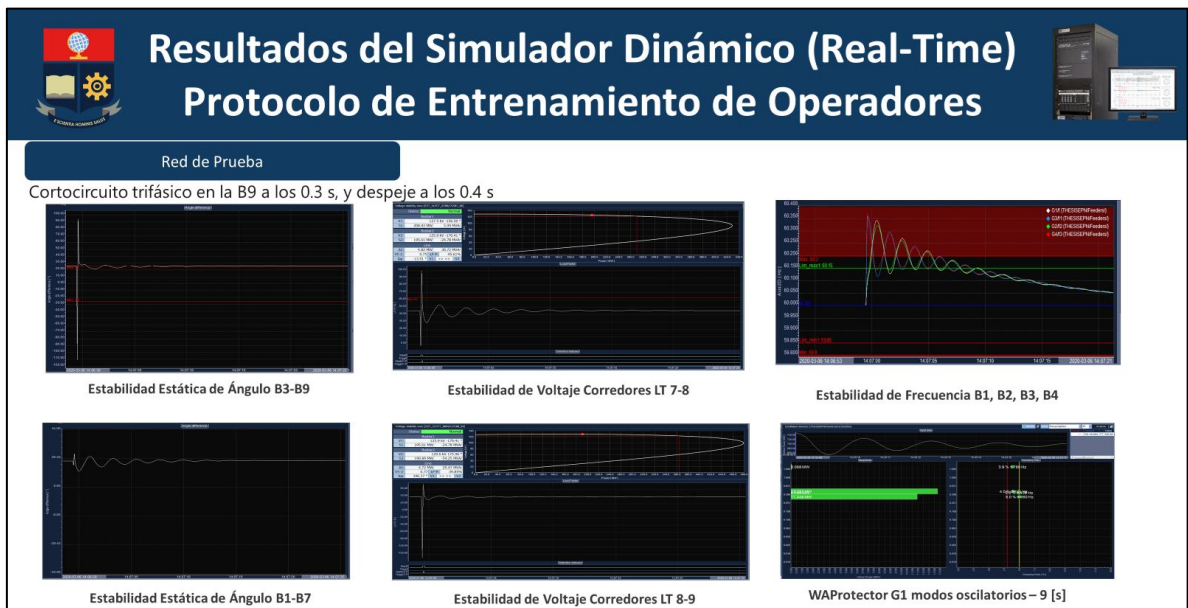


Figura F4. Interfaz WAProtector

Los pasos descritos anteriormente se deben repetir para los diferentes escenarios a realizarse por el usuario durante el entrenamiento. Se debe tomar en cuenta que los condiciones iniciales (generación, carga, estatus de elementos, parámetros de modelos de planta) del caso de estudio son seteadas en PowerFactory de DigSILENT previo a la exportación del DGS (Figura F5).

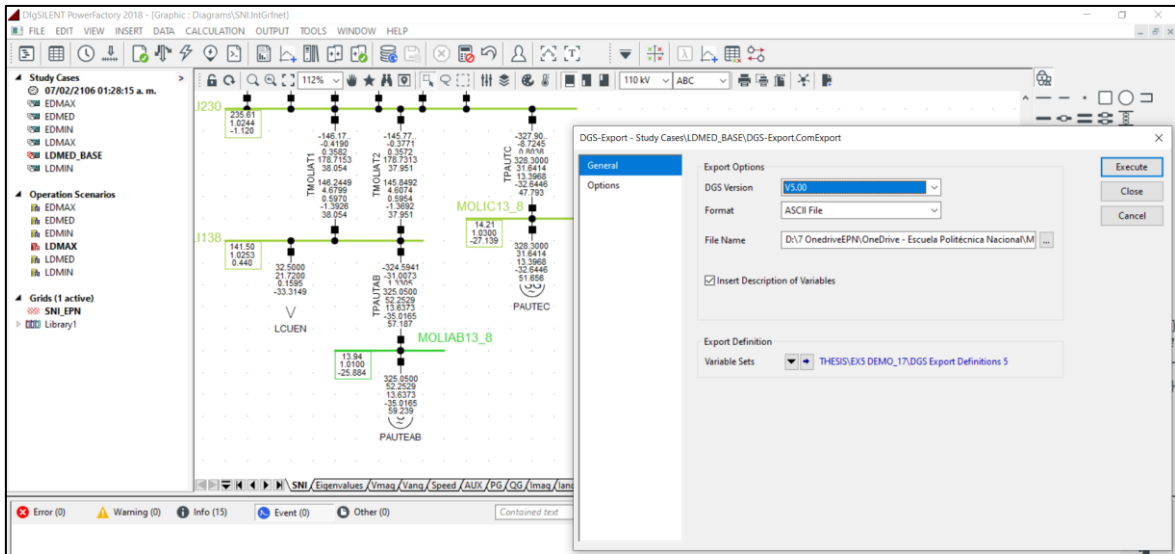


Figura F5. Exportación DGS de PowerFactory de DigSILENT

Los modelos de OpenModelica se encuentran configurados en la carpeta FMUs, y fueron generados con FMU creator como se explica en el capítulo 2 del presente trabajo (Figura F6).

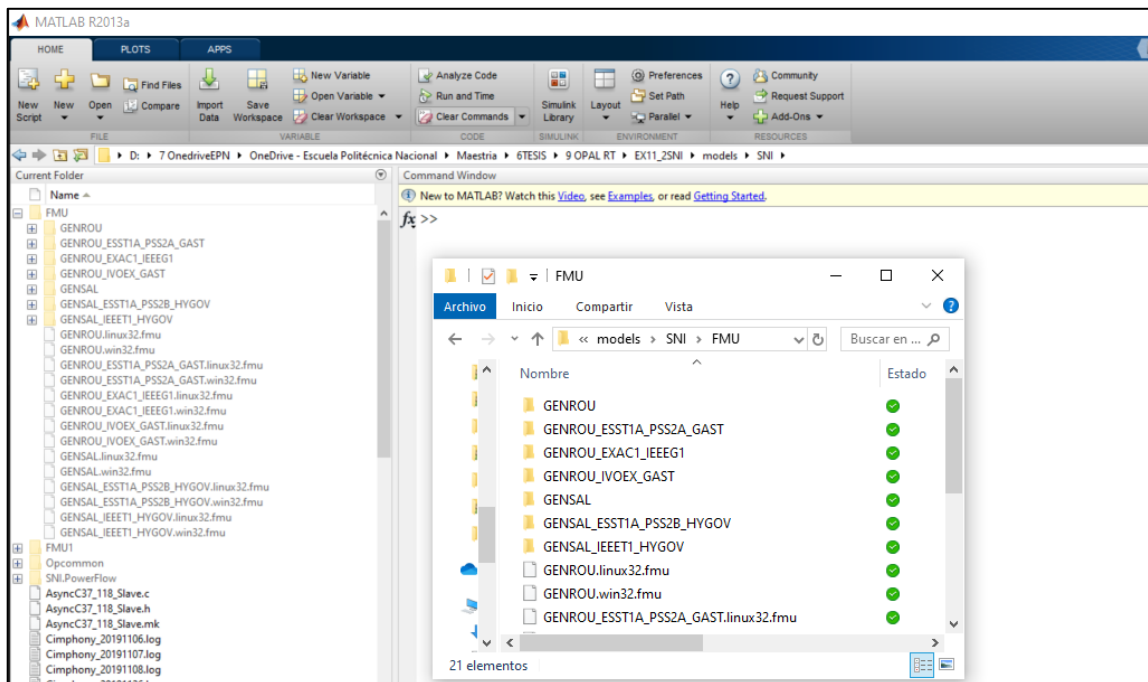


Figura F6. FMUs de OpenModelica

Para formar en los operadores el concepto de alerta temprana se deben configurar los límites de parametrización establecidos por las metodologías propuestas.

El sistema WAMS de CENACE tiene dos ambientes: i) el PDC con las configuraciones de aplicativos (UniFusion Studio); y, ii) la interfaz que le permite al operador interpretar los

resultados para la toma de decisiones en el Simulador Dinámico (WAProtector). En este contexto, el simulador dinámico no solo que permite brindar un ambiente de entrenamiento a los operadores, sino que además permite validar las parametrizaciones del aplicativo en un ambiente controlado, antes de ponerlas en producción, por lo que es también capaz de ofrecer una importante ayuda a los administradores técnico y funcional del sistema WAMS.

Parametrización y Visualización del aplicativo de Estabilidad Oscilatoria:

El propósito del módulo de detección de oscilación es la estimación de los modos de oscilación en la señal de potencia activa de los generadores, los cuales pueden ser inter-área o locales. Para esto, es necesario configurar la razón de amortiguamiento límite, y el rango de frecuencia de interés. La Figura F7 muestra el Functional Block donde se parametriza la aplicación.

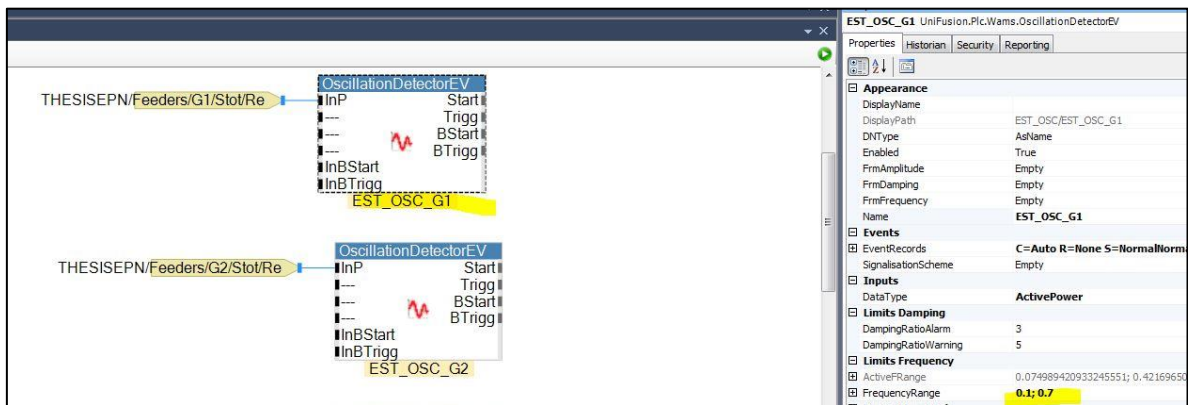


Figura F7. Functional Block para monitoreo de estabilidad oscilatoria

La Figura F8, por el contrario, muestra la visualización del módulo en la interfaz que brinda WAProtector. En la parte superior se muestra la señal de potencia activa analizada, las barras verdes representan la magnitud del modo oscilatorio, el límite de alarma y límite de alerta de amortiguamiento son representados por las líneas de color rojo y amarillo respectivamente. El amortiguamiento y la frecuencia de cada modo oscilatorio es esquematizado con puntos verdes. Se considera que el sistema es estable si todos los modos electromecánicos presentan una razón de amortiguamiento ξ superior al 5% para condiciones normales de operación, y superior al 3% para el caso de pérdida de un elemento de la red de transmisión. En lo que respecta a este aplicativo, al ser la estimación modal basada en un algoritmo matemático que estima los modos oscilatorios que componen la señal mediante un criterio de optimización, éste presenta respuestas específicas relacionadas con: i) la precisión de la señal analizada, ii) la ventana de tiempo de datos usada para la estimación, iii) el desempeño del mismo algoritmo de estimación modal, entre otras. Estas particularidades pueden causar interpretaciones erróneas de los

operadores si no son adecuadamente cubiertas en el entrenamiento. Para esto, la herramienta desarrollada brinda la flexibilidad de crear casos controlados que efectivamente pongan a prueba las limitaciones propias de la herramienta. En este caso, si bien existen herramientas de simulación off-line que realicen análisis modal, éstas no permiten capacitar en la interpretación de los resultados del algoritmo de identificación modal.



Figura F8. Visualización WAProtector – Estabilidad Oscilatoria

Parametrización y Visualización del aplicativo de Voltaje de Corredores de Transmisión:

El propósito de evaluar la estabilidad de voltaje de los corredores identificados como críticos es la detección de la inestabilidad de voltaje causada por la alta transferencia de potencia en el corredor. La detección temprana del riesgo de la estabilidad del voltaje del corredor se basa en el índice de estabilidad de potencia el cual se calcula en base al equivalente Thévenin. Para esto, es necesario parametrizar el límite de estabilidad de potencia Limit_LF-P (Load Factor based on Power) como se muestra en la Figura F9.

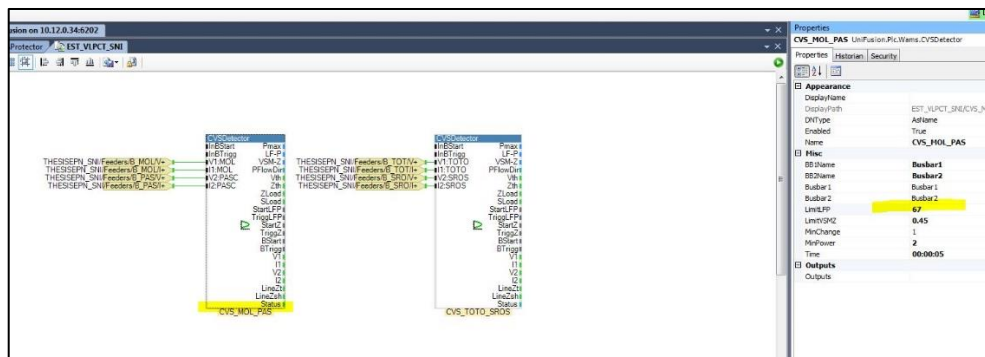


Figura F9. Funcional Block para Estabilidad de Voltaje de Corredores de Transmisión

La Figura F10 muestra la curva P-V correspondiente al circuito 1 Totoras – Santa Rosa 230 kV en Operación Normal. El punto rojo representa el estado de operación actual, la línea

roja representa el límite de alerta parametrizado en WAProtector (Limit_LF-P), y la línea blanca inferior representa el factor actual LF-P (Load Factor based on Power) que es la relación entre la potencia transferida y el límite máximo de transferencia. El estatus de operación normal indicado por el aplicativo WAProtector es un régimen de operación que satisface los requerimientos de calidad de servicio sin poner en riesgo las instalaciones del sistema. La operación en emergencia con estatus *ALARMA* en WAProtector se presenta cuando se supera el Limit_LF-P parametrizado, y representa un régimen fuera de lo normal, el cual puede ser ocasionado por pérdidas de elementos de la red.

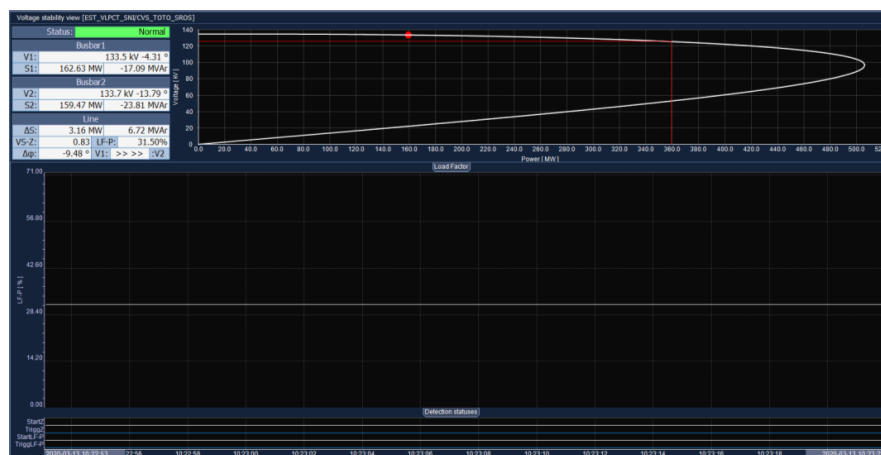


Figura F10. Visualización WAProtector – Estabilidad de Corredores de Transmisión Parametrización y Visualización del aplicativo de Estabilidad de Ángulo:

El propósito es la detección de la violación de un umbral en la diferencia angular. Para esto es necesario parametrizar el límite de estabilidad estática de ángulo como se muestra en la Figura F11.

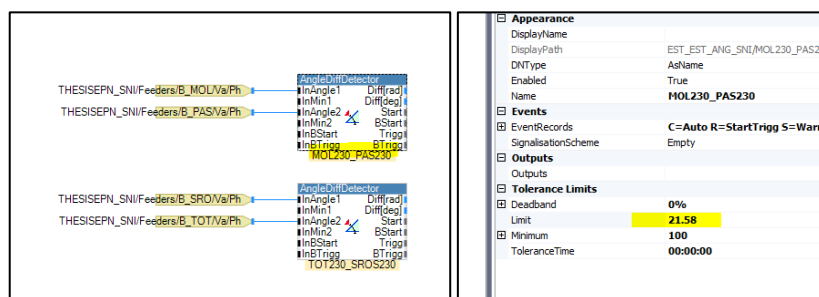


Figura F11. Funcional Block para Estabilidad de Ángulo

El operador monitorea la diferencia angular lo que le resulta de utilidad para la evaluación directa de transferencia de potencia entre dos puntos de la red. De esta forma, el monitoreo y la violación del límite establecido brinda información de posibles estados de congestión de la red, donde el operador debe tomar acciones de control para llevar al sistema a un punto seguro de operación (Figura F12).



Figura F12. Visualización WAProtector – Diferencia Angular

Parametrización y Visualización del aplicativo de Estabilidad de Frecuencia:

El propósito de esta aplicación es emitir una alarma al operador cuando los límites de frecuencia parametrizados son excedidos. Los límites son parametrizados en el Functional Block de la Figura F13 y su visualización se muestra en la Figura F14.

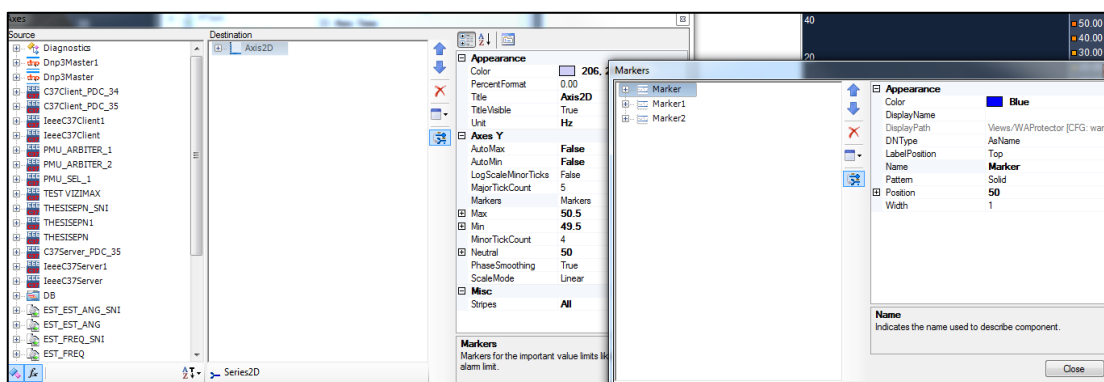


Figura F13. Functional Block para Monitoreo de la Frecuencia

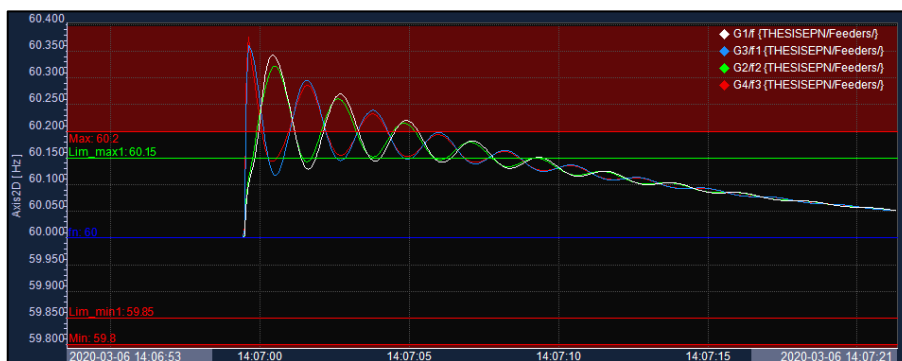


Figura F14. Visualización WAProtector – Monitoreo de la Frecuencia

ORDEN DE EMPASTADO