

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



Profesor Patrocinante:

Dr. Luis Morán T.

Informe de Memoria de Título
para optar al título de:

Ingeniero Civil Eléctrico

Uso de Sincrofasores en Sistemas de Protecciones

UNIVERSIDAD DE CONCEPCIÓN
Facultad de Ingeniería
Departamento de Ingeniería Eléctrica

Profesor Patrocinante
Dr. Luis Morán T.

Uso de Sincrofasores en Sistemas de Protecciones

Michael Daniel Maureira Chamorro

Informe de Memoria de Título
para optar al Título de

Ingeniero Civil Eléctrico

Septiembre 2025

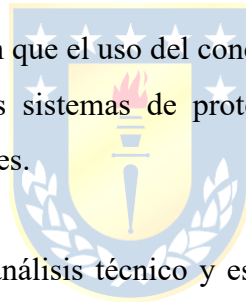
Resumen

La complejidad que han alcanzado los sistemas eléctricos ha puesto en evidencia las limitaciones de las protecciones convencionales. En este contexto, el uso del concepto sincrofasores surge como una buena alternativa para mejorar la detección y el análisis de contingencias, ya que permite obtener mediciones complejas sincronizadas en tiempo real a lo largo del sistema eléctrico.

En este trabajo se analiza el concepto de sincrofasores y su implementación en esquemas de protecciones eléctricas, evaluando sus ventajas frente a esquemas convencionales. Se revisan los estándares y documentos científicos, además de simulaciones en MATLAB/Simulink y ETAP para demostrar las ventajas de usar sincrofasores en la detección de distintos tipos de fallas en un sistema de distribución industrial que cuenta con generación propia.

Los resultados obtenidos muestran que el uso del concepto sincrofasor, permite respuestas más rápidas, precisas y coordinadas en los sistemas de protecciones eléctricas, siendo superiores a esquemas de protecciones convencionales.

Este estudio busca contribuir al análisis técnico y estratégico de los sincrofasores como una herramienta avanzada para la protección de sistemas eléctricos, buscando abrir camino hacia redes más resilientes, inteligentes y seguras.





Dedicado a mi padre, Juan Maureira Orellana (Q.E.P.D.).

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia, que en todo momento me dieron su apoyo incondicional, sin importar todas las adversidades que se presentaron durante mi época en la educación superior. Agradecer en especial a mi madre, quien me acompañó durante el luto vivido por la partida de mi padre, sin duda este momento marcó un antes y después en mi vida. No fue fácil, pero gracias a todo el apoyo de mi familia, logré levantarme con más fuerza y motivación que antes.

Gracias a todos mis compañeros, particularmente a aquellos que estuvieron desde el primer año, siempre apoyándonos y compartiendo nuestros conocimientos, sin duda hicieron mucho más agradable la estadía en este lugar.

Agradecimiento hacia mis profesores, en especial a aquellos que mostraron su lado más humano y jamás dijeron ¡no! frente a alguna duda. Sin duda aquellos profesionales siempre estarán en el recuerdo en mi paso por esta universidad. Mención especial al profesor Luis Morán, que en cada una de sus asignaturas se encargó de mantener vivo mi interés en esta área de la ingeniería.

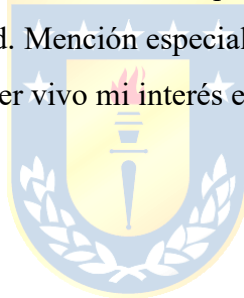


Tabla de Contenidos

LISTA DE TABLAS	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
NOMENCLATURA.....	X
ABREVIACIONES.....	XI
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. GENERALIDADES	1
1.2. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	1
1.2.1 <i>Introducción</i>	1
1.2.2 <i>Publicaciones Revisadas</i>	2
1.2.2.1 Conceptos fundamentales y aplicaciones generales de PMUs.....	2
1.2.2.2 Desarrollo, implementación y optimización de uso de PMUs	4
1.2.2.3 Aplicaciones específicas de PMUs en protecciones y energías renovables	6
1.2.3 <i>Discusión Bibliográfica</i>	7
1.3. OBJETIVOS	8
1.3.1 <i>Objetivo General</i>	8
1.3.2 <i>Objetivos Específicos</i>	8
1.4. ALCANCES Y LIMITACIONES	8
1.5. TEMARIO Y METODOLOGÍA	9
2. SINCRÓFASORES	10
2.1. INTRODUCCIÓN	10
2.2. GENERALIDADES	10
2.3. PHASOR MEASUREMENT UNITS	11
2.4. MEDICIONES DINÁMICAS.....	12
2.5. TIPOS DE PMU	13
2.6. REQUISITOS DE MEDICIÓN	14
2.7. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	15
3. APLICACIÓN DE SINCRÓFASORES EN SISTEMAS DE PROTECCIONES.....	16
3.1. INTRODUCCIÓN	16
3.2. ARQUITECTURA DE UN SISTEMA DE PROTECCIONES BASADO EN SINCRÓFASORES	16
3.3. APLICACIONES DE SINCRÓFASORES EN PROTECCIÓN	17
3.4. TIEMPOS DE PROCESAMIENTO.....	19
3.5. EXPERIMENTOS Y CASOS DE ESTUDIO	20
3.6. CONSIDERACIONES PARA APLICACIÓN EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	21
3.7. DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES	22
4. COMPARACIÓN CON ESQUEMAS DE PROTECCIÓN CONVENCIONALES.....	24
4.1. INTRODUCCIÓN	24
4.2. PRINCIPALES DIFERENCIAS TÉCNICAS	24
4.2.1 <i>Sincronización en Tiempo</i>	24
4.2.2 <i>Resolución y Tasa de Muestreo de Datos</i>	25
4.2.3 <i>Monitoreo del Sistema</i>	25
4.2.4 <i>Velocidad de Respuesta</i>	26
4.2.5 <i>Adaptabilidad y reconfiguración</i>	26
4.2.6 <i>Coordinación entre Zonas</i>	26
4.2.7 <i>Infraestructura de Comunicaciones</i>	27
4.2.8 <i>Robustez</i>	27
4.2.9 <i>Mantenimiento y Ampliación de Sistema</i>	28
4.3. CONCLUSIONES.....	28



5.	SIMULACIÓN DE ESCENARIOS.....	30
5.1.	INTRODUCCIÓN	30
5.2.	BLOQUE PMU DE SIMULINK	30
5.3.	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	31
5.4.	RESPUESTA DE MODELO FRENTE A PERTURBACIONES	38
5.4.1	<i>Comportamiento Normal del Modelo</i>	38
5.4.2	<i>Comportamiento del Modelo frente a Desconexión y Conexión de Cargas</i>	42
5.4.3	<i>Comportamiento del Modelo frente a Cortocircuito Trifásico</i>	44
5.4.4	<i>Otras perturbaciones para Comparar</i>	48
5.5.	CONCLUSIONES	50
6.	IMPACTO Y DESAFÍOS DE IMPLEMENTACIÓN.....	51
6.1.	INTRODUCCIÓN	51
6.2.	IMPACTOS DE IMPLEMENTACIÓN.....	51
6.2.1	<i>Mejora en Monitoreo del Sistema</i>	51
6.2.2	<i>Evolución a Esquemas Adaptativos</i>	51
6.2.3	<i>Mejora en Coordinación y Selectividad</i>	52
6.2.4	<i>Implementación de Sistemas de Control y Automatización</i>	52
6.2.5	<i>Reducción de Tiempo en Estudios Post-falla</i>	52
6.3.	DESAFÍOS DE IMPLEMENTACIÓN	52
6.3.1	<i>Infraestructura de Comunicaciones</i>	52
6.3.2	<i>Protocolos de Comunicación</i>	53
6.3.3	<i>Ciberseguridad</i>	53
6.3.4	<i>Gestión de Datos</i>	53
6.3.5	<i>Capacitación Técnica</i>	53
6.3.6	<i>Costos de Implementación</i>	54
6.4.	CONCLUSIONES	54
7.	CONCLUSIONES	55
7.1.	SUMARIO	55
7.2.	CONCLUSIONES	55
7.3.	TRABAJO FUTURO.....	58
	REFERENCIAS.....	59
	ANEXOS	61
A.1.	TABLA DE CÁLCULOS PARA IMPEDANCIAS DE LÍNEA EN MODELO	61



Lista de Tablas

Tabla 4.1 Esquemas de Protecciones Convencionales y Esquemas con Sincrofasores 29
Tabla 5.1 Distancias de Línea para Modelo Simulado..... 36
Tabla A.1 Cálculo Impedancias de Línea 61



Lista de Figuras

Figura 2.1 Ondas sinusoidales.....	10
Figura 2.2 Esquema Básico PMU [15].....	12
Figura 2.3 Operación de PMUs.....	13
Figura 3.1 Protección diferencial de Líneas.....	18
Figura 3.2 Sistema de Detección de Fallas	18
Figura 5.1 Bloque Phasor Unit Measurements de MATLAB/Simulink.....	30
Figura 5.2 Parámetros ajustables Bloque Phasor Unit Measurements de MATLAB/Simulink	31
Figura 5.3 Sistema de Pruebas para Bloque Phasor Unit Measurements de MATLAB/Simulink	32
Figura 5.4 Gráficas de Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje para Sistema de Prueba.....	33
Figura 5.5 Gráficas de Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente para Sistema de Prueba	33
Figura 5.6 Modelo Experimental Propuesto	34
Figura 5.7 Modelo Experimental Propuesto en MATLAB/Simulink.....	35
Figura 5.8 Modelo Experimental con Impedancias de Línea en MATLAB/Simulink.....	37
Figura 5.9 PMUs a utilizar en el Modelo y obtención de Variables Eléctricas	37
Figura 5.10 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 1	38
Figura 5.11 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 1	38
Figura 5.12 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 2.....	39
Figura 5.13 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 2	39
Figura 5.14 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 3.....	39
Figura 5.15 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 3	39
Figura 5.16 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 4.....	39
Figura 5.17 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 4	39
Figura 5.18 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 5.....	40
Figura 5.19 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 5	40
Figura 5.20 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 6.....	40
Figura 5.21 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 6	40
Figura 5.22 Velocidad y Potencia Eléctrica de Generador Síncronico	41
Figura 5.23 Modelo Experimental con Desconexión y Conexión de Cargas	42
Figura 5.24 Bloque Three-Phase Breaker de MATLAB/Simulink.....	43
Figura 5.25 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 1	43
Figura 5.26 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 1	43
Figura 5.27 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 1	44
Figura 5.28 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 1	44
Figura 5.29 Modelo Experimental con Cortocircuito Trifásico	45
Figura 5.30 Bloque Three-Phase Fault de MATLAB/Simulink	45
Figura 5.31 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 2.....	46
Figura 5.32 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 2	46
Figura 5.33 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 2.....	46
Figura 5.34 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 2	46
Figura 5.35 Modelo Experimental en ETAP.....	47
Figura 5.36 Gráfica Curvas Tiempo-Corriente Protección Generador	48

Nomenclatura

Magnitudes Eléctricas

<i>V</i>	: Tensión eléctrica (Voltaje).
<i>I</i>	: Corriente eléctrica.
<i>R</i>	: Resistencia eléctrica.
<i>P</i>	: Potencia activa.
<i>Q</i>	: Potencia reactiva.
<i>S</i>	: Potencia aparente.
<i>f</i>	: Frecuencia.
<i>Z</i>	: Impedancia.
<i>X</i>	: Reactancia.
<i>C</i>	: Capacitancia.
<i>L</i>	: Inductancia.

Prefijos Métricos Comunes

<i>k</i>	: Kilo.
<i>M</i>	: Mega.
<i>G</i>	: Giga.
<i>m</i>	: Mili.
μ	: Micro.
<i>n</i>	: Nano.



Abreviaciones

PMU	: Unidad de Medición Fasorial (en ingles Phasor Measurement Unit).
SCADA	: Supervisión, Control y Adquisición de Datos.
AC	: Corriente Alterna.
DC	: Corriente Continua.
TC	: Transformador de Corriente.
TP	: Transformador de Potencial.
WAMS	: Sistemas de Monitoreo de Área Amplia.
WAPS	: Sistemas de Protección de Área Amplia.
WACS	: Sistemas de Control de Área Amplia.
SIPS	: Esquemas de Protección de la Integridad del Sistemas.
PDC	: Concentrador de Datos Fasoriales.
ROCOF	: Tasa de Cambio de la Frecuencia.
SEP	: Sistema Eléctrico de Potencia.
TVE	: Error Vectorial Total.
GPS	: Sistema de Posicionamiento Global.
UTC	: Tiempo Universal Coordinado.
SEN	: Sistema Eléctrico Nacional.
CEN	: Coordinador Eléctrico Nacional.



1. Introducción

1.1. Generalidades

La ingeniería eléctrica ocupa un papel crítico para el funcionamiento de la sociedad actual, debido a su directa relación con la generación, transmisión y distribución eficientes de la energía eléctrica. Actualmente el mundo cada vez es más dependiente de la electricidad, por esto es primordial asegurar estabilidad, seguridad y calidad de suministro eléctrico, esto hace necesario recurrir a soluciones técnicas cada vez más sofisticadas.

Los sistemas de protección eléctrica ocupan un rol primordial para lograr la estabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos. Actualmente existe mucha tecnología y estudios dirigidos a este tema, siempre enfocados a detectar fallas y preservar la integridad de los equipos e infraestructura. Los sistemas de protección eléctrica tradicionales operan en base de mediciones locales no coordinadas en tiempo real, además de poseer limitaciones para operar frente a fenómenos dinámicos. La creciente integración de energías renovables impulsa la necesidad de tecnologías más avanzadas para monitoreo y control de los sistemas eléctricos.

En este contexto, el concepto de sincrofasores emerge como una herramienta indispensable para la protección de los sistemas eléctricos modernos. Concepto basado en mediciones sincronizadas en tiempo que permiten observar con precisión y en tiempo real el comportamiento dinámico del sistema eléctrico. Esto da paso a integración de sistemas de protecciones más rápidos, coordinados y selectivos.

Este trabajo busca explorar el concepto de sincrofasores e implementarlo en sistemas de protecciones eléctricas evaluando su rendimiento frente a contingencias. La elección de MATLAB/Simulink como entorno de simulación se justifica debido a que actualmente es de los pocos programas que ya poseen el concepto de sincrofasores integrados en sus bibliotecas.

1.2. Revisión Bibliográfica

1.2.1 *Introducción*

En este capítulo se presenta el análisis realizado a estándares y publicaciones científicas disponibles en los servicios en línea asociadas al tema de trabajo. Esta revisión se puede dividir en 3 grupos de artículos. El primer grupo asociado a conceptos fundamentales y aplicaciones generales de las PMUs. El segundo grupo dirigido al desarrollo, implementación y optimización de PMUs. El tercer

grupo asociado a aplicaciones específicas de PMUs en protecciones y energías renovables.

1.2.2 *Publicaciones Revisadas*

1.2.2.1 *Conceptos fundamentales y aplicaciones generales de PMUs*

- ♣ A. G. Phadke and T. Bi, "Phasor measurement units, WAMS, and their applications in protection and control of power systems," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 619-629, July 2018. [1]

En este artículo los autores mencionan que en los años 70 se desarrollan los primeros relés digitales capaces de medir componentes fasoriales, pero a partir de los 90 se logran medir ángulos eléctricos en distintos puntos del sistema, sincronizados en el tiempo, dando origen al concepto sincrofasores. La utilización de este concepto abre la posibilidad a monitoreo en tiempo real de los sistemas eléctricos, entregando datos más rápidos y precisos en comparación a tecnologías tradicionales. Esto permite análisis de estabilidad en tiempo real y hace posible la utilización de esta tecnología en esquemas de protecciones. Esta tecnología ha sido implementada en países como Estados Unidos, China, India y Brasil utilizada para monitorear y proteger sus sistemas eléctricos entregando resultados positivos en confiabilidad y toma de decisiones dentro del sistema eléctrico.

- ♣ D. Tholomier, H. Kang and B. Cvorovic, "Phasor measurement units: Functionality and applications," *2009 Power Systems Conference*, Clemson, SC, USA, 2009, pp. 1-12. [2]

Este artículo menciona las funciones y aplicaciones para las PMUs, destacando que actualmente los sistemas eléctricos operan al límite de estabilidad debido al crecimiento de las energías renovables, ya que existen grandes problemas de estabilidad y oscilaciones, que pueden generar apagones en la red. Para esto es necesario utilizar herramientas modernas que permitan monitorear, controlar y proteger el sistema eléctrico de manera rápida y precisa. Se explica el funcionamiento de PMUs y como se integran a los sistemas eléctricos. Se mencionan las siguientes listas de aplicaciones para PMUs: Monitoreo y control en tiempo real. Wide Area Monitoring Systems WAMS, recopilación de datos para visualización. Wide Area Control Systems, sistemas de control basado en decisiones rápidas apoyados en WAMS; Wide Area Protection Systems, protección avanzada a partir de PMUs; System Integrity Protection Schemes, esquemas de protección que utilizan datos de PMUs para acción frente a condiciones críticas. Se indica que no es necesario instalar PMUs

en todo el sistema, se deben escoger puntos estratégicos que no perjudiquen la completa visualización del sistema eléctrico. Las PMUs resultan esenciales para las redes eléctricas modernas.

♣ Biswal, C.; Sahu, B.K.; Mishra, M.; Rout, P.K. Real-Time Grid Monitoring and Protection: A Comprehensive Survey on the Advantages of Phasor Measurement Units. *Energies* **2023**, *16*, 4054. [3]

Este artículo menciona la importancia de las PMUs en los sistemas eléctricos modernos considerando áreas de aplicación. Para aplicación en protección del sistema eléctrico se mencionan los siguientes apartados: Estimación de estado el sistema, Monitoreo en tiempo real preciso y rápido; Detección y localización de fallas, detección y localización de fallas de alta impedancia. La Desconexión inteligente de cargas, permite ejecutar desconexión de cargas de forma rápida y estratégica, frente a condiciones anormales. La Protección diferencial, protección de líneas, transformadores o generadores frente a pérdidas de sincronización u oscilaciones. La Respuesta a catástrofes, la información entregada por PMUs ayuda a generar planes preventivos de forma rápida, de esta manera se evita el colapso total en una red. Se plantea que para el futuro de las redes eléctricas apunta al uso masivo de PMUs junto a algoritmos de inteligencia artificial. Esta alianza otorgará estabilidad a los sistemas eléctricos.

♣ Pazderin, A.; Zicmane, I.; Senyuk, M.; Gubin, P.; Polyakov, I.; Mukhlynin, N.; Safaraliev, M.; Kamalov, F. Directions of Application of Phasor Measurement Units for Control and Monitoring of Modern Power Systems: A State-of-the-Art Review. *Energies* **2023**, *16*, 6203. [4]

Este artículo explora las áreas donde pueden ser aplicadas las PMUs para sacarles el máximo provecho. Se hace hincapié en que los sistemas eléctricos actuales son impredecibles y aquí es donde las PMUs tienen un papel fundamental dada la necesidad de mediciones precisas, rápidas y sincronizadas. Se menciona “state stimation” donde se implementan las PMUs de diferentes enfoques para realizar esta tarea (sistemas híbridos, sistemas solo con PMUs, etc). Se muestra que las PMUs pueden ser utilizadas en esquemas de protección, por ejemplo, en protección diferencial, protecciones adaptativas, sobrecargas y protección de generadores. Implementar estos dispositivos no es cosa fácil, se requiere del estudio de los sistemas y ver si cumple con los requerimientos para el correcto funcionamiento de las PMUs.

1.2.2.2 Desarrollo, implementación y optimización de uso de PMUs

♣ V. Salehi, A. Mazloomzadeh and O. Mohammed, "Development and implementation of a phasor measurement unit for real-time monitoring, control and protection of power systems," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-7. [5]

En este artículo los autores implementaron su propia PMU, poniendo a prueba su dispositivo en un sistema eléctrico de laboratorio que contiene generadores sincrónicos, líneas de transmisión, cargas, motores y otros. Los autores lograron medir en variables de interés en tiempo real (voltaje, corriente, frecuencia, potencia, componentes de secuencia y ángulos de fase), además de visualizar su comportamiento frente a perturbaciones. Se pone a prueba la utilidad de las PMUs en esquemas de protecciones entregando resultados positivos en protección y detección de fallas, demostrando que a pesar de que el diseño de PMU se considera económico entregó resultados positivos al concluir el experimento.



♣ R. Shrestha *et al.*, "Optimal Phasor Measurement Unit Placement Using Machine Learning Technique," 2024 16th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC), Santa Maria, Brazil, 2024, pp. 1-6. [6]

Los autores se enfocan encontrar la mejor manera de ubicar PMUs dentro de un sistema eléctrico, estos dispositivos son de costo elevado y su instalación resulta compleja, por esta razón es necesario estudiar las mejores ubicaciones para estos dispositivos, ya que instalar en cada nodo puede resultar un gran costo que no se justifica. Para determinar la mejor ubicación de estos dispositivos dentro de un sistema los autores proponen el uso de inteligencia artificial, específicamente un algoritmo de nombre RandomForest, en reemplazo de métodos tradicionales de ensayo y error. Para probar el uso efectivo de IA los autores realizaron una simulación de red eléctrica de 9 nodos, aplicando fallas o perturbaciones comunes dentro de una red eléctrica. A través de los resultados obtenidos entrenan el algoritmo para que identifique fallas y encuentre los lugares principales y/o más importantes de la red eléctrica, con esto logran identificar que con solo 3 PMUs es posible detectar casi el 100% de las fallas, dando a entender que no es completamente necesario utilizar PMUs en cada nodo de un sistema. Ahora bastaría probar este algoritmo en redes con más nodos y condiciones más realistas.

♣ B. Sneha, R. Babu and S. Mahapatra, "Optimizing Phasor Measurement Unit Placement Approach for Enhanced System Observability," *2024 3rd Odisha International Conference on Electrical Power Engineering, Communication and Computing Technology (ODICON)*, Bhubaneswar, India, 2024, pp. 1-6. [7]

Los autores proponen un modelo matemático para encontrar la ubicación óptima de PMUs dentro de un sistema eléctrico, buscando minimizar el número de PMUs necesarias sin sacrificar la capacidad de monitoreo completo del sistema eléctrico. Utilizar PMUs en cada nodo del sistema puede significar gran inversión en estos dispositivos. Buscan evitar que múltiples PMUs entreguen mediciones de un mismo punto. Se utiliza una técnica de optimización que ayuda a encontrar las mejores ubicaciones para las PMUs considerando estructura de red, perturbaciones o fallas en la red y la redundancia de utilizar múltiples PMUs para un mismo punto. La técnica de optimización se basa en cálculos y ecuaciones de modelos, implementados en MATLAB para facilitar cálculos, es decir, se trata de un algoritmo. Se obtienen resultados positivos demostrando que para cada experimento se requerían menos PMUs que la cantidad total de nodos obteniendo configuraciones óptimas de PMUs dentro del sistema eléctrico. Todo es realizado de forma experimental, es necesario implementar el modelo en sistemas reales.

♣ J. Yang *et al.*, "Correction Method for Deviations in Phase Angle for PMUs at Both Ends of a Transmission Line With Unknown Parameters," in *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 74, pp. 1-13, 2025. [8]

Las PMUs entregan información precisa y sincronizada sobre un sistema eléctrico, siendo un dispositivo vital para tareas de monitoreo dentro de un sistema eléctrico. Si bien se habla de información precisa, debido a múltiples perturbaciones (desgaste, ruido, sincronización) esta información puede presentar errores, particularmente información de ángulos de fase. El artículo propone un método para corregir desviaciones en esta información considerando 2 etapas: Desviaciones entre extremos de una línea y desviaciones locales de un extremo (entre voltaje y corriente), utilizando datos de línea en dos momentos diferentes.

Desviaciones entre extremos: Utilización de ecuaciones teóricas de líneas de transmisión para analizar comportamiento normal de la línea en estudio, para comparar con las mediciones registradas por las PMUs obteniendo la desviación presente en las mediciones.

Desviaciones locales: Información de voltaje y corriente importante para cálculo de potencia. Por esto es necesario verificar que las mediciones sean precisas. Se utilizan 2 cálculos de potencia en base a voltaje y corriente, una donde se utiliza el ángulo de fase y otra donde esta información no es utilizada. Ambas potencias deben ser iguales de lo contrario se debe ajustar el ángulo para que ambas coincidan. Se utilizan las correcciones obtenidas para corregir las demás mediciones de las PMUs, utilizando las desviaciones y el punto de la línea con medición más precisa como referencia.

Este método resulta útil y confiable, debido a la utilización de modelos de línea teóricos para comparar con los datos reales obtenidos con finalidad de ajustar desviaciones en mediciones. No es necesario conocer los parámetros exactos de línea, funciona a pesar de presencia de ruido, aplicación en tiempo real o post-análisis. Utilizar este método puede significar no invertir en calibraciones de equipo y planificar bien cuando sea necesario una calibración de los equipos.

Implementación real en China, línea de 500kV. Corrigiendo desviaciones de más de 2 grados en ángulos, coherencia en cálculos y pérdidas reales de potencia reactiva y mejoramiento de estimación de parámetros de línea.



1.2.2.3 Aplicaciones específicas de PMUs en protecciones y energías renovables

♣ Lavery, D., Best, R., & Morrow, D. J. “Loss-of-mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings”. IET Generation, Transmission & Distribution, 9(2), 146-153, 2015 [9]

Este artículo trata el problema en la identificación de oscilaciones o fluctuaciones para desconexión de generación en una red (loss-off-mains), causando posibles daños en equipos, problemas de calidad y riesgos de seguridad. Los métodos actuales utilizados para identificar esta clase de problemas pueden desconectar los generadores a pesar de que la fluctuación visualizada no signifique realmente una falla, dando lugar a apagones. A través del uso de PMUs los autores proponen monitorear en tiempo real la frecuencia y fase entre los generadores comparando estos registros con una referencia en la red. A través de esta comparación al detectar una variación en ángulo

de fase, se identifica el problema y se ordena la desconexión de la generación. Se realiza un experimento logrando detectar correctamente una desconexión de generadores en la red. Este método resultó ser confiable y preciso, además de ser flexible ya que es posible ajustar el umbral de detección de estos problemas considerando la naturaleza de operación del sistema. Actualmente esto es de vital importancia debido a la masificación de energías renovables que están tomando terreno en las redes eléctricas. La desconexión de un generador puede significar apagones en la red eléctrica, la utilización de PMUs es clave para monitorear y mantener la estabilidad dentro de los sistemas eléctricos.

♣ I. Vujović, M. Koprivica and Ž. Đurišić, "Infrastructure for distributed PV systems monitoring and management using SCADA," *2024 32nd Telecommunications Forum (TELFOR)*, Belgrade, Serbia, 2024, pp. 1-4. [10]

Los autores de este artículo presentan una solución para monitorear y controlar sistema PV utilizando una estructura basada en SCADA implementada en una nube. Los sistemas SCADA tradicionales no están diseñados para la naturaleza dinámica de las fuentes renovables. La propuesta permitiría monitorear y controlar de manera remota sistemas PV desde una ubicación central. La integración de PMUs en esta propuesta es debido a la importancia del ángulo de fase de señales, ya que así es posible entender el comportamiento eléctrico de los sistemas en tiempo real. La utilización de PMUs resulta vital, estos dispositivos permiten detectar fallas o desbalances dentro del sistema, asegurando la estabilidad dentro de la red eléctrica, el procesamiento rápido de mediciones a través de las PMUs permite tomar decisiones rápidas durante perturbaciones u oscilaciones en el sistema. Todas estas mediciones serán almacenadas en la nube, permitiendo un mayor control de cualquier PV que se controle a través del sistema en la nube. Hay que destacar que la estructura propuesta utiliza protocolos de protección de información y posee centros de respaldo (en caso de fallas no se pierda el control), además de comunicación de estructura por protocolos industriales. Es importante un control sobre las PV para aprovechar la máxima generación, además de no poner en riesgo la estabilidad del sistema eléctrico.

1.2.3 Discusión Bibliográfica

La revisión realizada muestra que la implementación de Phasor Measurement Units (PMUs) marca un cambio en la forma de monitorear y proteger los sistemas eléctricos. Estos dispositivos que utilizan el concepto de sincrofasores en sus mediciones se vuelven completamente necesarios para los

sistemas eléctricos modernos. Si bien estos dispositivos suelen ser utilizados principalmente para monitoreo de los sistemas eléctricos, también pueden ser integrados en sistemas de protecciones. Sin embargo, también existen desafíos para implementar PMUs en sistemas eléctricos, ubicación óptima, sincronización confiable, gran densidad de datos, compatibilidad, entre otros problemas. Las PMUs emergen como una gran herramienta que moderniza el monitoreo y protección de los sistemas eléctricos.

1.3. Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Investigar la aplicación del concepto de sincrofasores para la implementación en esquemas de protección de sistemas de potencia. Analizar sus características de operación y las ventajas de su uso para la detección de fallas en sistemas de potencia.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Estudiar el concepto de sincrofasores, su principio de operación y cómo estos pueden aplicarse en funciones de protección.
- Analizar las ventajas de la protección de sistemas de potencia con el uso de sincrofasores, en comparación con esquemas de protección convencionales.
- Desarrollar ejemplos de aplicaciones en protección utilizando sincrofasores.

1.4. Alcances y Limitaciones

- Estudiar el concepto de sincrofasores y su aplicación en los sistemas de protecciones eléctricas.
- Analizar distintas formas de implementación del concepto de sincrofasores en protecciones eléctricas.
- Evaluar las ventajas de los sincrofasores en comparación a esquemas de protección convencionales.
- Desarrollar ejemplos de aplicaciones mediante MATLAB/Simulink y ETAP.

El estudio se enfoca en análisis conceptual a través de bibliografía especializada y normativas vigentes. Además de estudios de simulaciones con modelos simplificados sin abarcar la totalidad de la complejidad de los sistemas de protecciones eléctricas.

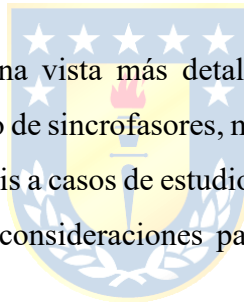
1.5. Temario y Metodología

El siguiente documento se rige por la siguiente estructura.

En el capítulo 2 se busca comprender el concepto de sincrofasores mostrando como es su representación para una onda sinusoidal, la estructura que requiere una PMU para operar dentro de un sistema y los requisitos de medición por los que se rigen estos dispositivos.

En el capítulo 3 se busca comprender la operación de los sistemas de protecciones en un sistema eléctrico de potencia, dando una vista general a los tipos de fallas existentes y fenómenos presentes en estos sistemas eléctricos. También se mencionan los principales dispositivos y equipos utilizados para la protección de un sistema eléctrico de potencia junto a una breve descripción de funcionamiento y operación. Se muestra un ejemplo sencillo que permite observar y comprender la operación y coordinación de un sistema de protección eléctrico.

Para el capítulo 4 se entrega una vista más detallada a la arquitectura de un sistema de protecciones que implementa el concepto de sincrofasores, mencionando aplicaciones específicas para este concepto. También se hace un análisis a casos de estudio y pruebas mencionadas en la bibliografía utilizada. Se menciona las principales consideraciones para aplicar esta tecnología en el Sistema Eléctrico Nacional.



En el capítulo 5 se definen las principales ventajas y desventajas de la utilización de sistema de protecciones que implementan el concepto de sincrofasores respecto de los sistemas de protecciones convencionales.

En el capítulo 6 se trabaja en el entorno de simulación de MATLAB/Simulink, explicando el funcionamiento de cada bloque utilizado y como se llega al modelo final de trabajo. Se somete el modelo final a perturbaciones de conexión y desconexión de carga y a cortocircuitos, buscando visualizar el comportamiento del sistema a través de las PMUs.

Finalmente, en el capítulo 7 se mencionan los impactos y desafíos de implementación de esta tecnología en los sistemas de protecciones actuales.

2. Sincrofasores

2.1. Introducción

Este capítulo es una ayuda para comprender el concepto de sincrofasores utilizado por los dispositivos Phasor Measurement Units (PMUs).

2.2. Generalidades

La representación fasorial de señales sinusoidales, figura 2.1, es comúnmente utilizada en el análisis de sistemas de potencia en corriente alterna. Ahora, sincrofasor es solo un concepto, siendo una representación compleja (fasor) de señales sinusoidales, con la ventaja de que estas señales se encuentran sincronizadas en tiempo real a través de una referencia común.

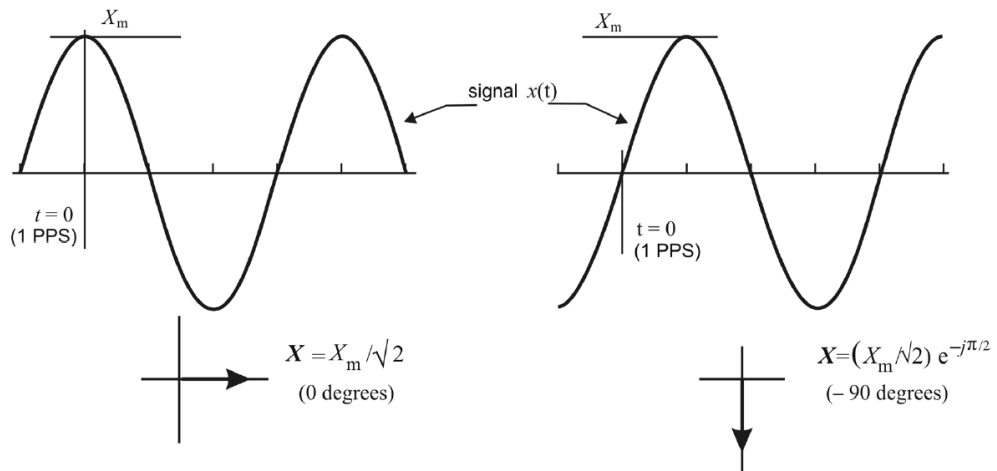


Figura 2.1 Ondas sinusoidales

La señal sinusoidal, se modela como.

$$x(t) = \sqrt{2}X \cos(2\pi ft + \phi) \quad (2.1)$$

Donde “X” representa la magnitud RMS de la señal, “f” la frecuencia y “ ϕ ” la fase. De esta manera se obtiene que el sincrofasor tiene la forma.

$$\vec{X} = X e^{j\phi} \quad (2.2)$$

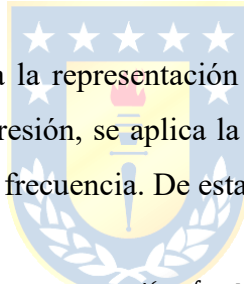
La característica clave de estos datos fasoriales obtenidos, es que se encuentran referenciados a una misma base de tiempo.

Por otra parte, cuando la amplitud y frecuencia es en función del tiempo, se define la función $g = f - f_0$, donde f_0 es la frecuencia nominal. De esto $g(t) = f(t) - f_0$ quedando el modelo sinusoidal de la siguiente manera.

$$x(t) = \sqrt{2}X(t) \cos\left(2\pi \int f dt + \phi\right) \quad (2.3)$$

$$= \sqrt{2}X(t) \cos\left(2\pi \int (f_0 - g) dt + \phi\right) \quad (2.4)$$

$$= \sqrt{2}X(t) \cos\left(2\pi f_0 t + \left(2\pi \int g dt + \phi\right)\right) \quad (2.5)$$



La ecuación (2.6) corresponde a la representación en forma fasorial de la señal sinusoidal definida en (2.5). Para obtener esta expresión, se aplica la transformada fasorial, que permite pasar del dominio del tiempo al dominio de la frecuencia. De esta manera, el sincrofasor se define como:

$$X(t) = X(t)e^{j(2\pi \int g dt + \phi)} \quad (2.6)$$

2.3. Phasor Measurement Units

Los Phasor Measurement Units (PMUs) son dispositivos que poseen la característica de trabajar utilizando el concepto de sincrofasor dentro de un sistema eléctrico. Esto permite tomar mediciones en un sistema y además calcular el sincrofasor para la señal medida, obteniendo información de magnitud y ángulo de fase de una señal en tiempo real.

Los principales componentes necesarios para tomar mediciones dentro de un sistema de potencia utilizando PMUs se muestran en la figura 2.2.

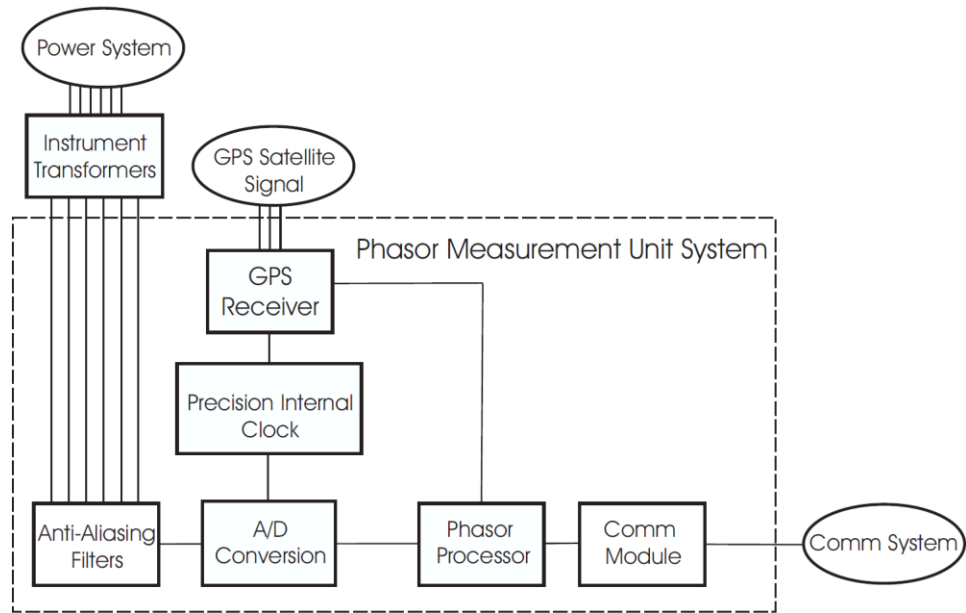


Figura 2.2 Esquema Básico PMU [15]

Los elementos externos a la PMU son los transformadores de Corriente o tensión, encargados de disminuir las magnitudes de las señales a niveles adecuados para ser admitidos en los instrumentos de protección o monitoreo. También es necesario una base de tiempo precisa, para referenciar los datos procesados por la PMU, generalmente es utilizado el sistema de posicionamiento global (GPS).

Ahora los componentes internos de la PMU incluyen filtros anti-aliasing para eliminar componentes de altas frecuencia que pueden generar errores al digitalizar la señal (convertidores analógico-digitales), esto asegura que el muestreo digital sea una representación fiel a la señal medida. El procesador de fasores es el encargado de procesar las señales digitales para calcular el valor eficaz, ángulo fasorial y frecuencia, además de calcular la tasa de cambio. El receptor GPS junto al reloj interno de precisión es fundamental para sincronizar los fasores obtenidos por la PMU. Finalmente operan los módulos de comunicación, encargados de preparar los datos obtenidos para los protocolos de comunicación utilizados en el sistema. Luego de esto los datos son transmitidos a una base de datos, por ejemplo, un Phasor Data Concentrator (PDC).

2.4. Mediciones Dinámicas

Las PMUs generan muestras de señal durante ventanas de tiempo cortas y luego aplica un algoritmo para obtener Magnitud, ángulo y frecuencia. De esta manera se obtienen cierta cantidad de fasores dentro de un ciclo, dando lugar a datos dinámicos.

Es necesario filtrar el ruido y armónicos de las señales, para minimizar errores de medición y rapidez de respuesta de PMU.

De la figura 2.3 se desprenden 4 etapas para la operación de las PMUs.

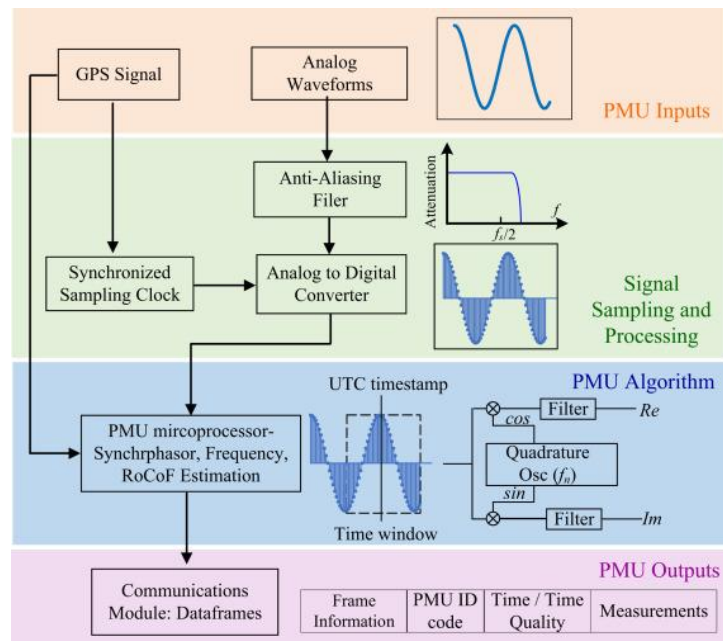


Figura 2.3 Operación de PMUs

El estándar IEEE C37.118.1 – 2005 establece márgenes de error para PMUs, que deben mantenerse durante oscilaciones y cambios bruscos en la señal [11].

2.5. Tipos de PMU

Existen 2 tipos de PMUs.

- CLASE P :
- Aplicaciones en Protecciones.
 - Rápida respuesta y/o procesamiento.
 - Menor precisión.

- CLASE M : - Aplicaciones de Monitoreo.
 - Respuesta menos rápida
 - Mayor precisión de datos.

2.6. Requisitos de Medición

Los Phasor Measurement Units deben ser capaces de calcular y entregar sincrofasores de la forma antes definida, tanto para sincrofasores monofásicos y de secuencia positiva. No obstante, las mediciones entregadas por estos dispositivos no son exactas, más bien son estimaciones de un valor determinado que deben estar dentro de un margen de error.

La frecuencia y su tasa de cambio están definidas por las siguientes ecuaciones.

Frecuencia.

$$f(t) = f_0 + \frac{d}{dx} \left(\frac{\phi(t)}{2\pi} \right) = f_0 + \Delta f(t) \quad (2.7)$$

Donde $\Delta f(t)$ es la desviación de la frecuencia respecto de la nominal, tasa de cambio o ROCOF definido de la forma.

$$ROCOF(t) = \frac{d^2}{dt^2} \left(\frac{\phi(t)}{2\pi} \right) = \frac{d}{dt} (\Delta f(t)) \quad (2.8)$$

En condiciones de estado estacionario $\Delta f(t)$ puede representarse como un escalar Δf .

Los criterios por cumplir para estos valores son un error de frecuencia menor a 0.005 [Hz] y un error ROCOF menor a 0.01 [Hz/s].

Los errores asociados a la magnitud y fase de los datos entregados por la PMU son considerados conjuntamente a través de un indicador Total Vector Error (TVE). Este indicador representa la diferencia entre el fasor medido y el fasor teórico.

$$TVE(n) = \sqrt{\frac{(\widehat{X}_r(n) - X_r(n))^2 + (\widehat{X}_i(n) - X_i(n))^2}{(X_r(n))^2 + (X_i(n))^2}} \quad (2.9)$$

Donde \widehat{X}_r y \widehat{X}_i son los valores entregados por el dispositivo y X_r y X_i son los valores teóricos del fasor.

El error asociado a la magnitud y fase del fasor deben ser menores al 1%, es decir, $TVE < 1\%$. Esto se define en el estándar IEEE C37.118.1 – 2005 [11].

2.7. Discusión y Conclusiones

El concepto sincrofasor representa una gran evolución respecto a la representación fasorial de señales medidas en los sistemas eléctricos, siendo su principal ventaja la referencia de tiempo común integrada en los datos obtenidos. Este concepto permite realizar mediciones sincronizadas dentro de todo el sistema eléctrico, siendo una característica de gran valor para el monitoreo, control y protección de los sistemas en tiempo real.

La constante evolución y desarrollo de los dispositivos PMU permite obtener capacidades avanzadas de medición implementando el concepto de sincrofasores en sistemas reales. La precisión y velocidad de operación de estos dispositivos permite detectar variaciones de frecuencia, oscilaciones, inestabilidad y fallas, facilitando la respuesta más rápida y eficaz de los sistemas de protecciones eléctricas.

A través de los indicadores ROCOF, TVE y desviación de frecuencia es posible verificar el rendimiento de los dispositivos PMU, además de asegurar el cumplimiento de estándares. El cumplimiento del estándar IEEE C37.118.1 garantiza calidad de las mediciones obtenidas, permitiendo mejorar el monitoreo y protección de los sistemas eléctricos.

Dado que las redes actuales cada vez se vuelven más dinámicas y complejas, el concepto sincrofasor representa una herramienta fundamental para una supervisión más precisa y coordinada de los sistemas. La modernización de los sistemas eléctricos requiere de monitoreo de variables en tiempo real.

3. Aplicación de Sincrofasores en Sistemas de Protecciones

3.1. Introducción

La utilización del concepto sincrofasores en sistemas de protecciones eléctricas resulta muy atractiva, ya que permite el procesamiento de mediciones complejas dentro de un sistema eléctrico con la ventaja de comparar diferentes señales en el mismo instante.

3.2. Arquitectura de un Sistema de Protecciones basado en Sincrofasores

Un sistema de protección basado en sincrofasores se compone de elementos interconectados, al igual que un sistema de protecciones convencional. La adquisición y procesamiento de datos es lo que diferencia la utilización de sincrofasor con esquemas convencionales. Además de que estos datos se encuentran sincronizados respecto a una referencia (GPS).

Los dispositivos Phasor Measurement Units (PMUs) capaces de utilizar el concepto sincrofasor, poseen un receptor GPS que resulta crítico para la sincronización de los datos obtenidos. Estos receptores reciben señales de tiempo en forma de pulsos con alta precisión. El hecho de que todas las PMUs reciban la misma señal de tiempo resulta importante para que el registro de datos se encuentre referenciado a la misma base de tiempo (sincronizados), esto permite comparar diferentes mediciones a lo largo del sistema en un mismo instante de tiempo.

Al igual que en los sistemas de protecciones eléctricas convencionales los relés y PMUs no pueden ser conectados directamente al sistema. Ambos dispositivos requieren de transformadores de medida que adecúen la magnitud de las señales para las entradas en los dispositivos. Las PMUs registran magnitudes de tensión y corriente en puntos estratégicos del sistema. El procesamiento de estos registros entrega información de magnitud, ángulo de fase, frecuencia y tasa de cambio de frecuencia de las señales medidas con la ventaja de obtener información sincronizada entre diferentes puntos del sistema en estudio.

Posteriormente, los datos obtenidos son enviados a un concentrador de datos, específicamente a un Concentrador de Datos Fasoriales (PDC), que se encarga de agrupar y ordenar cronológicamente la información entregada por las PMUs.

Los datos almacenados en los PDC pueden ser utilizados por dispositivos de protección, por ejemplo, un relé. Los datos obtenidos resultan en información de gran importancia. El obtener datos de magnitud, ángulo y frecuencia en intervalos determinados por ciclo, permite la detección de fallas o perturbaciones en el sistema con gran precisión y rapidez. Es posible lograr mayor sensibilidad y selectividad en el sistema de protecciones eléctricas. Es posible utilizar la gran densidad de información para esquemas de protecciones avanzados, obteniendo sistemas inteligentes junto a algoritmos de aprendizaje que permiten mejor control, selectividad y coordinación de protecciones frente a operaciones anómalas.

Finalmente, debido a la gran densidad de datos obtenidos y procesados, es necesaria una infraestructura de comunicaciones robusta. La infraestructura debe ser capaz de transmitir la gran densidad de datos a gran velocidad y confiabilidad, asegurando una comunicación veloz y eficaz entre todos los dispositivos dentro del esquema de protección.

3.3. Aplicaciones de Sincrofasores en Protección

La utilización del concepto Sincrofasor en sistemas de protecciones eléctricas abre un abanico de nuevas aplicaciones de protección, superando algunas limitaciones presentes en los esquemas de protección convencionales, por ejemplo, velocidad y densidad de datos. A continuación, se presentan las principales aplicaciones indicadas en la literatura y experimentos para la implementación de este concepto.

Protección diferencial a distancia, a través de la integración de Sincrofasores es posible realizar comparaciones entre extremos remotos dentro de un sistema eléctrico. Debido a que los datos procesados dentro del sistema de protecciones se encuentran sincronizados a través de una referencia de tiempo común (GPS) es posible implementar protecciones diferenciales en líneas de transmisión de gran extensión sin necesidad de enlaces de comunicación directos entre cada extremo de la línea.

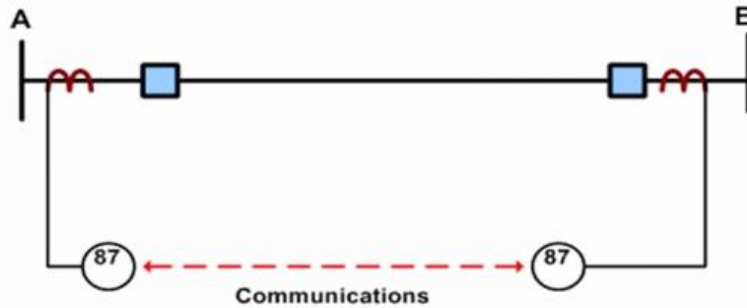


Figura 3.1 Protección diferencial de Líneas

Localización de fallas, dado que al implementar el concepto de Sincrofasores es posible trabajar con concentraciones de datos que se encuentran sincronizados, es posible comparar mediciones entre puntos dentro del sistema dando lugar a un cálculo más preciso de la ubicación de una falla. Evidentemente los datos no entregan la ubicación de la falla por si solos, es necesario complementar con algoritmos especializados o métodos computarizados para determinar la ubicación exacta del evento. Un método para utilizar con esta tecnología es la comparación fasorial entre puntos, analizando la diferencia de ángulos y magnitudes entre diferentes puntos del sistema, de esta manera al encontrar un cambio brusco entre las variables es posible localizar la falla de manera precisa.

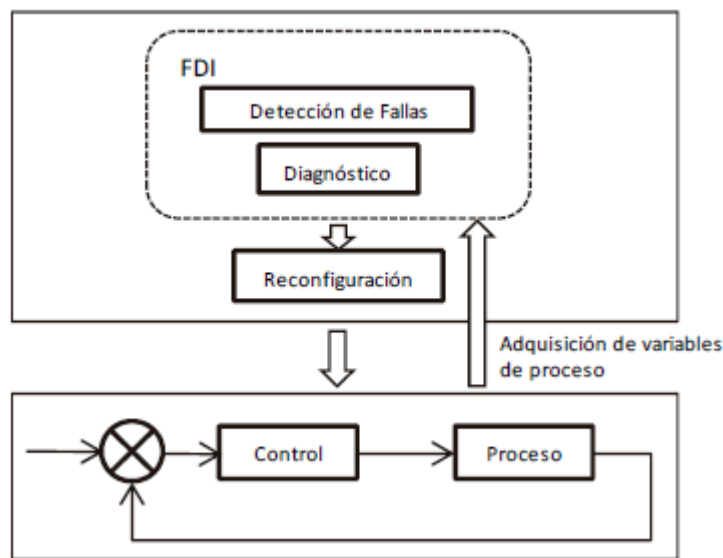


Figura 3.2 Sistema de Detección de Fallas

Protección adaptativa en Tiempo Real, la obtención de datos en tiempo real a través de la implementación del concepto Sincrofasores en los sistemas de protecciones, abre paso a la automatización en las protecciones. El manejo de datos sincronizados, de manera fiable y rápida puede permitir ajuste de parámetros en tiempo real, por ejemplo, ajustes de curvas de disparo, umbrales y tiempos de retardo. Todo esto puede permitir el ajuste dinámico de las protecciones, a través de la evaluación de datos que permiten visualizar el estado actual del sistema.

Coordinación entre diferentes zonas, debido a la sincronización en base de tiempo de los datos, es posible comparar mediciones entre diferentes zonas de un sistema. la comparación de datos que se encuentran sincronizados entrega ventajas sobre la selectividad de las protecciones ante fallas, evitando desconexiones innecesarias. Esto es parte de un aspecto crítico dentro de los sistemas eléctricos, pues la desconexión de una zona puede significar grandes pérdidas, además de afectar directamente a la estabilidad del sistema.



3.4. Tiempos de Procesamiento

En los esquemas de protección basados en sincrofasores, la rapidez de respuesta depende del tiempo de adquisición de las PMUs, de la transmisión de datos y del procesamiento de la información. Las PMUs, de acuerdo con IEEE C37.118.1-2011 [11], entregan entre 30 y 60 mediciones por segundo, esto implica un intervalo de 16 a 33 ms entre cada cálculo fasorial. El retardo asociado al cálculo se encuentra en el rango de 20 a 50 ms. Posteriormente, los datos son transmitidos hacia el *Phasor Data Concentrator* (PDC), con retardos de 5 a 20 ms en comunicaciones ópticas y hasta 100 ms en sistemas más extensos, más un ciclo adicional requerido para la alineación temporal de las mediciones. Finalmente, la lógica de protección procesa la información y genera la orden de disparo en un tiempo adicional de 10 a 30 ms. En consecuencia, el tiempo total de procesamiento y de toma de acción de una protección basada en sincrofasores se encuentra en el rango de 50 a 150 ms. Este desempeño es competitivo frente a protecciones convencionales, que generalmente requieren acumular varios ciclos de señal antes de disparar.

3.5. Experimentos y Casos de Estudio

Sin duda la implementación del concepto de Sincrofasores en sistema de protecciones resulta cautivador pensando en el futuro de las redes eléctricas, redes cada vez más dinámicas y con presencia de generación en diferentes puntos de esta, resulta vital un monitoreo y análisis exhaustivo para resguardar la estabilidad y seguridad de la red eléctrica.

A continuación, se realiza un análisis a los experimentos y/o Casos de estudio presentes en los artículos científicos utilizados para la escritura de este documento.

En el artículo "Development and implementation of a phasor measurement unit for real-time monitoring, control and protection of power systems" [5] se realiza un experimento basado en una instalación de laboratorio, utilizando hardware DAQ como convertidor análogo-digital, transformadores de medida, cargas, generadores y simulación de líneas de transmisión.

El sistema simulado resulta muy simple, se trata de un sistema de 2 barras donde se ubican 2 PMUs en cada extremo del sistema experimental. Los autores buscaban medir ángulos de fase, realizar cálculos de flujo de potencia, cálculos de parámetros de línea, estimar márgenes de estabilidad, detectar condiciones de operación peligrosa y así lograr aplicar acciones de control de forma preventiva. El entorno simulado consta de un generador sincrónico, motores de baja potencia y cargas pasivas, además de simular las impedancias de línea con impedancias físicas. Este experimento está enfocado al monitoreo del sistema y cálculo de parámetros en tiempo real, pudiendo visualizar en tiempo real fasores de voltaje y corriente, potencias activas y reactivas instantáneas, frecuencia, factor de potencia y ángulos de fase entre barras con gran precisión. Es importante mencionar que todas las mediciones obtenidas fueron validadas a través de FLUKE 435, demostrando mínimas diferencias entre los datos obtenidos.

A través de este experimento se logra validar que las PMUs si tienen gran valor para el uso en protección y control de sistemas eléctricos. A través de mediciones fasoriales sincronizadas es posible comparar directamente variables eléctricas entre distintos puntos de un sistema, se puede detectar con precisión variaciones de fase y frecuencia, además de tener monitoreo del sistema con mediciones de resolución del orden de los milisegundos.

Las PMUs permiten crear sistemas de monitoreo, protección y control de área amplia, WAMS, WAP y WAC respectivamente, con esto es posible detectar condiciones de inestabilidad entre zonas distantes de un sistema. Desde el área de control las PMUs pueden comandar sistemas automáticos reconfigurando topologías, modos de operación o conexión y desconexión de dispositivos, dando pie al control adaptativo de sistemas de protecciones eléctricas. Finalmente, las PMUs pueden actuar junto a sistemas de protecciones convencionales, operando como respaldo de estas, coordinando disparos a través del monitoreo constante del sistema y también puede evitar disparos innecesarios de protecciones.

3.6. Consideraciones para aplicación en el Sistema Eléctrico Nacional

La implementación de tecnologías basadas en sincrofasores en el Sistema Eléctrico Nacional (Chile) representa una oportunidad para modernizar los sistemas de protección, monitoreo y control del SEN. Las características del SEN, como su extensión geográfica, la alta presencia de generación renovable, y el aumento en su complejidad operativa, hacen que la aplicación de estas tecnologías resulte beneficiosa y necesaria para garantizar la seguridad y estabilidad del sistema.

El SEN se extiende a lo largo de más de 3.000 km, desde Taltal (norte) hasta la isla de Chiloé (sur), lo que lo convierte en uno de los sistemas eléctricos más largos del mundo [13]. Esta geografía deja desafíos importantes para la coordinación de protecciones y monitoreo en tiempo real. En este contexto, el uso de PMUs y sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS) permiten superar las limitaciones de retardos y asincronía de medición que afectan a los sistemas tradicionales.

Uno de los aspectos más importantes a considerar, es la ubicación estratégica de las PMUs. En Chile, el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) ha establecido ciertos lineamientos para la instalación de estas unidades en puntos clave del sistema, como subestaciones de interconexión, nodos críticos para la estabilidad del sistema, y zonas con alta presencia de energías renovables [14]. A través de esta planificación se busca capturar datos representativos del comportamiento del sistema y analizar con precisión las condiciones operativas.

La infraestructura de comunicaciones es otro aspecto fundamental, dado que los datos entregados por las PMUs deben ser transmitidos en tiempo real (con latencias menores a 100 ms), esto requiere una red de comunicaciones de alta velocidad y confiabilidad. Actualmente en Chile, la expansión de infraestructura con uso de fibra óptica a lo largo del sistema troncal junto con la

incorporación de protocolos de comunicación estandarizados, como IEC 61850 y IEEE C37.118, son pasos necesarios para la operación de un sistema de protección basado en sincrofasores [11].

Desde el punto de vista regulatorio, el “*Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional*” incluye disposiciones sobre la calidad de la información de operación, el monitoreo en tiempo real y el registro de eventos [14]. La implementación de PMUs y PDCs se integra a estos requerimientos, y también puede contribuir al cumplimiento de las exigencias normativas sobre estabilidad de tensión, frecuencia y respuesta ante contingencias.

Es importante considerar la capacitación de personal técnico, esto es esencial para aprovechar adecuadamente los datos otorgados por estos esquemas de protección. Con esto la interpretación de los datos obtenidos juega un papel importante en esta tecnología, para lograr el diseño de esquemas de protección mejorados.

De la mano junto a la ubicación estratégica de estos dispositivos, también es importante realizar una evaluación técnica económica del proceso de implementación. Si bien existen beneficios en confiabilidad, prevención de fallas y optimización de la operación, los costos asociados a la adquisición de equipos, actualización de sistemas SCADA y plataformas de análisis, deben ser planificados de forma rigurosa. Lo más coherente es una implementación gradual, comenzando por zonas críticas de operación o donde ya existan proyectos piloto o experiencia con esta tecnología.

3.7. Discusión y Conclusiones

El concepto sincrofasores en los sistemas de protección representa un cambio en la manera de manejar la estabilidad y seguridad en los sistemas eléctricos modernos. En este capítulo se demuestra que la implementación de PMUs junto a una infraestructura de comunicaciones adecuada permite implementar estrategias de protección más rápidas y selectivas frente a contingencias.

La ventaja principal de esta tecnología radica en la capacidad de realizar mediciones sincronizadas en distintos puntos del sistema, dando pie a comparaciones instantáneas entre ubicaciones distantes pudiendo realizar aplicaciones de protección diferencial a distancia. Además, permite la localización precisa de fallas y protección adaptativa en tiempo real, estas ventajas resultan críticas para la protección de sistemas eléctricos cada vez más complejos y dinámicos.

La integración de sincrofasores en el SEN abre las puertas al desarrollo de nuevas estrategias de protección coordinadas, control automático y manejo inteligente durante contingencias. En un sistema cada vez más dinámico, con una creciente participación de generación distribuida y tecnologías de almacenamiento, el uso de información sincronizada en tiempo real es un habilitador clave para transitar hacia una red más resiliente, segura e inteligente.



4. Comparación con Esquemas de Protección Convencionales

4.1. Introducción

La implementación del concepto de sincrofasores en sistemas de protecciones resulta en muchas ventajas, que se reflejan al superar algunas limitaciones que poseen los sistemas de protecciones convencionales. En este capítulo se busca describir las principales diferencias entre los sistemas de protecciones convencionales y los que usan el concepto de sincrofasor.

4.2. Principales Diferencias Técnicas

A continuación, se detallan las comparaciones entre sistemas de protección convencionales y los que utilizan el concepto de sincrofasores, buscando verificar si esta tecnología logra superar las limitaciones de los sistemas de protección actuales, entregando una mayor robustez y capacidad de respuesta frente a perturbaciones en el sistema eléctrico.



4.2.1 *Sincronización en Tiempo*

Sistemas Convencionales

Las mediciones realizadas son procesadas por los dispositivos de protecciones (Relés) que no poseen una referencia de tiempo, impidiendo comparar directamente perturbaciones que se presentan en diferentes puntos del sistema. Esta clase de sistemas genera limitaciones en los análisis post-falla y en la coordinación de protecciones. Estos sistemas operan de forma local sin una sincronización de datos en el tiempo.

Sistemas con Sincrofasores

Las mediciones realizadas permiten realizar comparaciones de las variables eléctricas en su forma compleja (magnitud y fase). Estas mediciones se encuentran referenciadas a una base de tiempo a través de GPS, logrando realizar comparaciones de mediciones en diferentes puntos del sistema en un mismo instante. Es posible realizar comparaciones de datos en tiempo real, abriendo paso a protecciones diferenciales a distancia, monitoreo en tiempo real y detección precisa de anomalías en el sistema.

4.2.2 **Resolución y Tasa de Muestreo de Datos**

Sistemas Convencionales

Normalmente, los relés digitales utilizados en esquemas de protecciones poseen tasas de muestreo de 1 a 2 veces por segundo, y para aplicaciones de respuesta rápida se implementan relés con tasas de muestreo de 16 a 32 muestras por ciclo. Los datos con los que operan estos relés no se encuentran sincronizados en el tiempo y su transmisión resulta no ser muy rápida.

Sistemas con Sincrofasores

Las PMUs (dispositivos que utilizan el concepto de sincrofasores) reportan mediciones con tasa de 30 a 60 veces por segundo. Las mediciones realizadas por estos dispositivos están normalizadas y se rigen por estándares, permitiendo un monitoreo casi continuo y confiable del estado del sistema. Existe mayor precisión en detección de perturbaciones dinámicas, oscilaciones o inestabilidad durante la operación del sistema.

4.2.3 **Monitoreo del Sistema**

Sistemas Convencionales

Al no utilizar concentradores de datos, los dispositivos operan de forma autónoma sin tener relación o conocimiento de mediciones en otros puntos del sistema. Este modo de operación puede generar disparos innecesarios de protecciones u operación de protecciones en forma no coordinada. Una protección puede actuar frente a una falla externa ajena a su área de trabajo.

Sistemas con Sincrofasores

Las mediciones fasoriales se recopilan en PDCs permitiendo monitoreo ya sea por zonas o completo del estado actual del sistema. A partir de WAMS es posible tener una toma de decisiones con información total del sistema, mejorando el análisis frente a contingencias.



4.2.4 **Velocidad de Respuesta**

Sistemas Convencionales

Estos sistemas poseen umbrales fijos de sobrecorriente, sub/sobretensión o impedancia, además de actuar con retardos temporales establecidos. Esta manera de operar genera tiempos de respuesta lentos frente a perturbaciones menores o no muy severas.

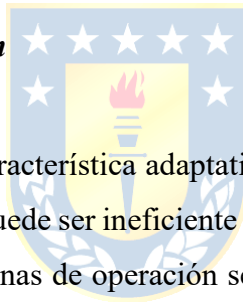
Sistemas con Sincrofasores

A través de los datos sincronizados y comparables en tiempo real, se tiene mayor sensibilidad frente a fallas pequeñas que pueden ser críticas para el sistema. Al obtener mediciones en tiempo real y sincronizadas en el tiempo es posible implementar protecciones adaptativas, que pueden modificar sus parámetros en base al estado actual de los sistemas, permitiendo que las protecciones actúen anticipadamente frente a fallas.

4.2.5 **Adaptabilidad y reconfiguración**

Sistemas Convencionales

Estos sistemas no poseen una característica adaptativa, es decir, poseen ajustes o parámetros definidos previamente. Esta operación puede ser ineficiente frente a cambios de topología del sistema, las protecciones no se ajustarán a las zonas de operación segura del sistema a menos que se ajusten manualmente.



Sistemas con Sincrofasores

Estos sistemas junto a la protección adaptativa permiten el ajuste dinámico de las protecciones frente a cambios de topología o carga del sistema. La implementación de sincrofasores abre paso a la autorregulación de umbrales de disparo o tiempos de retardo, dando lugar a la protección adaptativa.

4.2.6 **Coordinación entre Zonas**

Sistemas Convencionales

La coordinación entre las zonas en este tipo de sistemas está dada por tiempos de retardo. Frente a una falla de una zona, es posible que se provoque la desconexión de zonas externas a la falla.

Esto resulta crítico, pues la desconexión de zonas innecesarias afecta directamente a la operación del sistema.

Sistemas con Sincrofasores

Las PMUs junto a los PDCs permiten una comparación del estado actual entre zonas distantes permitiendo mejor criterio frente a fallas, disparando solamente aquellas protecciones necesarias para una falla. Existe mejor selectividad y se evitan desconexiones innecesarias mejorando la estabilidad del sistema.

4.2.7 Infraestructura de Comunicaciones

Sistemas Convencionales

Estos sistemas funcionan de manera autónoma y pueden no requerir de una infraestructura de comunicaciones avanzada. La comunicación entre dispositivos puede ser lenta frente a anomalías en el sistema, repercutiendo en la coordinación de protecciones entre zonas.

Sistemas con Sincrofasores

Estos sistemas requieren de una red de comunicación robusta, con baja latencia y alta capacidad. La densidad de datos en estos sistemas es alta, esto implica una gran inversión en infraestructura de comunicaciones para que el sistema trabaje de manera óptima.

4.2.8 Robustez

Sistemas Convencionales

Frente a perturbaciones dinámicas en el sistema, oscilaciones, inestabilidad o pérdida de sincronismo, estos sistemas pueden fallar en la detección precisa de la falla generando problemas de coordinación o disparo de protecciones innecesarias.

Sistemas con Sincrofasores

El uso de PMUs permite el monitoreo continuo del sistema. Particularmente estos dispositivos entregan información sobre la frecuencia del sistema. A través del ROCOF, desbalances de voltaje es posible detectar condiciones de inestabilidad, pérdidas de sincronismo u oscilaciones de forma precisa.

4.2.9 *Mantenimiento y Ampliación de Sistema*

Sistemas Convencionales

Frente a una expansión del sistema eléctrico es necesario modificar el esquema de protecciones. Frente a estas situaciones los sistemas eléctricos convencionales requieren ser rediseñados. Este proceso puede resultar costoso y requiere de nuevos estudios del sistema que pueden tomar mucho tiempo.

Sistemas con Sincrofasores

Si la infraestructura de comunicaciones está presente en las futuras expansiones del sistema, es posible incorporar nuevos dispositivos para realizar mediciones, esto no requiere de un gran trabajo de ajuste de parámetros, pues se trata de un sistema de protecciones adaptativo. En términos técnicos el sistema es altamente escalable.

4.3. Conclusiones

El uso del concepto Sincrofasores en esquemas de protecciones eléctricas representa un avance significativo en las redes eléctricas actuales, existe una constante evolución, cada vez son más complejas y dinámicas. En este capítulo se muestra que las ventajas de estos sistemas no son solo técnicas, sino también estratégicas.

La alta resolución y velocidad de transmisión de datos permite un monitoreo, análisis y acción más avanzada frente a contingencias, dando paso a redes más confiables y resilientes. Sin embargo, la adopción de esta tecnología implica contar con una infraestructura de comunicaciones robusta y de alta velocidad, además de integrar algoritmos capaces de procesar datos y tomar decisiones respecto a la acción frente a contingencias. La tabla 4.1 sintetiza lo visto en este capítulo.

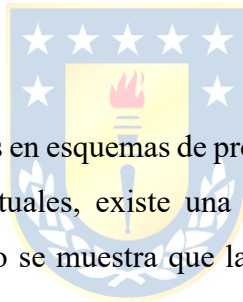


Tabla 4.1 Esquemas de Protecciones Convencionales y Esquemas con Sincrofasores

Criterio	Protecciones Convencionales	Protecciones con Sincrofasores
Sincronización	No sincronizadas	Sincronización GPS
Resolución	Media	Alta
Monitoreo	Local	Global
Velocidad	Variable	Alta
Adaptabilidad	Estática	Dinámica
Coordinación	Por tiempo	Por análisis
Comunicaciones	Opcional	Requiere una Red Robusta
Robustez	Limitada	Alta
Escalabilidad	Limitada	Alta



5. Simulación de Escenarios

5.1. Introducción

Para comprender el uso de las PMUs y como utilizan el concepto de Sincrofasores dentro de un sistema eléctrico, es necesario recurrir a un software de simulación, en este caso se utiliza MATLAB/Simulink. Para ello se crea un modelo que representa todos los equipos y componentes utilizados en una planta de celulosa, se elige esta estructura debido a que son redes eléctricas que utilizan la red y además poseen generación propia. Este tipo de sistemas está propenso a oscilaciones y pérdidas de sincronismo, a través de las PMUs se busca detectar con gran precisión este tipo de perturbaciones.

5.2. Bloque PMU de Simulink

El bloque que representa un “Phasor Unit Measurements” en MATLAB/Simulink es llamado “PMU (PLL-Based, Positive-Sequence)” y está disponible en la librería “Simscape/Electrical/Specialized Power Systems/Sensors and Measurements”.

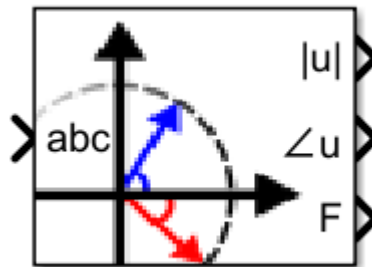


Figura 5.1 Bloque Phasor Unit Measurements de MATLAB/Simulink

Este bloque se muestra en la figura 5.1, y posee las siguientes entradas y salidas.

Entradas

“abc” – Señal de voltaje o corriente entregada por transformador de medida

Salidas

“|u|” – Magnitud de Señal Medida

“∠u” – Angulo de fase para Señal Medida

“f” – Frecuencia de Señal Medida

El bloque por utilizar debe seguir fielmente lo estipulado en el estándar IEEE std C37.118.1 – 2011. Este estándar define márgenes de error que deben mantenerse durante oscilaciones y cambios bruscos en la señal. A esta herramienta se le debe indicar la frecuencia nominal del sistema, definir la cantidad de muestras por ciclo y cuantas de ellas por ciclo serán utilizadas en los datos generados.

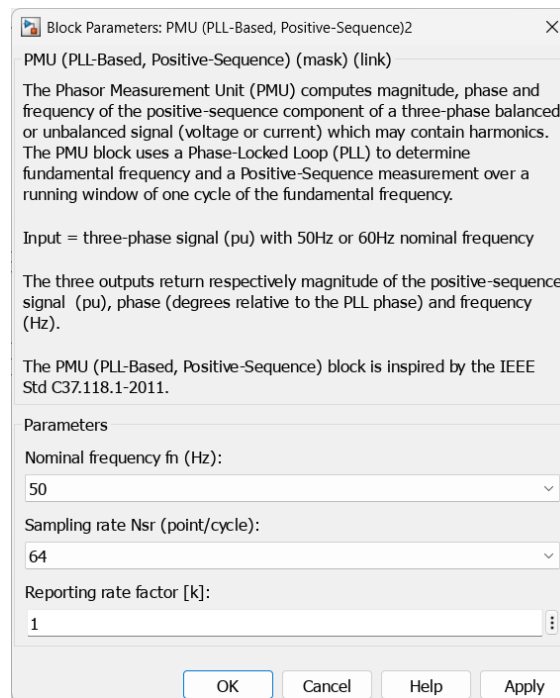


Figura 5.2 Parámetros ajustables Bloque Phasor Unit Measurements de MATLAB/Simulink

La PMU opera tomando muestras de señal durante ventanas de tiempo cortas y aplica un algoritmo para obtener magnitud, ángulo y frecuencia de la muestra, además de asociarla a un tiempo determinado.

5.3. Construcción del Modelo

Se busca crear un modelo que represente de manera simple el sistema eléctrico de una planta de celulosa. La elección de este tipo de sistema es porque se considera un gran escenario para poner a prueba el uso de PMUs dentro de un sistema de protecciones, esto debido a la presencia de generación propia y uso de la red eléctrica. Dentro de estos sistemas se presentan oscilaciones, además

de perturbaciones como pérdidas de sincronismo que pueden resultar críticos para la operación segura del sistema eléctrico.

Los principales equipos por encontrar dentro de este tipo de sistemas son Motores de inducción, generadores sincrónicos, cargas resistivas y cargas electrónicas. Es importante considerar impedancias de línea para el modelo, ya que debe existir realismo en el modelo, de esta manera se busca obtener un modelo lo más cercano a la realidad.

En la figura 5.3, se muestra un primer acercamiento al bloque y como se usan los datos entregados. A través del siguiente circuito realizado en MATLAB/Simulink se observa la operación del bloque “PMU (PLL-Based, Positive-Sequence)”.

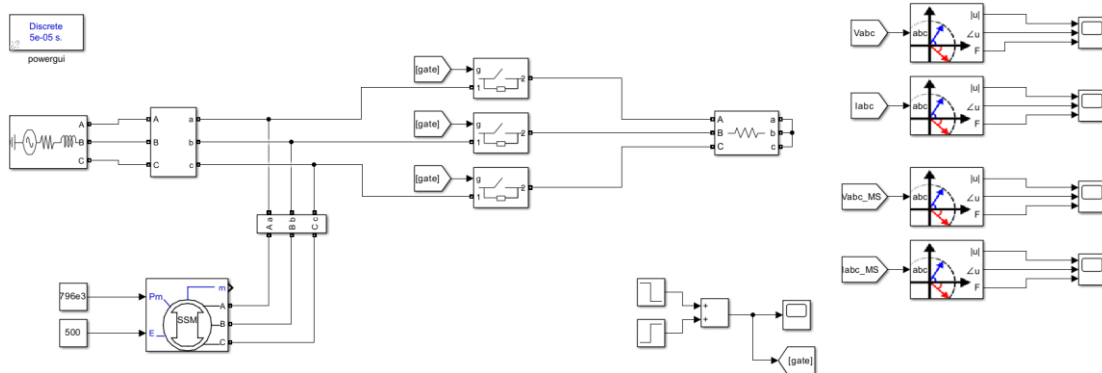


Figura 5.3 Sistema de Pruebas para Bloque Phasor Unit Measurements de MATLAB/Simulink

Este primer modelo, figura 5.3, consta de una fuente trifásica que representa la red, un generador sincrónico y una carga totalmente resistiva. Se busca visualizar cambios de ángulo, variación de frecuencia y cambios de magnitud en tensión y corriente. Esto se logra a través de la desconexión y conexión repentina de la carga en el modelo. Esta última acción es comandada por breakers con una señal de apertura y cierre. Se obtienen los siguientes resultados mostrados en la figura 5.4.

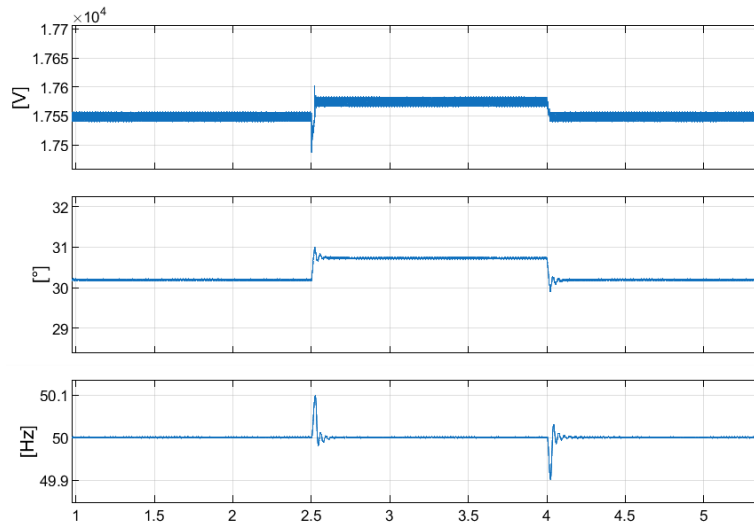


Figura 5.4 Gráficas de Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje para Sistema de Prueba

A través de las PMUs utilizadas en la simulación se observan pequeñas oscilaciones de magnitud, ángulo de fase y frecuencia (figura 5.4). Estas oscilaciones se deben a la desconexión y conexión de la única gran carga presente. Se observa que la PMU no posee grandes problemas para detectar oscilaciones, por muy mínimas que sean. Se observa un aumento de voltaje a 1.0014 [p.u.], y una pequeña variación en la fase de esta variable, siendo inferior a 1° .

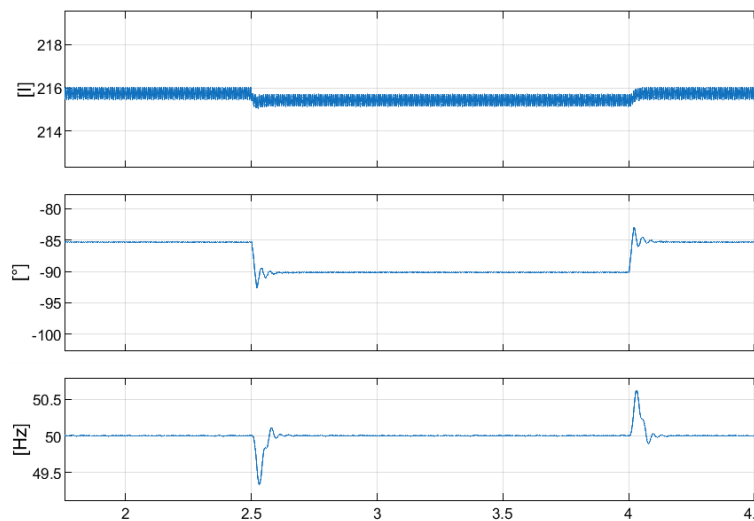


Figura 5.5 Gráficas de Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente para Sistema de Prueba

Al observar la PMU encargada de sensar la corriente del sistema, figura 5.5, se observa que la corriente igual sufre perturbaciones debido a la desconexión y conexión de la carga, detectando una variación de magnitud a 0.9976 [p.u.]. Con esto es posible verificar el correcto funcionamiento del bloque “PMU (PLL-Based, Positive-Sequence)”.

La figura 5.6 muestra el diagrama unilineal simplificado del sistema eléctrico de una planta de celulosa.

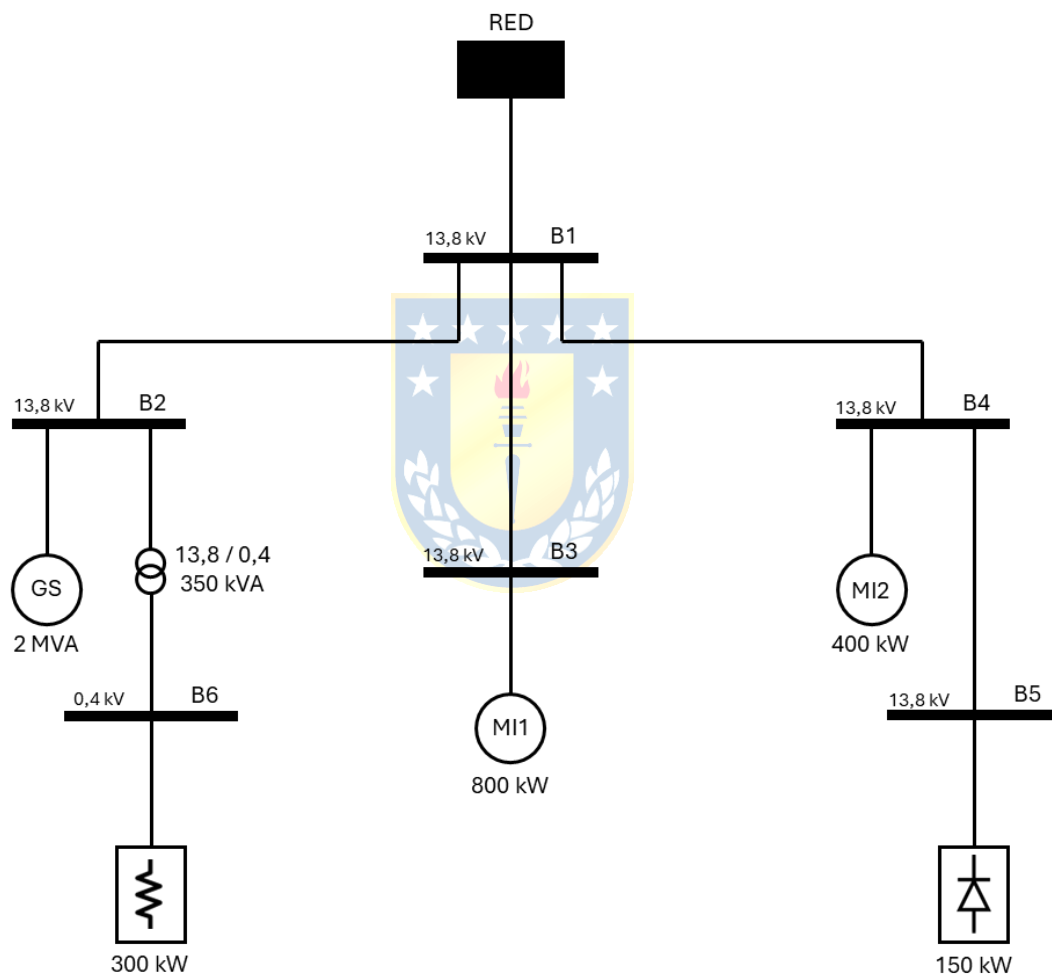


Figura 5.6 Modelo Experimental Propuesto

Este sistema (figura 5.6) consta de 6 barras, donde se contempla utilizar PMUs en cada una de ellas para el monitoreo de variables eléctricas y visualizar el comportamiento del sistema frente a desconexión de carga y cortocircuitos. Respecto a las cargas, se consideran 2 motores de inducción

de 400 y 800 kW, una carga resistiva de 300 kW a 0.4 kV y una carga electrónica de 150 kW. En estos sistemas es habitual encontrar generación propia, por esta razón se considera incluir un generador sincrónico de 2 MVA en 13.8 kV.

El modelo desarrollado para la simulación se muestra en la figura 5.7.

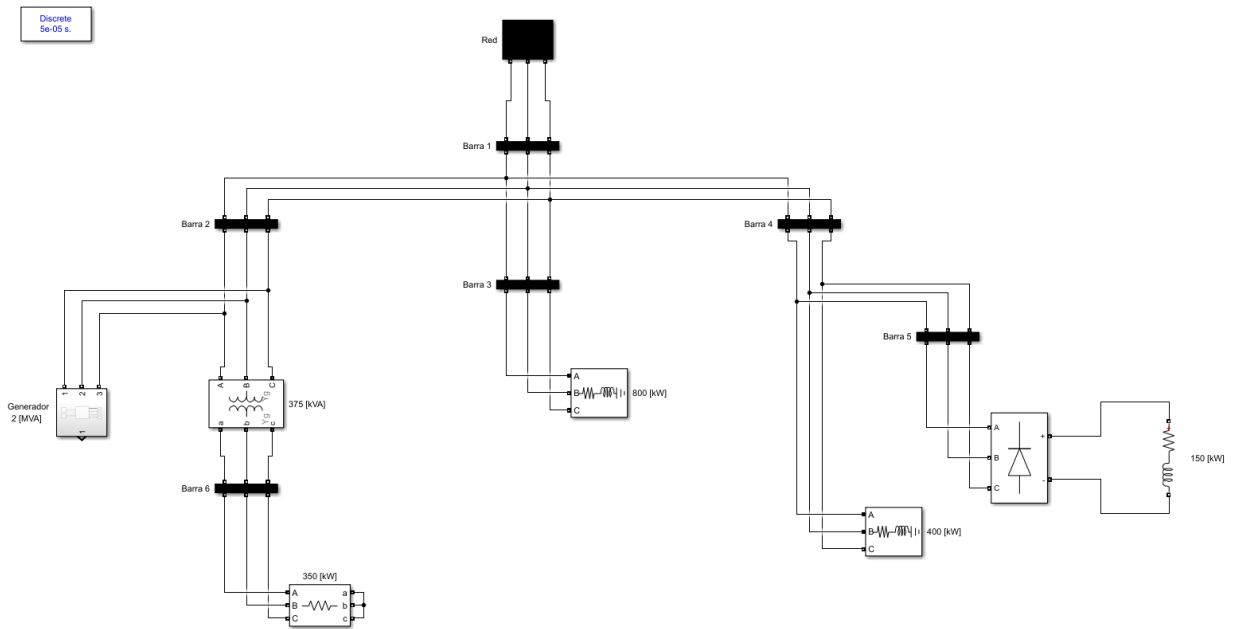


Figura 5.7 Modelo Experimental Propuesto en MATLAB/Simulink

Con finalidad de simplificar la estructura de la simulación, se representan los motores de inducción como una impedancia equivalente. Si bien se pierde la dinámica de la máquina de inducción esta representación puede resultar útil para los experimentos a realizar. También se decide utilizar un rectificador trifásico no controlado, de esta manera se busca simplificar la representación de una carga electrónica, evitando utilizar simulaciones más complejas que requieren de ángulos de disparos para los puentes de tiristores. Se consideran impedancias de línea, para lo cual se consideran las siguientes distancias.

Tabla 5.1 Distancias de Linea para Modelo Simulado

Punto A	Punto B	Distancia [m]
Red	Barra 1	100
Barra 1	Barra 2	50
Barra 1	Barra 3	80
Barra 1	Barra 4	60
Barra 2	Generador Sincrónico	30
Barra 2	Transformador 13.8/0.4 kV	20
Transformador 13.8/0.4 kV	Barra 6	15
Barra 6	Carga Resistiva	25
Barra 3	Motor 800 kW	70
Barra 4	Barra 5	40
Barra 4	Motor 400 kW	50
Barra 5	Carga Electrónica	30

Se considera una impedancia para las líneas de $(0.2 + 0.45j)\Omega/Km$. La definición de este valor se debe a que corresponde a un valor representativo de líneas de media tensión, utilizadas en sistemas eléctricos industriales o de distribución, entregando caídas de tensión y reactancias comparables a los sistemas reales.

Se obtiene el siguiente modelo, mostrado en la figura 5.8.

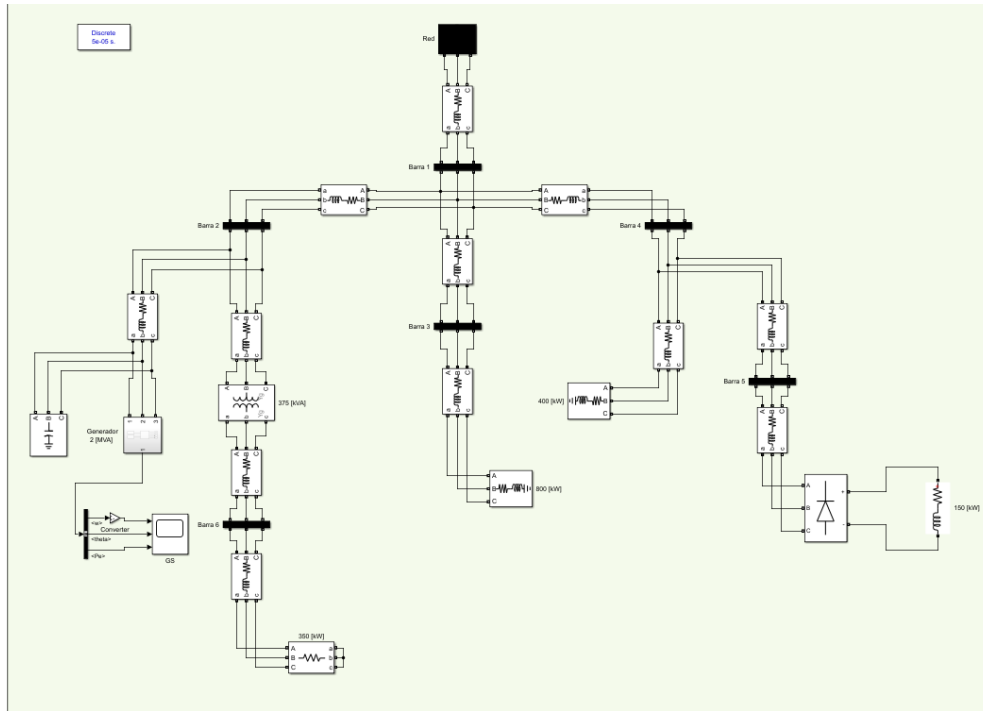


Figura 5.8 Modelo Experimental con Impedancias de Línea en MATLAB/Simulink

Se utilizan las “etiquetas” de cada barra para obtener las señales de tensión y corriente. Además, se utiliza el bloque “From”. Los bloques “From” serán las señales de entrada para las PMUs en cada barra.

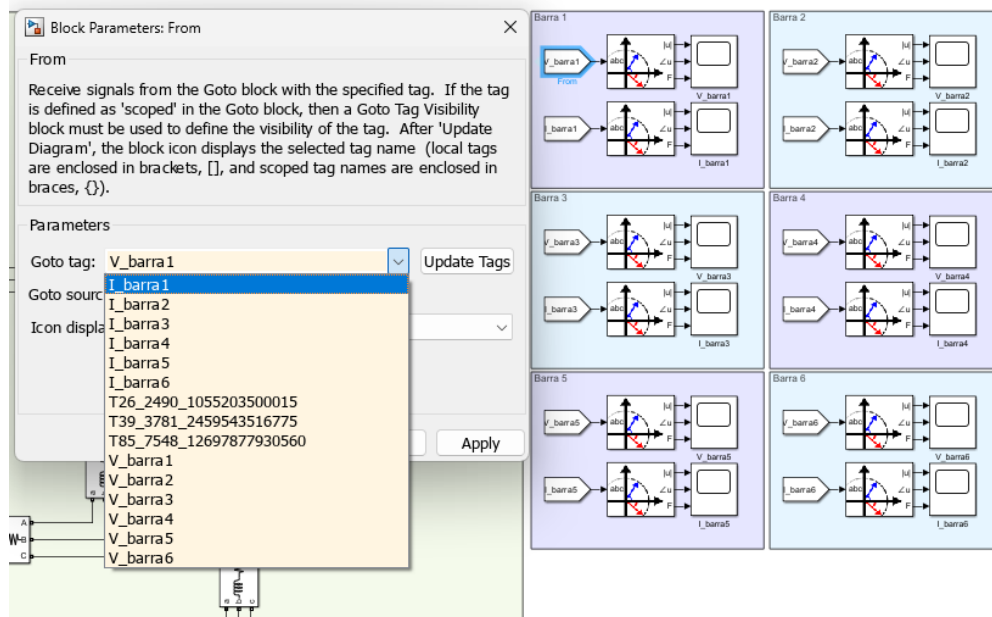


Figura 5.9 PMUs a utilizar en el Modelo y obtención de Variables Eléctricas

El bloque “Simplified Synchronous Machine SI Units” (utilizado como generador sincrónico) se comporta como una fuente de corriente ideal, por tanto, no es posible conectar directamente este tipo de fuentes a elementos inductivos (líneas, transformadores, entre otros). Esto causa un problema numérico, para que el modelo sea matemáticamente posible se recurre a un “Snubber Pasivo” que proporciona un camino alternativo de baja impedancia para la corriente. El elemento utilizado es un banco de condensadores conectado en paralelo a los terminales del generador, aportando 45 [kVAr] capacitivos, que resultan insignificantes en comparación a los 2 [MVA] aportados por el generador.

5.4. Respuesta de Modelo frente a Perturbaciones

Para evaluar el uso de PMUs y su desempeño en Monitoreo de Sistemas Eléctricos, el modelo es sometido a las siguientes contingencias forzadas.

5.4.1 Comportamiento Normal del Modelo

Las figuras 5.10 a 5.21 muestran información de Magnitud, fase y frecuencia para voltajes y corrientes presentes en las barras del modelo con operación normal. Debido a que el comportamiento del sistema no muestra grandes diferencias en cada una de sus barras, se realiza un análisis global de la información obtenida.

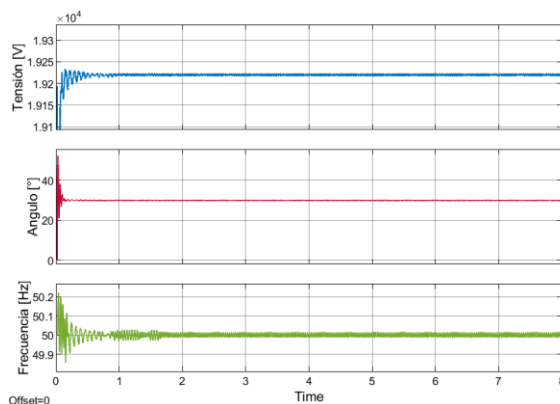


Figura 5.10 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 1

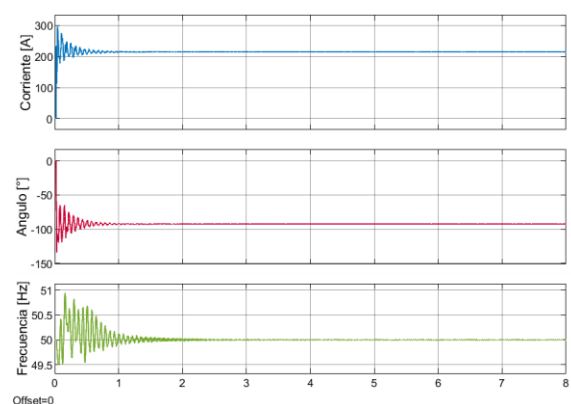


Figura 5.11 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 1

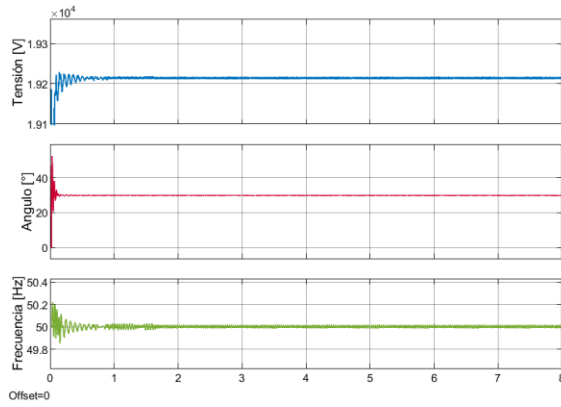


Figura 5.12 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 2

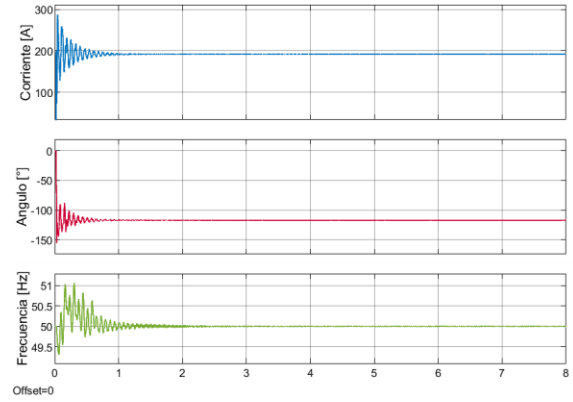


Figura 5.13 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 2

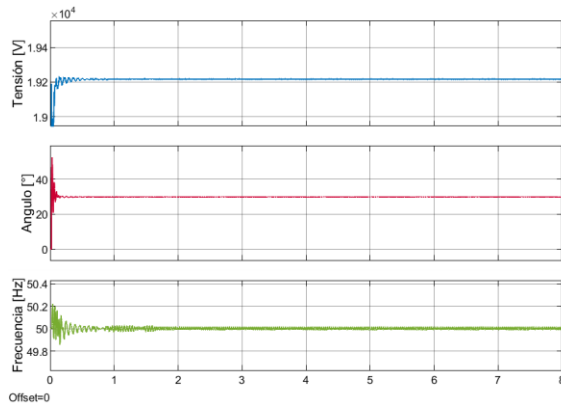


Figura 5.14 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 3

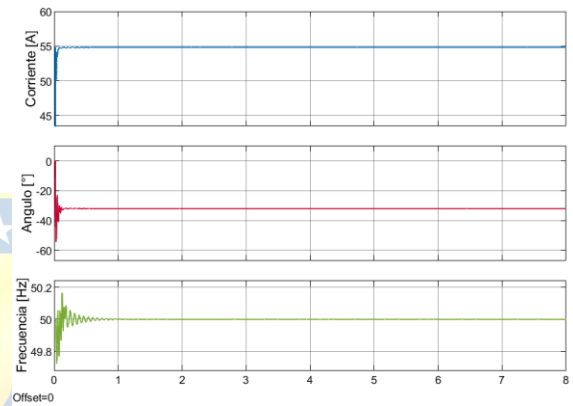


Figura 5.15 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 3

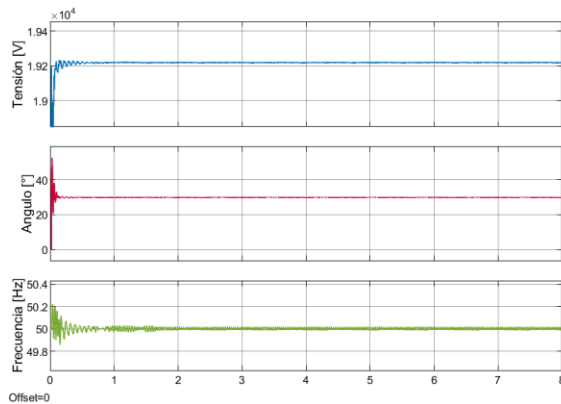


Figura 5.16 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 4

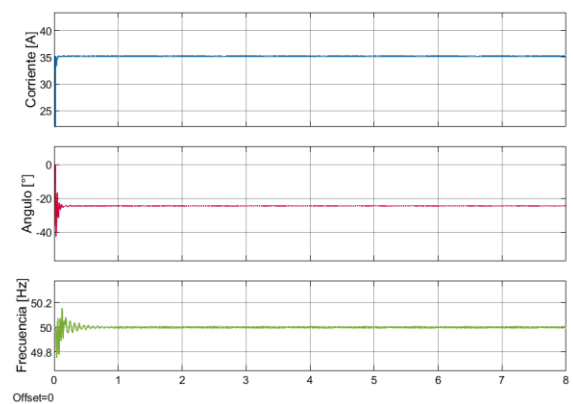


Figura 5.17 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 4

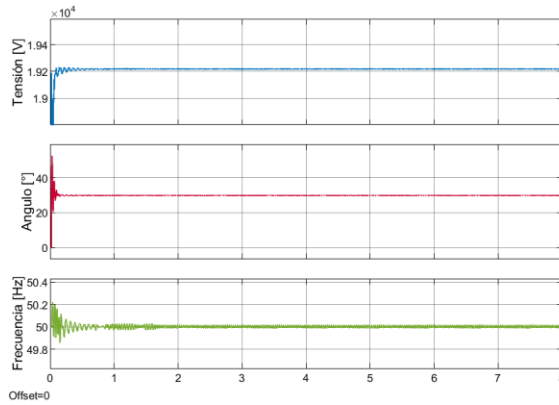


Figura 5.18 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 5

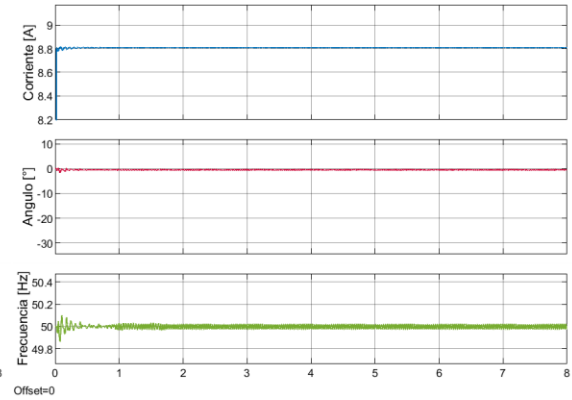


Figura 5.19 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 5

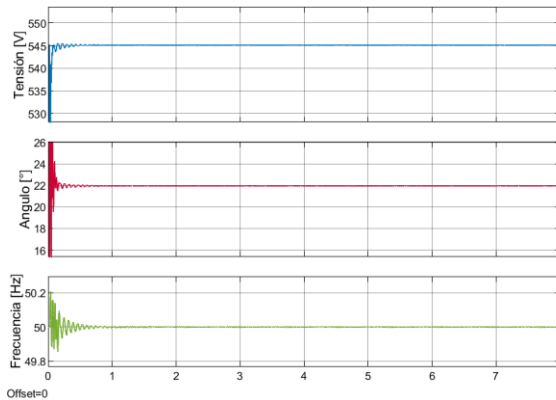


Figura 5.20 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 6

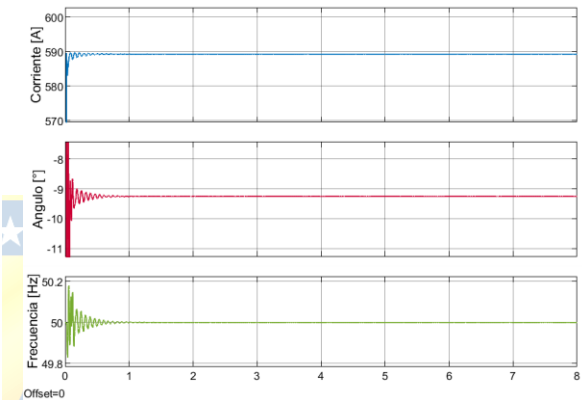


Figura 5.21 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 6

A partir de las gráficas de cada barra otorgadas por las PMUs es posible observar que el sistema es estable, operando con los valores esperados. Sin embargo, al inicio de la simulación se observan oscilaciones propias del modelo del sistema, ya que el generador sincrónico posee excitación constante y potencia mecánica conectada de forma abrupta y no de forma gradual. El sistema pasa por un transitorio de estabilización, el tiempo que dura este transitorio depende directamente de variables como inercia, carga, velocidad, fricción y excitación del generador sincrónico, siendo estos parámetros propios del generador. Las variaciones de frecuencias transitorias se deben a la conexión abrupta de todas las cargas del sistema y el acoplamiento a la red del generador. Esto último queda en evidencia a partir de las Figuras 5.11 y 5.13 siendo estas mediciones de corriente en barra 1 y 2 respectivamente. La barra 1 se conecta directamente a la red y la barra 2 posee la conexión del generador sincrónico. Considerando el comportamiento de la frecuencia a lo largo del sistema es

posible inferir que el generador se encuentra sincronizado a la red, pues la frecuencia permanece estable en 50 [Hz].

Finalmente es posible observar que el sistema se estabiliza a partir de los 2 [s], llegando a niveles de tensión y corriente esperados, ángulos de fase prácticamente constantes y frecuencia estable. El tiempo de simulación utilizado es extenso para verificar que el sistema opera con normalidad y es estable. Considerando los niveles de tensión de cada carga se detecta que la barra con peor regulación de tensión es Barra 6 con nivel de tensión 0.4 [kV] con regulación de 3.6 % atribuidos a la gran circulación de corriente entre el secundario del transformador y la Barra 6 que producen gran caída de tensión en la línea que los une.

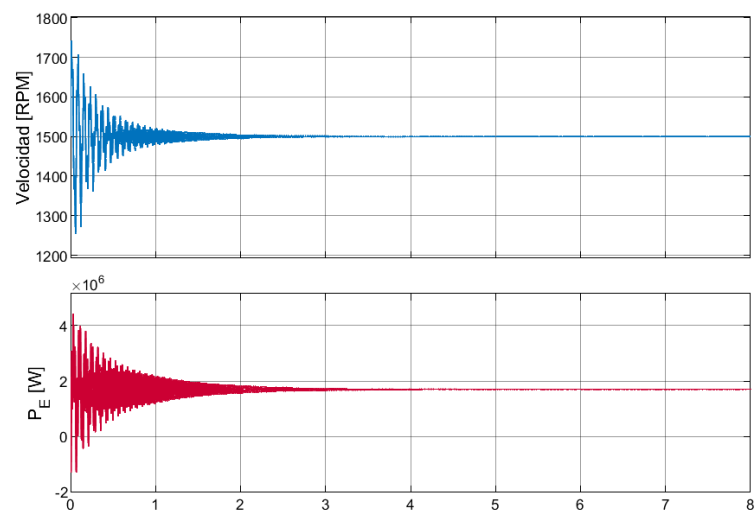


Figura 5.22 Velocidad y Potencia Eléctrica de Generador Sincrónico

A través de Figura 5.22 es posible verificar que el Generador sincrónico conectado a la red si se encuentra sincronizado. Se observa que la velocidad y potencia eléctrica en el generador oscilan durante el acoplamiento a la red, esto es debido a las circunstancias explicadas. Luego de la conexión a la red, el generador opera sincronizado, con la velocidad de sincronismo esperada (4 polos). La potencia eléctrica es mayor a la potencia mecánica programada en los parámetros del generador, esto es coherente debido a que la potencia eléctrica no es convertida en un 100 % en potencia mecánica disponible por pérdidas mecánicas y térmicas esperadas de las máquinas eléctricas rotatorias.

5.4.2 Comportamiento del Modelo frente a Desconexión y Conexión de Cargas

La primera contingencia a la que se somete el modelo es la desconexión y conexión repentina de cargas, buscando visualizar el comportamiento de las magnitudes, ángulos y frecuencia de variables en diferentes puntos del sistema. A través de las PMUs conectadas a cada barra se busca observar si la estabilidad en el sistema sufre grandes alteraciones.

Es necesario realizar modificaciones al modelo propuesto, buscando generar la desconexión y conexión de cargas de manera controlada. De esta manera obtenemos el siguiente modelo.

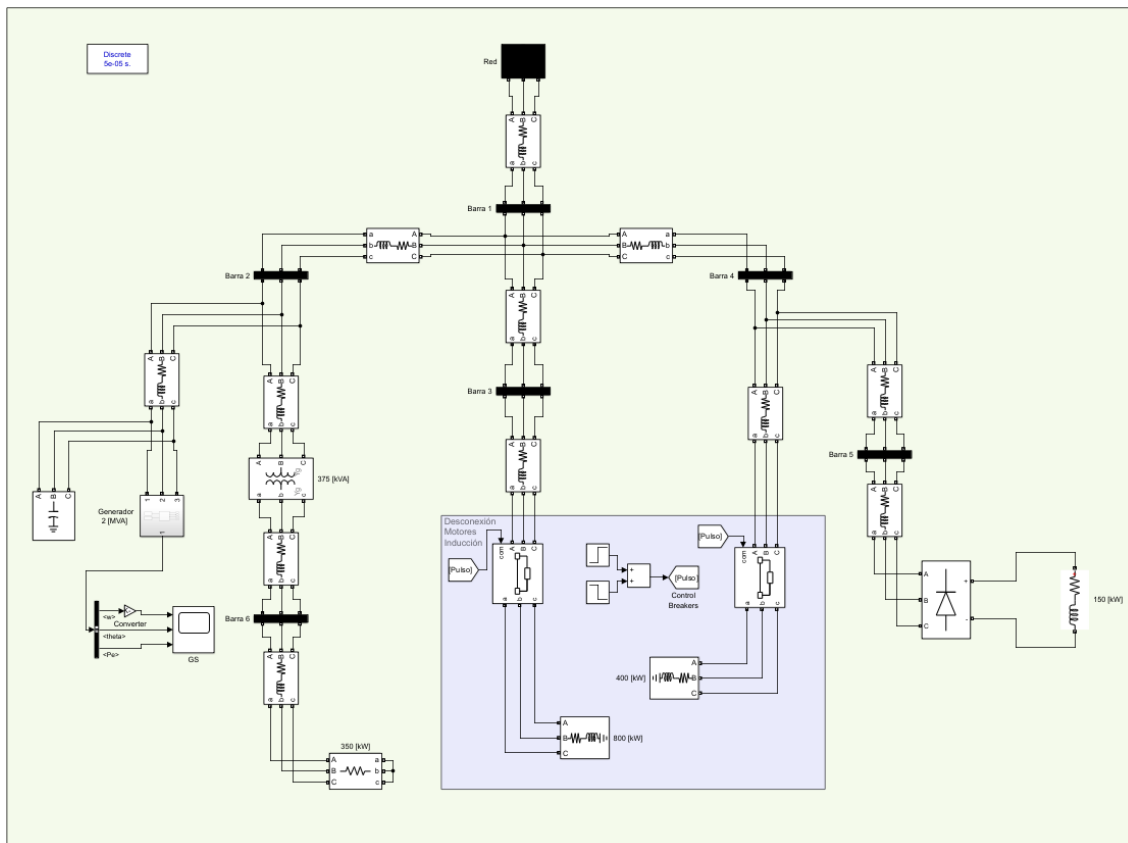


Figura 5.23 Modelo Experimental con Desconexión y Conexión de Cargas

Es necesario implementar interruptores en las cargas que serán desconectadas durante operación normal, para esto se utiliza el bloque “Three-Phase Breaker”.

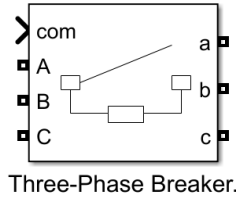


Figura 5.24 Bloque Three-Phase Breaker de MATLAB/Simulink

Es necesario habilitar el puerto para señal de control externa en el breaker. Con esto a través de señales escalonadas se controla el cambio de estado del interruptor. En este caso la apertura se realiza a los 8 [s] y posterior cierre a 9,5 [s]. Las cargas por desconectar en esta contingencia forzada son los Motores de Inducción conectados a las Barras 3 y 4, de potencia 800 y 400 [kW]. Estos motores representan alrededor del 70% de la demanda requerida por el sistema. Se espera que el impacto de estas cargas genere cambios notables en las variables del sistema.

El análisis se centra en la Barra 1. Se espera visualizar un aumento de tensión y disminución de corriente en el sistema.

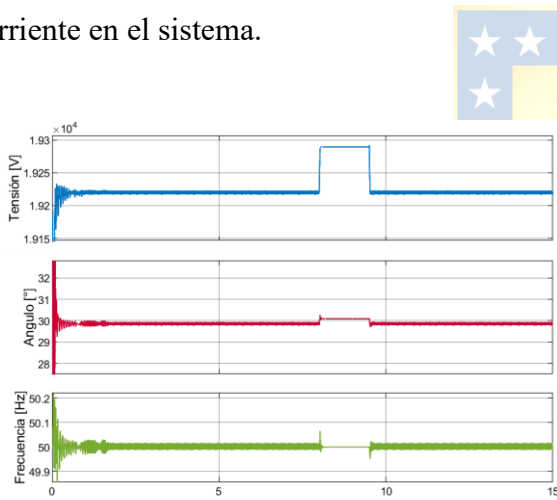


Figura 5.25 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 1

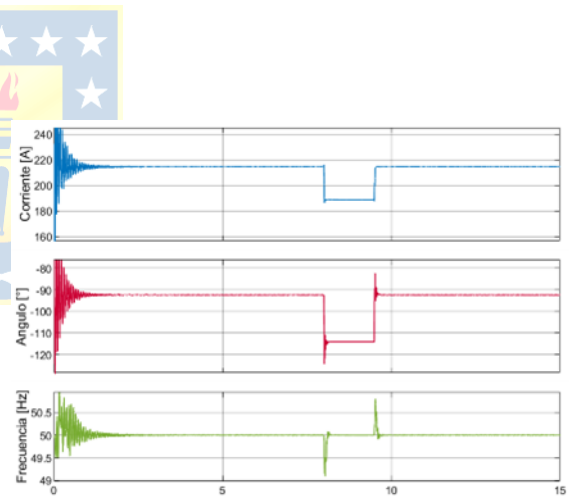


Figura 5.26 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 1

En las Figuras 5.25 y 5.26 se observa el comportamiento esperado, aumento de tensión y disminución de corriente debido a pérdidas de carga. A partir de las gráficas se determina el tiempo en que las PMUs logran detectar cambios en Voltaje y Corriente de la Barra 1, considerando que la desconexión se produce a los 8 segundos de la simulación.

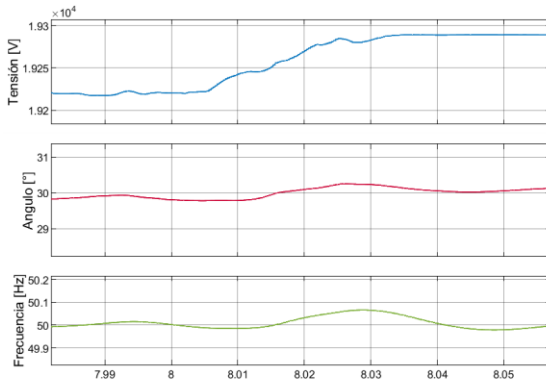


Figura 5.27 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 1

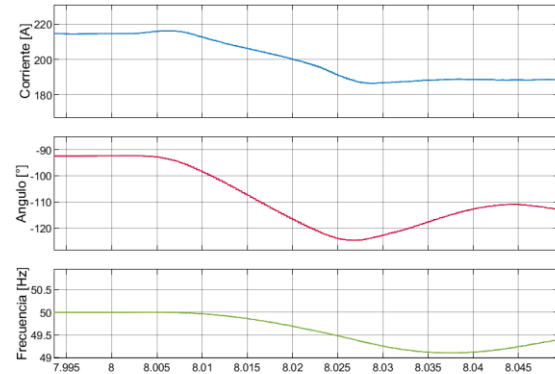
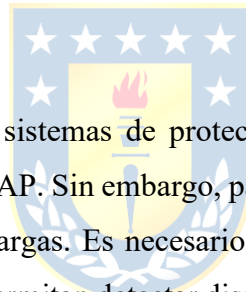


Figura 5.28 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 1

De las Figuras 5.27 y 5.28 se obtiene que las PMUs logran determinar cambios luego de 0,005 segundos ocurrida la perturbación. Además, se observa un tiempo de aproximadamente 0,3 segundos posterior a la perturbación, donde se alcanza la mayor diferencia en valores respecto a la operación normal del modelo.



Para comparar la operación de sistemas de protecciones que utilizan PMUs con sistemas convencionales, es necesario utilizar ETAP. Sin embargo, para esta perturbación, ETAP no posee una función para detectar desconexión de cargas. Es necesario utilizar Relés de Sobretensión, Relés de Frecuencias o Relés de Corriente (que permitan detectar disminuciones de corriente). En la librería de ETAP los relés de corriente no poseen la función para detectar sub-corrientes.

El uso de PMUs no entrega una herramienta para detectar directamente la desconexión de cargas, también es necesario recurrir a análisis de variables, pero posee la ventaja de que todas las variables necesarias están presentes en el dispositivo (voltajes, corrientes, frecuencia y fase). Esto significa una gran ventaja para determinar perturbaciones como las estudiadas en este apartado.

5.4.3 Comportamiento del Modelo frente a Cortocircuito Trifásico

Otra contingencia interesante para someter al modelo es un cortocircuito trifásico. Al igual que la etapa anterior se busca visualizar el comportamiento de voltaje y corriente en las barras. Analizando magnitud, fase y frecuencia de estas se busca detectar existencia de anomalías en el sistema.

Nuevamente es necesario realizar modificaciones al modelo base, con la ayuda de la biblioteca de MATLAB/Simulink para provocar un cortocircito trifásico, se obtiene el siguiente sistema.

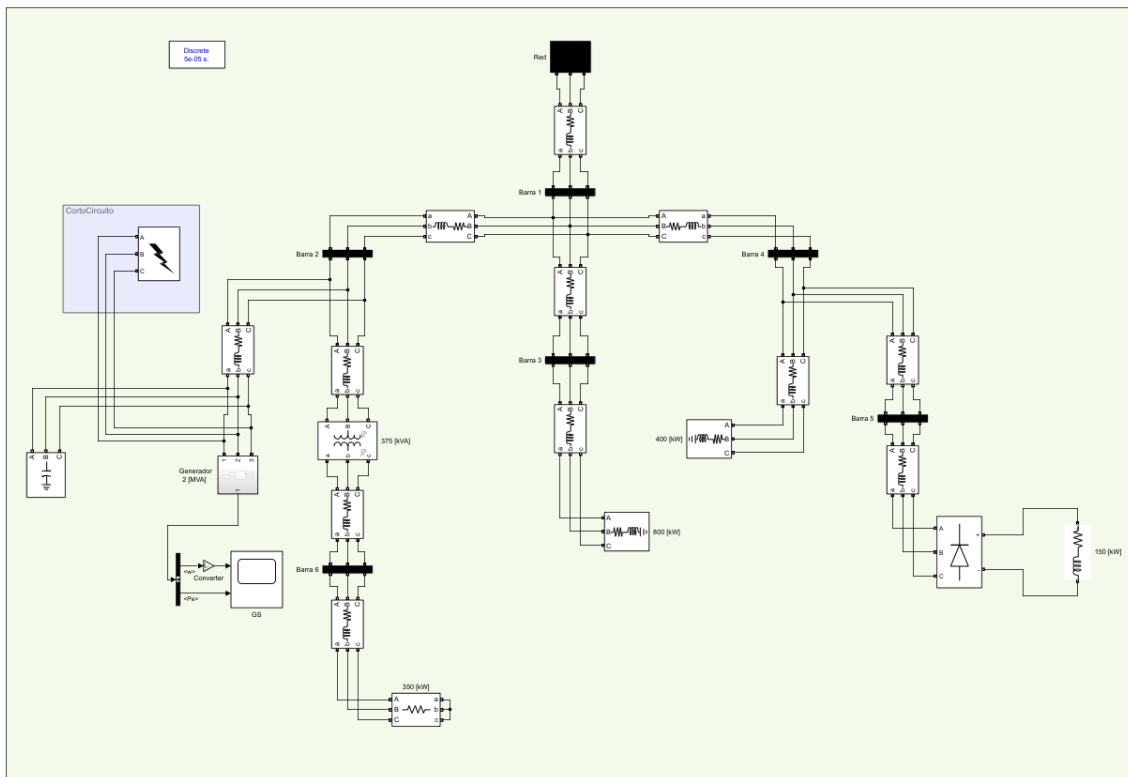


Figura 5.29 Modelo Experimental con Cortocircuito Trifásico

A través del Bloque “Three-Phase Fault” se programa un cortocircito trifásico en los terminales de la máquina sincrónica.

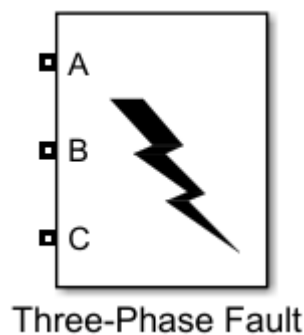


Figura 5.30 Bloque Three-Phase Fault de MATLAB/Simulink

Se ajusta una falla trifásica con inicio a partir de los 5 [s] y finaliza a los 6 [s], esto conforma una falla de 1 [s]. Esta perturbacion busca simular la caída de un elemento conductor sobre las 3 fases, al pasar un segundo este elemento se desprende.

El análisis se centra en el estudio de la Barra 2. Se produce un cortocircuito trifásico en los terminales del generador sincrónico, obteniendo las siguientes gráficas para la Barra 2.

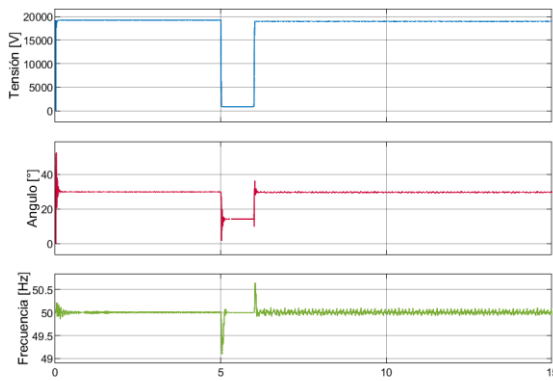


Figura 5.31 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 2

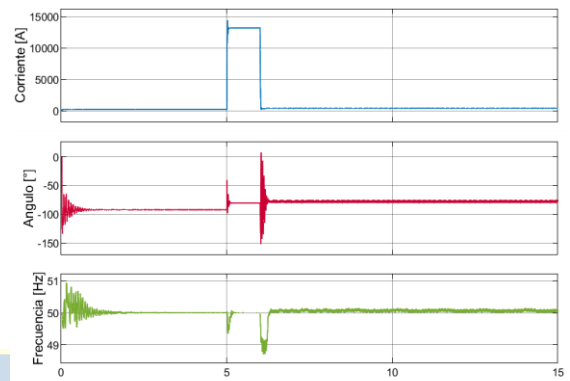


Figura 5.32 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 2

En las Figuras 5.31 y 5.32 se observa el comportamiento esperado para un Cortocircuito, caída abrupta de tensión y aumento excesivo de la corriente. A partir de las gráficas se determinará el tiempo en que las PMUs logran detectar cambios en Voltaje y Corriente de la Barra 1, considerando que el cortocircuito se produce a los 5 segundos de la simulación.

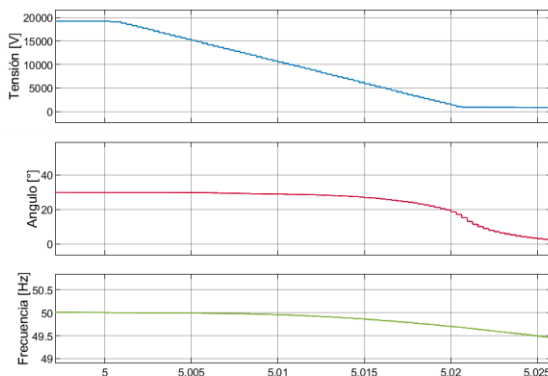


Figura 5.33 Magnitud, Fase y Frecuencia de Voltaje en Barra 2

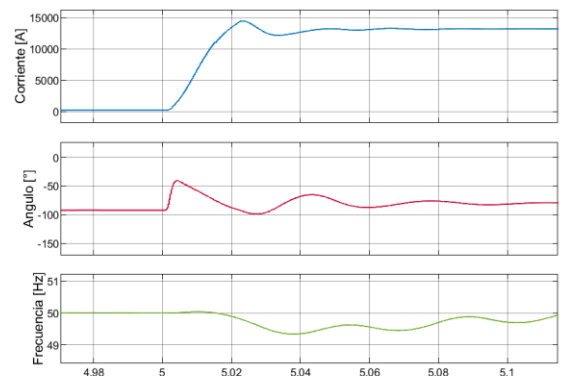


Figura 5.34 Magnitud, Fase y Frecuencia de Corriente en Barra 2

Desde las figuras 5.33 y 5.34, se observa que las PMUs logran detectar cambios en las variables desde los 0,001 segundos luego del inicio del cortocircuito, sin embargo, los cambios más significativos se empiezan a notar desde los 0,004 segundos. A través de las PMUs se detecta que la corriente máxima de Cortocircuito se logra a los 0,024 segundos posteriores al inicio de la falla, llegando a valores de 13 [kA].

Es necesario replicar el modelo en ETAP para comparar los tiempos de detección entre ambos sistemas de protecciones.

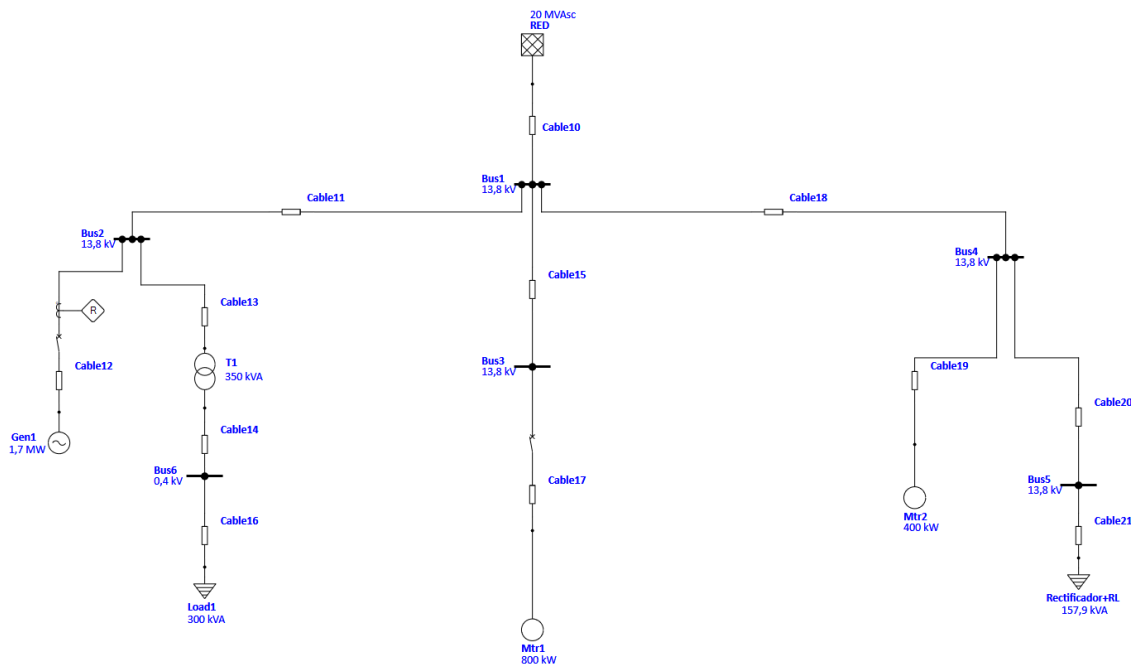


Figura 5.35 Modelo Experimental en ETAP

El modelo se implementa considerando que el cortocircuito se produce en los terminales del generador sincrónico, de esta manera se utiliza un relé y un “circuit breaker” para desconectar el generador frente al cortocircuito.

Para determinar el tiempo de detección de cortocircuito en un sistema convencional, se utilizará las curvas tiempo-corriente para las protecciones presentes en el modelo de ETAP.

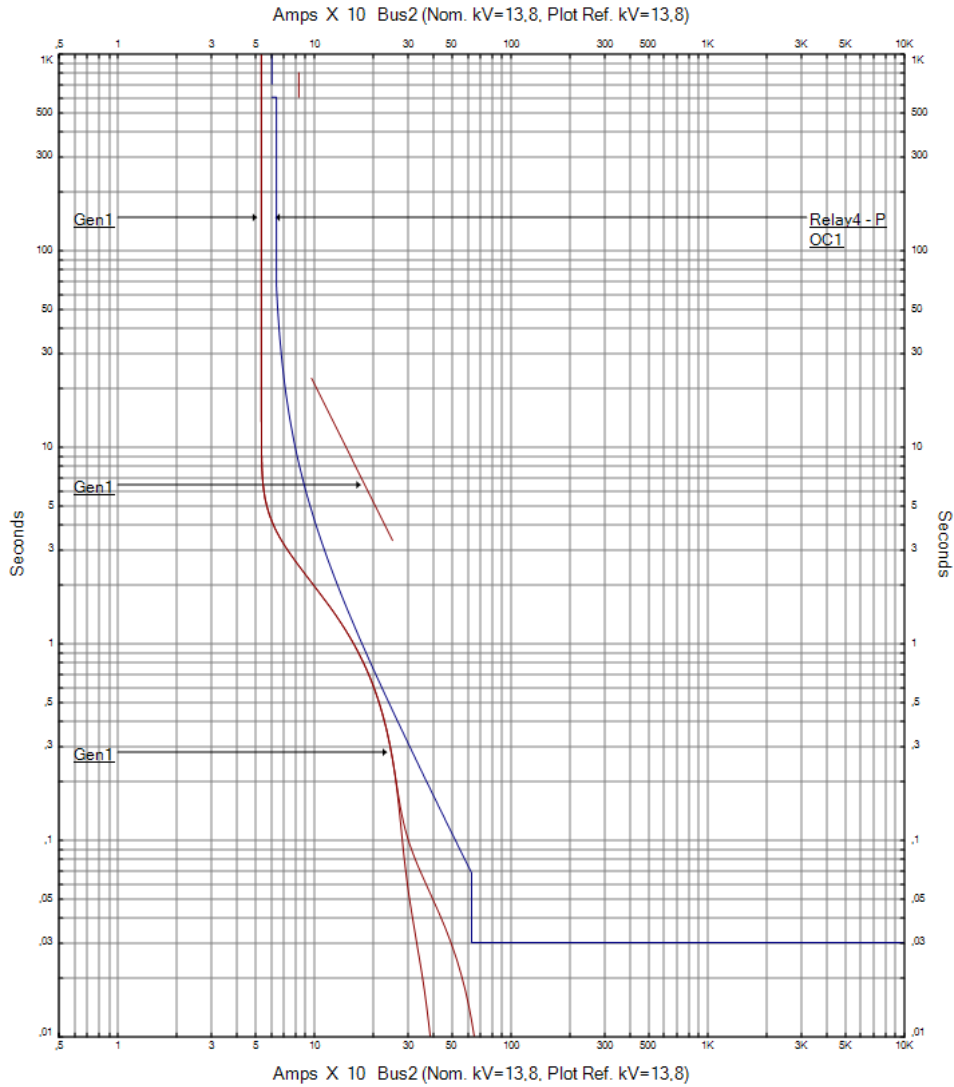


Figura 5.36 Gráfica Curvas Tiempo-Corriente Protección Generador

Considerando la corriente de cortocircuito obtenida a través de las PMUs, de 13 [kA], utilizando la Figura 5.36 se determina que ante cortocircuito el modelo en ETAP detecta la falla a través del relé en un tiempo de 0,03 segundos.

5.4.4 Otras perturbaciones para Comparar

Existen más perturbaciones para comparar ambas estructuras de protecciones, pero en este estudio solo se experimenta con casos de desconexión y cortocircuito. Esto es debido a la complejidad de utilizar ETAP para comparar resultados en Matlab/SIMULINK.

Desbalances de Carga

Esta es una condición donde las tensiones o corrientes de fase no son iguales en magnitud o están desfasadas en ángulo. Detectar estas perturbaciones en sistemas de protecciones convencionales requiere de relés específicos de secuencia negativa. Por otro lado, la utilización de PMUs en los sistemas permite monitorear en tiempo real las magnitudes y ángulos de fase de las corrientes y tensiones por fase. También permiten monitorear las componentes simétricas de las corrientes y tensiones permitiendo la detección más rápida y precisa de estas perturbaciones.

Variaciones de Frecuencia

Estas perturbaciones resultan críticas para la estabilidad del sistema, generalmente ocurren debido a desequilibrios entre la generación y carga dentro de un sistema. En sistemas de protecciones convencionales estas perturbaciones se detectan a través de relés de frecuencia, estos equipos se ajustan a través de umbrales, donde trabajar fuera del umbral durante un tiempo determinado puede activar la protección. Si bien estos equipos operan de manera correcta, suelen tener tiempos de respuesta relativamente altos. La utilización de PMUs entrega mayor sensibilidad y rapidez de acción frente a inestabilidades, esto debido a la medición de frecuencias y sus tasas de cambio en tiempo real permitiendo detecciones anticipadas.

Pérdida de Sincronismo

Esta perturbación ocurre cuando un generador pierde sincronía con la red, perdiendo su capacidad de inyectar energía a la red. Los generadores intentan recuperar la sincronía generando oscilaciones severas en el sistema. En sistemas de protecciones convencionales este tipo de perturbaciones son detectadas a través del uso de relés específicos, generalmente estas perturbaciones se detectan luego de la pérdida de sincronismo. La utilización de PMUs permiten monitorear y comparar en tiempo real ángulos de fase entre diferentes puntos del sistema eléctrico, permitiendo anticipar eventos de desincronización a través del análisis de datos. Esto puede dar lugar a la toma de decisiones buscando acciones preventivas para estas perturbaciones.

5.5. Conclusiones

En este capítulo se valida mediante simulaciones en el software MATLAB/Simulink, el comportamiento de un sistema eléctrico frente a condiciones de operación normal, desconexión y conexión abrupta de carga y la existencia de una falla trifásica. Se observa que el uso de PMUs posee mejores tiempos de detección de anomalías en comparación a sistemas de protecciones convencionales. Si bien las PMUs son dispositivos de medición y procesamiento de datos, también requieren de relés para actuar dentro de un sistema de protecciones. La ventaja radica en la gran velocidad y resolución de la información obtenida, permitiendo que el sistema de protecciones obtenga información en tiempo real y obtenga mejores tiempos de respuesta. Debido a esto el análisis se centra en los tiempos de detección, ya que los tiempos de respuesta y acción seguirán dependiendo de los relés y sus órdenes de apertura a los demás equipos dentro del sistema.

Los resultados mostrados en este capítulo demuestran la gran utilidad de la implementación del concepto sincrofasores en esquema de protección, entregando información precisa y sincronizada en tiempo real. Esto facilita la detección de fallas y permite la evaluación constante del estado del sistema. Para esto es necesario implementar algoritmos de análisis de datos buscando mejorar la respuesta y toma de decisiones frente a perturbaciones. La implementación de PMUs en puntos críticos de un sistema permite mejorar la sensibilidad y la capacidad de respuesta de los sistemas de protecciones durante contingencias. Esta tecnología busca revolucionar la forma de monitorear, proteger y controlar los sistemas eléctricos.

6. Impacto y Desafíos de Implementación

6.1. Introducción

Si bien implementar el concepto de sincrofasores en sistemas de protecciones eléctricas resulta muy atractivo, este tema no está exento de desafíos para su implementación. Protocolos de comunicación, infraestructura robusta, entre otros temas se presentan como desafíos para esta tecnología. También será necesario comprender qué cambios en los esquemas de protección convencionales se producen debido a la implementación de PMUs que utilizan el concepto de sincrofasores.

6.2. Impactos de Implementación

La incorporación de PMUs para utilizar el concepto de sincrofasores en esquemas de protecciones posee impactos significativos en la operación de los sistemas eléctricos.

6.2.1 *Mejora en Monitoreo del Sistema*

La sincronización en tiempo de los datos con que operan estos sistemas permite visualizar el estado del sistema en tiempo real, siendo esencial para sistemas complejos. Sistemas altamente interconectados o de área amplia, requieren de estrategias de monitoreo precisas y rápidas. Particularmente en el ámbito del SEN donde fallas en una zona puede tener repercusiones inmediatas en zonas externas (cercanas o lejanas). Este tipo de tecnología puede mejorar la estabilidad del sistema.

6.2.2 *Evolución a Esquemas Adaptativos*

A través del monitoreo global en tiempo real, es posible implementar esquemas de protección adaptativos, permitiendo a través de algoritmos de análisis modificar umbrales de disparo y tiempos de retardo entre disparos para protecciones. Estos esquemas mejoran la respuesta durante contingencias leves o graves, se trata de una protección eficiente pero no completamente perfecta. Los márgenes de error frente a contingencias se ven reducidos en comparación a esquemas de protección tradicionales.

6.2.3 Mejora en Coordinación y Selectividad

La opción de realizar un análisis en tiempo real con mediciones en áreas distantes sincronizadas a la misma base de tiempo permite mejorar la selectividad del esquema, minimizando desconexiones innecesarias que generan gran impacto en la estabilidad del sistema. Estos esquemas pueden resultar útiles en protección de líneas de transmisión, monitoreo de barras específicas o críticas para el sistema, monitoreo y protección en áreas de generación.

6.2.4 Implementación de Sistemas de Control y Automatización

El uso del concepto de sincrofasores permite implementar estrategias o sistemas de control y automatización dentro del sistema de distribución. Las PMUs permiten el uso de sistemas como WAMS, WAP y WAC, utilizados para monitoreo, protección y control respectivamente, dando lugar a aplicación de acciones preventivas o correctivas antes de que una falla genere más daño dentro del sistema.

6.2.5 Reducción de Tiempo en Estudios Post-falla

Poseer un PDC con toda la información registrada en el sistema, resulta en una herramienta de gran importancia. Gracias a que los registros se encuentran sincronizados es posible reconstruir con gran precisión la secuencia de eventos que desencadenaron una falla. Esta técnica permite realizar análisis de fallas de manera precisa y esta información es utilizada para mejorar los esquemas de protecciones a través del estudio del comportamiento del sistema.

6.3. Desafíos de Implementación

La implementación de sincrofasores en sistemas de protecciones conlleva muchos impactos positivos, pero esta tecnología debido a su complejidad y gran manejo de datos posee grandes barreras o desafíos para su implementación. A continuación, se indican los principales desafíos.

6.3.1 Infraestructura de Comunicaciones

Estos sistemas operan con gran densidad y flujo de datos, y para una buena operación es necesario garantizar máxima confiabilidad en transmisión de datos y una baja latencia. Para que las PMUs y PDCs operen de manera correcta se requiere de una red de comunicaciones de alta velocidad y poca latencia. Para esto existen estándares de comunicación entre dispositivos de una red. Las infraestructuras de comunicación utilizadas para operar con estos dispositivos pueden integrar fibra óptica u otras estrategias de comunicación a alta velocidad, pero disponer de este tipo de redes puede

significar inversiones considerables, especialmente si la ubicación geográfica de la red posee conectividad limitada.

6.3.2 Protocolos de Comunicación

Resulta evidente que para una correcta comunicación entre dispositivos son necesarios protocolos de comunicación compatibles entre ellos. Actualmente existen estándares de comunicación que buscan que los sistemas se rijan por protocolos de comunicación estandarizados, evitando problemas de comunicación dentro de un sistema. Si no existen sistemas que se adhieran a la estandarización, la integración de nuevas tecnologías puede convertirse en obstáculos operativos y técnicos. No contar con compatibilidad de comunicación significa rediseñar e invertir en nuevos dispositivos, desde el punto de vista económico, no es para nada conveniente.

6.3.3 Ciberseguridad

La sincronización de datos es vital para obtener las ventajas que entregan los sistemas que implementan sincrofasores. Es de gran importancia tener sistemas de ciberseguridad avanzados. Recurrir al cifrado de datos, poseer plataformas seguras que requieran inicio de sesión y monitoreo continuo del sistema son algunas de las estrategias a seguir para tener una red de comunicaciones fuerte. Verificar que la señal GPS esté siendo correctamente recibida por las PMUs es relevante. Esta señal puede ser intervenida por externos (hackers) lo que puede desencadenar descoordinación entre mediciones y por consecuencia pérdida de coordinación entre protecciones debido a la protección adaptativa.

6.3.4 Gestión de Datos

Este punto se desglosa del punto 7.3.1 *Infraestructura de Comunicaciones*, pues la gran cantidad de datos manejados no solo requiere de una red de comunicaciones confiable y de baja latencia. Además, es necesario un sistema de almacenamiento (PDCs), procesamiento y análisis de datos. Almacenar los datos registrados requieren de centros de gran capacidad. Nuevamente esto significa grandes inversiones. Para el apartado de procesamiento y análisis de datos se requieren desarrollar sistemas SCADA/WAMS robustos y con análisis de datos masivo.

6.3.5 Capacitación Técnica

Sin duda el uso de sincrofasores revoluciona la forma de monitorear y proteger sistemas eléctricos. Sin embargo, la implementación de nuevas tecnologías requiere de cursos de capacitación

de personal. Es importante que los profesionales del sector posean conocimiento sobre tecnologías de sincronización, análisis de datos fasoriales, ciberseguridad, uso de PMUs, mantenimiento de redes de comunicación con grandes prestaciones. Si bien estas redes proponen ser prácticamente automatizadas, se requieren de profesionales capacitados para realizar ajustes mínimos y monitorear de manera minuciosa los sistemas eléctricos.

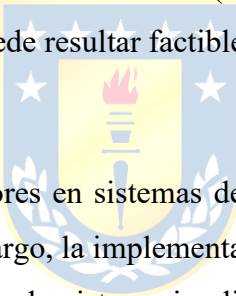
6.3.6 Costos de Implementación

Este apartado apunta al factor común de todos los desafíos ya mencionados. Adquirir PMUs, desarrollar sistemas WAMS, WAP, WAC, invertir en infraestructura de comunicaciones, capacitaciones técnicas, contratar personal especializado, operar con una red de seguridad cibernética avanzada, significan grandes inversiones. Es necesario realizar estudios de costo-beneficio de la implementación de la tecnología, además de realizar una implementación por etapas buscando amortiguar los costos de inversión. Un punto por considerar es el retorno de la inversión a largo plazo, pues la inversión será pagada por los usuarios de la red (en el caso del SEN). Desde este punto de vista una implementación escalonada puede resultar factible.

6.4. Conclusiones

La implementación de sincrofasores en sistemas de protecciones eléctricas resulta atractiva desde el punto de vista técnico. Sin embargo, la implementación requiere de estudios de la red donde se desea implementar. Utilizar este tipo de sistema implica cambios drásticos en infraestructura, diseño de sistema y equipo profesional, además de cumplir con las políticas regulatorias del sector.

La implementación de esta tecnología requiere de una visión a largo plazo, más allá de todas las ventajas técnicas y operativas.



7. Conclusiones

7.1. Sumario

En este trabajo se analiza en el concepto de sincrofasor y su aplicación en sistemas de protecciones eléctricas. Se presentan los fundamentos teóricos, las diferencias frente a esquemas convencionales, su arquitectura, aplicaciones prácticas, y los impactos asociados a su implementación, tanto técnicos como operacionales.

Se aborda la normativa IEEE C37.118.1-2011, fundamental para la definición del concepto de sincrofasores, transmisión de datos, y sincronización en tiempo. También se describe el funcionamiento de las Phasor Measurement Units (PMUs), junto a la necesidad de Concentradores de Datos Fasoriales (PDCs), y la infraestructura requerida para su integración en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Además, se analizan dos casos de estudio y artículos científicos que permiten comprobar la funcionalidad, precisión y beneficios que pueden ofrecer los sincrofasores. También se comparan los sistemas de protección basados en sincrofasores con los esquemas de protección convencionales, demostrando las ventajas asociadas al uso de esta tecnología y el futuro de las protecciones eléctricas.

Finalmente, se discuten los impactos y desafíos de implementación en sistemas eléctricos industriales, siendo el SEN un caso de aplicación con alto potencial, pero también con requerimientos específicos en términos de infraestructura, normativas, ciberseguridad y comunicaciones.

7.2. Conclusiones

A lo largo del desarrollo de este trabajo se demuestra que la incorporación del concepto de sincrofasores en sistemas de protecciones eléctricas representa un cambio importante respecto a la operación, monitoreo y protección actualmente usada en los sistemas eléctricos. Los sistemas eléctricos modernos cada vez son más complejos, ya sea en términos de estabilidad como de confiabilidad. Los esquemas convencionales, han sido utilizados por largo tiempo y con buenos resultados de operación, sin embargo, actualmente están comenzando a presentar limitaciones debido a la dinámica de los sistemas eléctricos.

Los sincrofasores, al poseer una referencia temporal común (GPS), permiten realizar comparaciones entre mediciones de distintos puntos del sistema en el mismo instante de tiempo. Esto da pie a un cambio profundo en la forma de protección en sistema eléctricos, ya que ahora es posible detectar fallas o condiciones anómalas no sólo desde una visión local, ahora es posible realizar un análisis más amplio y sincronizado del estado del sistema eléctrico en su totalidad.

Entre los beneficios más atractivos está la posibilidad de implementar protecciones diferenciales entre puntos geográficamente lejanos sin necesidad de enlaces complejos y dedicados, ya que gracias a la sincronización temporal es posible comparar datos entre puntos lejanos de forma rápida. Esto resulta útil en líneas de transmisión extensas o en zonas donde la infraestructura de comunicación es limitada. También se puede mencionar la posibilidad de realizar ajustes dinámicos en tiempo real, lo que abre paso a protecciones adaptativas que responden de forma automática frente a las condiciones actuales del sistema.

Desde el entorno de simulación, el uso de PMUs muestra gran sensibilidad respecto a los datos obtenidos, llegando a detectar oscilaciones de frecuencia de hasta 0.05%, variaciones de ángulo de 0.03° y cambios de magnitud en tensión o corriente de 0.032%. Esta tecnología puede ser de gran utilidad para definir umbrales de disparo, márgenes seguros y retardos dentro de los esquemas de protecciones.

En el caso del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile, donde existe una fuerte penetración de energías renovables no convencionales, distribuidas en distintos puntos del país y que operan de forma intermitente (red muy dinámica), el monitoreo en tiempo real y la coordinación entre diferentes zonas resulta fundamental para mantener la estabilidad del sistema. La posibilidad de anticipar fallas, detectar condiciones anómalas con gran sensibilidad, generar estrategias de acción frente a contingencias y evitar desconexiones innecesarias es necesaria para asegurar un suministro continuo y de calidad.

Otro punto que se puede destacar es la densidad de datos proporcionada por las PMUs. Tener acceso a magnitudes, ángulos, frecuencias y sus tasas de cambio, permite una representación más completa del sistema, favoreciendo al diseño de nuevas estrategias de protección y al análisis post-

falla. El procesamiento de esta información puede dar origen a modelos de aprendizaje automático y otras herramientas de análisis que permiten la toma de decisiones automatizadas.

A pesar de las ventajas, también se detecta que existen desafíos relevantes a considerar. La dependencia del sistema de posicionamiento global (GPS) implica una vulnerabilidad a ataques cibernéticos, por lo que deben existir mecanismos de respaldo o verificación para evitar errores en las mediciones. Además, el flujo masivo de datos exige una infraestructura de comunicaciones robusta, con baja latencia y alta confiabilidad. Esto puede significar una inversión importante, sobre todo en zonas con redes de comunicación limitadas.

Desde el punto de vista normativo y estandarización, se requiere una actualización o incorporación de guías o estándares específicos que regulen el uso de estas tecnologías, considerando las áreas de diseño, operación y mantenimiento de los sistemas de protección basados en sincrofasores. Si bien el estándar IEEE C37.118.1-2011 entrega las bases para esta tarea, es necesario adaptarlo a la realidad y requerimientos específicos de los sistemas eléctricos.

En resumen, se concluye que el uso de sincrofasores en sistemas de protecciones no sólo representa una mejora tecnológica, sino también una oportunidad para modernizar el enfoque operativo del sistema eléctrico nacional. Permite ir más allá del modelo tradicional de protección y avanzar hacia un sistema más coordinado, inteligente y resiliente. Es un paso completamente necesario si se quiere enfrentar con éxito los desafíos que presentan las nuevas tendencias del sector eléctrico, como la descentralización y la digitalización.

Finalmente, la implementación de sincrofasores se puede iniciar como una herramienta complementaria en esquemas de protecciones convencionales. Posterior a esto se puede ir realizando la implementación completa de manera progresiva buscando un sistema más automatizado.

7.3. Trabajo Futuro

Si bien este trabajo se considera principalmente como un documento que explica el concepto de sincrofasores, como operan y que ventajas poseen, es necesario abordar este tema desde otros enfoques. Resulta muy atractivo tener sistemas de protecciones adaptativos, pero se debe considerar:

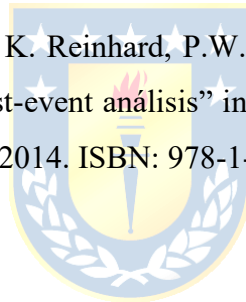
- Análisis económico basado en Mercado Real, buscando plasmar aproximaciones de la inversión que requiere implementar esta clase de sistemas.
- Someter esta clase de sistemas a perturbaciones específicas y no tan generalizadas.
- Realizar modelos de simulaciones que permitan utilizar protecciones y cómo se comportan con PMUs.
- Realizar análisis cibernéticos para evaluar la seguridad del uso GPS, sus desventajas y como mitigarlas.
- Realizar trabajo de algoritmos que permitan operar con datos fasoriales, dando pie a la automatización de estos sistemas.



Referencias

- [1] A. G. Phadke and T. Bi, "Phasor measurement units, WAMS, and their applications in protection and control of power systems," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 6, no. 4, pp. 619-629, July 2018.
- [2] D. Tholomier, H. Kang and B. Cvorovic, "Phasor measurement units: Functionality and applications," *2009 Power Systems Conference*, Clemson, SC, USA, 2009, pp. 1-12. ISBN: 978-1-4244-5248-4.
- [3] Biswal, C.; Sahu, B.K.; Mishra, M.; Rout, P.K. Real-Time Grid Monitoring and Protection: A Comprehensive Survey on the Advantages of Phasor Measurement Units. *Energies* **2023**, *16*, 4054.
- [4] Pazderin, A.; Zicmane, I.; Senyuk, M.; Gubin, P.; Polyakov, I.; Mukhlynin, N.; Safaraliev, M.; Kamalov, F. Directions of Application of Phasor Measurement Units for Control and Monitoring of Modern Power Systems: A State-of-the-Art Review. *Energies* **2023**, *16*, 6203.
- [5] V. Salehi, A. Mazloomzadeh and O. Mohammed, "Development and implementation of a phasor measurement unit for real-time monitoring, control and protection of power systems," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-7. ISBN: 978-1-4577-1002-5.
- [6] R. Shrestha *et al.*, "Optimal Phasor Measurement Unit Placement Using Machine Learning Technique," *2024 16th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC)*, Santa Maria, Brazil, 2024, pp. 1-6. DOI: 10.1109/SEPOC63090.2024.10747461.
- [7] B. Sneha, R. Babu and S. Mahapatra, "Optimizing Phasor Measurement Unit Placement Approach for Enhanced System Observability," *2024 3rd Odisha International Conference on Electrical Power Engineering, Communication and Computing Technology (ODICON)*, Bhubaneswar, India, 2024, pp. 1-6. DOI: 10.1109/ODICON62106.2024.10797525.
- [8] J. Yang *et al.*, "Correction Method for Deviations in Phase Angle for PMUs at Both Ends of a Transmission Line With Unknown Parameters," in *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 74, pp. 1-13, 2025.

- [9] Lavery, D., Best, R., & Morrow, D. J. “Loss-of-mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings”. IET Generation, Transmission & Distribution, 9(2), 146-153, 2015.
- [10] I. Vujović, M. Koprivica and Ž. Đurišić, "Infrastructure for distributed PV systems monitoring and management using SCADA," *2024 32nd Telecommunications Forum (TELFOR)*, Belgrade, Serbia, 2024, pp. 1-4. DOI: 10.1109/TELFOR63250.2024.10819109.
- [11] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005).
- [12] L. Morán. “Apuntes de Protecciones Eléctricas”, 2024 – *Universidad de Concepción*.
- [13] Coordinador Eléctrico Nacional - <https://www.coordinador.cl>.
- [14] Ministerio de Energía de Chile, *Reglamento de Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional*, Diario Oficial, 30 de octubre de 2019.
- [15] B. Pinte, M. Quinlan, A. Yoon, K. Reinhard, P.W. Sauer, “A one-phase, distribution-level phasor measurement unit for post-event análisis” in: 2014 Power and Energy Conference at Illinois (PECI), IEEE, pp. 1–7, 2014. ISBN: 978-1-4799-4881-9.



Anexos

A.1. Tabla de Cálculos para Impedancias de Línea en Modelo

Punto A	Punto B	Distancia [m]	R (ohms)	X (ohms)	L (H)	L (mH)
Red	Barra 1	100	0,0200	0,0450	0,00014	0,1432
Barra 1	Barra 2	50	0,0100	0,0225	0,00007	0,0716
Barra 1	Barra 3	80	0,0160	0,0360	0,00011	0,1146
Barra 1	Barra 4	60	0,0120	0,0270	0,00009	0,0859
Barra 2	G. Sincrónico	30	0,0060	0,0135	0,00004	0,0430
Barra 2	Trafo 13.8/0.4 kV	20	0,0040	0,0090	0,00003	0,0286
Trafo 13.8/0.4 kV	Barra 6	15	0,0030	0,0068	0,00002	0,0215
Barra 6	Carga Resistiva	25	0,0050	0,0113	0,00004	0,0358
Barra 3	Motor 800 kW	70	0,0140	0,0315	0,00010	0,1003
Barra 4	Barra 5	40	0,0080	0,0180	0,00006	0,0573
Barra 4	Motor 400 kW	50	0,0100	0,0225	0,00007	0,0716
Barra 5	Carga Electrónica	30	0,0060	0,0135	0,00004	0,0430

Tabla A.1 Cálculo Impedancias de Línea