



Universidad Nacional de Rosario

Facultad de ciencias exactas, ingeniería y agrimensura

Escuela de ingeniería eléctrica

Proyecto de Ingeniería

“Introducción a Sincrofasores y Aplicación Práctica a la Red de 132kV de la EPE”



Autores:

Del Blanco, Nelson – D-3874/1

Sarlette, Noah – S-5226/4

Director:

Ing. Cassin, Marcelo

Co-director:

Ing. Seggiaro, Rosana

Año 2025

Contenido

1.	Justificación	4
2.	Introducción.....	5
3.	Marco Teórico	6
3.1.	La evolución de los sistemas de medición de sincrofasores y sus normas.....	6
3.2.	Conceptos básicos de sincrofasores y PMU.....	8
3.2.1.	Definiciones matemáticas	8
3.2.1.1.	Vectores y Fasores.....	8
3.2.2.	Definiciones basadas en la norma IEEE C37.118	11
3.2.2.1.	Definición de un Sincrofasor	11
3.2.2.2.	Sincronización del tiempo de medición	15
3.2.2.3.	Definición de GPS y UTC	16
3.2.2.4.	Definición del rango de cambio de frecuencia o ROCOF	17
3.2.2.5.	Definición de error en mediciones de frecuencia y ROCOF.....	17
3.2.2.6.	Definición de error total vectorial (TVE)	18
3.2.2.7.	Tiempo de respuesta de medición o response time	19
3.2.2.8.	Tiempo de retardo de medición o delay time.....	20
3.2.2.9.	Latencia (o latency) de reporte de medición	21
3.2.2.10.	Tasa de informes.....	22
3.2.2.11.	Clases de desempeño	22
3.3.	Sistemas de medición sincrofasorial y sus componentes	23
3.3.1.	PMU o unidad de medición fasorial.....	25
3.3.2.	PDC o concentrador de datos.....	27
3.3.3.	Canales de comunicación.....	28
3.3.4.	Software de procesamiento de sincrofasores	29
3.4.	Aplicaciones y sistemas monitoreo de SEP basados en sincrofasores	31
3.4.1.	Aplicaciones de WAMS.....	32
3.4.1.1.	Modelado y validación de los sistemas eléctricos de potencia	32
3.4.1.2.	Estimación de estado	33
3.4.1.3.	Evaluaciones post falla	35
3.4.1.4.	Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia	36
3.4.1.4.1.	Estabilidad Angular.....	37
3.4.1.4.1.1.	Detección de islas y coordinación de protecciones.....	38
3.4.1.4.2.	Estabilidad del voltaje.....	39
3.4.1.4.3.	Estabilidad de la frecuencia	40

3.5.	Ventajas y desventajas de los sincrofasores sobre los sistemas tradicionales.....	41
3.6.	Estado del arte de los Sincrofasores en distintos países.....	44
3.6.1.	Sincrofasores en Brasil.....	44
3.6.2.	Sincrofasores en Estados Unidos.....	46
3.6.3.	Sincrofasores en Colombia.....	47
3.6.4.	Sincrofasores en China.....	48
3.6.5.	El caso de Argentina.....	48
3.6.6.	Consideraciones finales de los sincrofasores en el mundo y sus implicaciones para Argentina..	50
4.	Optimización de la Ubicación de PMUs para Mejorar la Operación de la Red Eléctrica en la Provincia de Santa Fe	52
4.1.	Definición de observabilidad del sistema y métodos de ubicación optima de PMUs.....	53
4.1.1.	Métodos de ubicación de PMU: Para la Observabilidad.....	57
4.1.2.	Métodos de ubicación de PMU: Para estimación de estado.....	59
4.1.3.	Métodos de ubicación de PMU: Algoritmos Genéticos para la Colocación de PMU.....	62
4.2.	Desarrollo de modelo de colocación y definición de reglas de reducción.....	63
4.2.1.	Regla Transformadores.....	64
4.2.2.	Regla de Generación y Cargas.....	65
4.2.3.	Regla de líneas CC.....	66
4.2.4.	Regla de barras que no se pueden medir.....	67
4.2.5.	Regla de barras de derivación.....	67
4.2.6.	Regla de capacitor serie.....	67
4.2.7.	Regla de barra simulada y barra falsa.....	68
4.3.	Red de potencia en estudio: Empresa Provincial de Energía de Santa Fe.....	69
4.4.	Planteo de problema y estudio.....	75
4.4.1.	Aplicación de reglas de reducción en la Red EPE.....	78
4.4.1.1.	ET Santo Tomé.....	78
4.4.1.2.	ET Romang.....	79
4.4.1.3.	ET Rio Coronda.....	80
4.4.1.4.	ET Sorrento.....	81
4.4.1.5.	ET Calchine y ET Rincón.....	82
4.4.1.6.	ET Rosario Oeste.....	83
4.4.1.7.	ET Villa Constitución Residencial.....	84
4.4.1.8.	Unifilar con reglas de reducción aplicadas.....	85
4.5.	Aplicación de métodos de optimización para la ubicación de PMU en modelo de la Red EPE 132 kV.....	87
4.5.1.	Resultado de las simulaciones.....	89
5.	Conclusión.....	102
6.	Bibliografía.....	104

1. Justificación

La realización de un proyecto final de ingeniería eléctrica sobre sincrofasores se justifica debido a los desafíos y riesgos asociados con la operatividad de los sistemas eléctricos. Por ejemplo, el crecimiento de la demanda eléctrica ha llevado a que los equipos del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) trabajen en sus límites de capacidad, lo que disminuye la tolerancia ante disturbios y aumenta la necesidad de soluciones de monitoreo y control en tiempo real.

El SADI abarca todo el territorio nacional y su despacho es realizado por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) desde su Centro de Control. A lo largo de los años, se ha evolucionado desde sistemas de comunicación manual por voz o fax hasta el actual Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) basado en segundos. En este contexto, el uso de tecnologías de sincrofasores se vuelve relevante y oportuno para reducir la necesidad de cálculos complejos y determinar el estado del sistema eléctrico de manera más precisa y eficiente.

La tecnología de sincrofasores permite monitorear en tiempo real los ángulos relativos de fase de todas las tensiones e intensidades de la red, algo que antes no era posible debido a limitaciones de capacidad de procesamiento y dificultades en la recolección y sincronización de datos. Aunque la implementación de esta tecnología está en sus primeras etapas en Argentina, este proyecto final tiene como objetivo describir el concepto de sincrofasores, demostrar sus ventajas a través de un esquema básico de monitoreo y control, y abordar un problema práctico relacionado con la red de distribución de la provincia de Santa Fe, específicamente con la empresa distribuidora EPE.

Además, es importante destacar que en la Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura no se cuenta con un proyecto final que aborde específicamente el tema de sincrofasores. Por lo tanto, con este proyecto final se busca fomentar el interés de futuros estudiantes en este campo y proporcionar una base de conocimientos y comprensión que pueda sentar las bases para futuros proyectos que aborden diversas problemáticas relacionadas.

2. Introducción

Debido al constante crecimiento de la demanda eléctrica y los avances tecnológicos, los sistemas eléctricos de potencia enfrentan diversos problemas de operatividad e inestabilidad. En un sistema de potencia convencional, la demanda, la generación y los sistemas de transmisión están interconectados. Por lo tanto, para mejorar la confiabilidad del sistema, es necesario monitorear con mayor precisión los fenómenos del sistema.

Tradicionalmente, las redes eléctricas son supervisadas a través de sistemas denominados SCADA (del inglés, Supervisory Control And Data Acquisition), que permiten recolectar mediciones de la red y tomar acciones desde el centro de control. Sin embargo, a partir del inicio del siglo XXI, se ha reconocido la necesidad de monitorear el sistema de potencia en tiempo real para tomar decisiones más rápidas. Además, con el crecimiento de las redes interconectadas y malladas, los ángulos de fase entre puntos de la red se han vuelto críticos para el análisis de estabilidad.

Ante la necesidad de seguir siendo competitivos en el mercado eléctrico y aprovechar los avances tecnológicos, se ha comenzado a integrar la tecnología de sincrofasores en los sistemas de control y protección. Esta tecnología se basa en la medición de fasores de tensión y corriente, junto con su respectivo ángulo y una marca de tiempo, lo que permite conocer el estado de diferentes puntos de la red de manera sincronizada y en tiempo real.

Para aprovechar los avances en la tecnología sincrofasorial, se ha implementado el uso de Sistemas de Medición Sincrofasorial (SMSF), que constan de varios componentes, destacándose la Unidad de Medición Sincrofasorial (PMU, por sus siglas en inglés). Estas unidades permiten adquirir datos en tiempo real y reducir los cálculos matemáticos necesarios para mapear el sistema de potencia de manera más eficiente. Las PMUs se caracterizan por obtener mediciones en intervalos de tiempo determinados, brindando al operador información confiable, sincronizada y en tiempo real para la toma de decisiones.

La incorporación de los sistemas de medición sincrofasorial, en particular las PMUs, representa un avance significativo en la monitorización y control de los sistemas eléctricos de potencia, proporcionando una mayor comprensión y capacidad de respuesta ante los fenómenos que pueden afectar la estabilidad y confiabilidad del sistema.

Este proyecto final tiene como objetivo describir todos los aspectos y conceptos importantes relacionados con la utilización de sincrofasores en una red eléctrica de potencia. Además, se llevará a cabo un estudio teórico para determinar la ubicación óptima de Unidades de Medición Fasorial con el fin de obtener una observabilidad completa en la red de 132kV de la Empresa Provincial de Energía de Santa Fe.

3. Marco Teórico

En esta sección, se presentará una introducción a los aspectos teóricos claves relacionados con la definición y uso de los sincrofasores. Se abordarán detalles matemáticos, normas, componentes de una red de sincrofasores, su utilidad y un análisis de su aplicación a nivel mundial.

3.1. La evolución de los sistemas de medición de sincrofasores y sus normas

El sistema de medición de sincrofasores es una tecnología avanzada utilizada para obtener información en tiempo real, de alta velocidad y coherente en el tiempo, sobre el sistema eléctrico de potencia. Este sistema se basa en el uso de unidades de medición fasorial conocidas como PMUs, las cuales muestrean las señales de tensión y corriente varias veces por segundo con una gran precisión.

Las primeras PMUs fueron desarrolladas y probadas a finales de la década de 1980. Sin embargo, debido a la falta de dispositivos específicamente diseñados para este propósito y a la falta de una idea común, se obtuvieron mediciones inexactas. Además, se enfrentaron a limitaciones tecnológicas que se fueron superando con el tiempo.

Para abordar estos desafíos, se redactó la primera norma sobre sincrofasores, la IEEE 1344, en 1995. Esta norma se centró en la señal de temporización, las frecuencias de muestreo y un protocolo de comunicación sencillo, pero no abordó aspectos relacionados con la medición en sí.

En 1999, se comenzó a revisar la norma IEEE 1344 para abordar los problemas identificados. Se modificó rápidamente el protocolo de comunicación para incluir un byte de sincronización, el estado de las mediciones y la capacidad de utilizar múltiples PMUs. Estas mejoras permitieron detectar con mayor claridad los errores de datos y trabajar en su solución, como los errores propios de las PMUs y los errores de sincronización entre los dispositivos. Además, se estableció

una estampa de tiempo referenciada a UTC, que incluía un tiempo fraccionario de 24 bits con un byte de calidad de tiempo, lo que permitía representar los datos de la PMU en formato rectangular o polar.

Se introdujo un criterio denominado error vectorial total (TVE) para evaluar las mediciones fasoriales. Se especificaron requisitos para evaluar la precisión de la medición utilizando el TVE, considerando una variedad de magnitudes, frecuencias y ángulos de fase, así como el rechazo de interferencias de armónicos. Es importante destacar que estos criterios se aplicaban únicamente al funcionamiento en estado estacionario. Esta norma fue publicada como IEEE C37.118 en 2005.

La norma IEEE C37.118 fue rápidamente adoptada y continúa siendo utilizada en la actualidad. Sin embargo, no abordaba mediciones precisas en condiciones de funcionamiento dinámico ni mediciones de frecuencia y ROCOF (Rate of Change of Frequency).

La IEC (International Electrotechnical Commission) también buscaba establecer un estándar para los sincrofasores, pero no podía utilizar la norma IEEE C37.118, ya que esta incluía tanto las mediciones como la comunicación, mientras que la IEC suele presentar estas dos áreas en estándares separados. Como resultado, en 2011, la norma IEEE C37.118 se dividió en dos: la IEEE C37.118.1, que aborda las mediciones de sincrofasores, y la C37.118.2, que trata sobre la comunicación de estos datos. La norma IEEE C37.118.1 se actualizó con fórmulas que definen los sincrofasores, se establecieron especificaciones para mediciones en condiciones dinámicas, frecuencia y ROCOF, y se agregaron requisitos mínimos de latencia y pruebas relacionadas con la temperatura. Posteriormente, en 2014, se realizó una actualización adicional a la norma IEEE C37.118.1a, debido a que la versión de 2011 exigía precisiones muy altas, lo que resultaba en una latencia demasiado grande.

En la actualidad, se utiliza la norma IEC/IEEE 60255-118-1, publicada en diciembre de 2018, que se basa en la IEEE C37.118.1a. Esta norma establece los mismos requisitos de rendimiento, pero mejora las definiciones, agrega pruebas opcionales de alcance extendido y ancho de banda, y proporciona una serie de aclaraciones y simplificaciones con respecto a la norma original.

3.2. Conceptos básicos de sincrofasores y PMU

Este apartado se centra en la norma IEEE C37.118, la cual desempeña un papel fundamental al garantizar la interoperabilidad de las Unidades de Medición de Fasores (PMUs) o dispositivos que miden sincrofasores de diversos fabricantes y modelos. Su principal objetivo es definir los sincrofasores y establecer los criterios para la medición y transferencia de estos en sistemas de potencia.

En este sentido, la norma aborda tres aspectos fundamentales que serán detallados en los siguientes puntos de este capítulo:

- Las definiciones.
- Los requerimientos de medida y su evaluación.
- Las verificaciones de conformidad.

3.2.1. Definiciones matemáticas.

Para obtener una comprensión más precisa del tema central de este proyecto final, "los sincrofasores", es necesario repasar algunos conceptos matemáticos fundamentales. En esta sección, se definirán los vectores, los fasores y, finalmente, se abordarán los sincrofasores de manera específica.

3.2.1.1. Vectores y Fasores

En el ámbito de la física, los vectores se utilizan para representar cantidades físicas mensurables, como desplazamientos, velocidades o fuerzas. Un vector se representa mediante una flecha o un segmento de línea dirigido. La longitud de la flecha representa la magnitud del vector, mientras que la dirección está indicada por la orientación de la flecha. Esta definición se aplica en un espacio bidimensional.

En cuanto a los fasores, abordaremos una problemática común en la ingeniería eléctrica: la suma de corrientes o tensiones senoidales. En diversos estudios y análisis de sistemas, es frecuente la necesidad de sumar voltajes y corrientes senoidales. Si se optara por sumar algebraicamente las funciones senoidales de corriente o voltaje, se enfrentaría a operaciones

complicadas y tediosas debido a la resolución de funciones trigonométricas en función del tiempo y la frecuencia.

Por esta razón, se plantea el uso de números complejos que, al relacionarlos con las formas de onda senoidales de corriente alterna, brindan una técnica de resolución de operaciones algebraicas rápida, directa y sencilla.

Un número complejo representa un punto en un plano bidimensional, conocido como plano complejo. Este punto puede ser representado por un vector radial trazado desde el origen hasta el punto en cuestión. El eje horizontal se denomina eje real, mientras que el eje vertical se denomina eje imaginario. La letra "j" (o en ocasiones "i") se utiliza para denotar la componente imaginaria. En la siguiente figura se muestra una representación de un número complejo en el plano complejo.

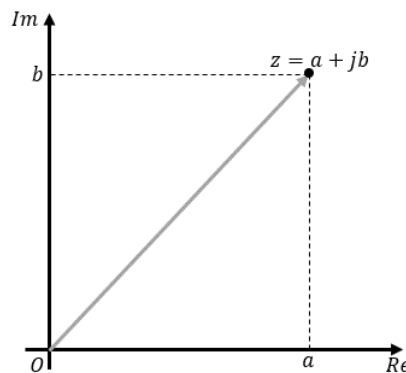


Figura 3.2.1.1.a – Numero complejo en Plano Complejo

Además, en la representación de números complejos se utilizan dos formas principales: la forma rectangular y la forma polar. Ambas formas permiten representar un punto en el plano complejo o trazar un vector radial desde el origen hasta ese punto (vector radial).

Como se mencionó anteriormente, una forma más conveniente para realizar operaciones que involucran funciones trigonométricas es utilizar el concepto de vector en rotación o vector radial. Este vector radial, que tiene una magnitud constante con un extremo fijo en el origen, una velocidad de rotación ω y es independiente del tiempo, se denomina fasor.

En la Figura 3.2.1.1.b se muestran las magnitudes y las posiciones relativas de diferentes fasores. Es importante destacar que esta representación gráfica es una "instantánea" de los vectores radiales que están rotando en $t = 0$ segundos y con la misma frecuencia.

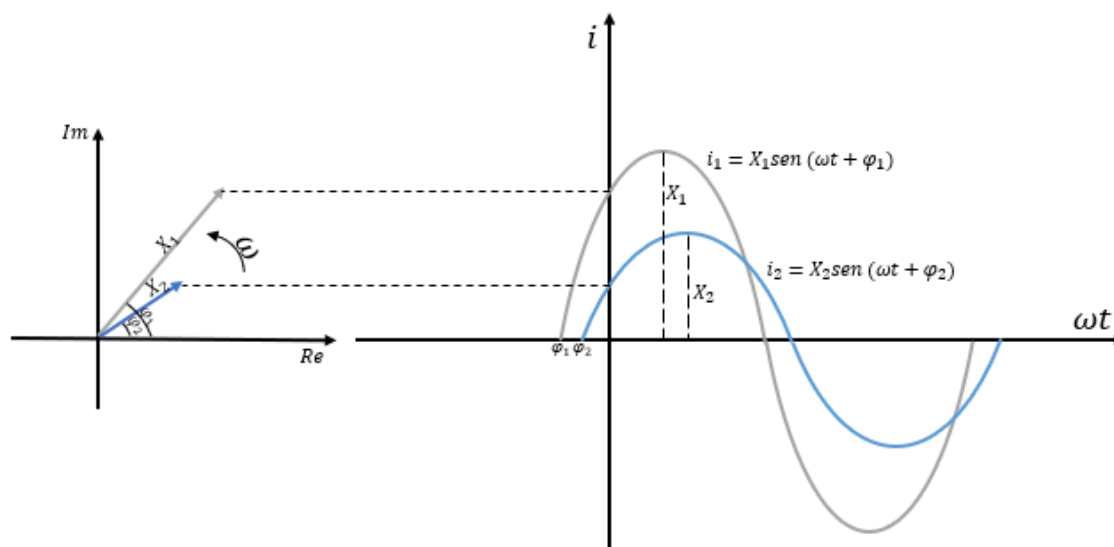


Figura 3.2.1.1.b – Equivalencia entre fasores y ondas senoidales

Por lo tanto, para simplificar los cálculos, cuando se requiere sumar dos funciones senoidales, es conveniente convertir primero las funciones al dominio complejo (representación fasorial) y luego encontrar la suma utilizando el álgebra compleja.

Una vez obtenido el resultado en el dominio complejo, podemos convertirlo nuevamente al dominio del tiempo. Esto se debe a que, al transformar las funciones en fasores, nos hemos independizado del tiempo.

En resumen, un fasor es una representación de una señal sinusoidal que es independiente del tiempo. Esta representación se utiliza ampliamente en el análisis de sistemas eléctricos para realizar operaciones de manera más sencilla.

3.2.2. Definiciones basadas en la norma IEEE C37.118

En este apartado del proyecto final, nos enfocaremos en formalizar la definición de los sincrofasores y realizar un análisis matemático basado en la norma IEEE C37.118. A través de este análisis, abordaremos diversos conceptos fundamentales para comprender y utilizar esta tecnología en el contexto de sistemas eléctricos de potencia.

Los puntos que trataremos en este apartado incluyen:

- Definición de un sincrofasor
- Sincronización del tiempo de medición
 - Definición de Frecuencia y variación de frecuencia (ROCOF)
 - Definición de Error total vectorial (TVE)
 - Consideraciones y recomendaciones de la norma respecto al TVE
 - Evaluación de las mediciones de frecuencia y ROCOF
 - Tiempo de respuesta de medición o response time
 - Tiempo de retardo de medición o delay time
 - Latencia (o latency) de reporte de medición

3.2.2.1. Definición de un Sincrofasor

Para formalizar la definición de los sincrofasores y respaldarla con análisis matemáticos, primero definiremos una función sinusoidal. Esta función nos ayudará a comprender mejor los sincrofasores.

La ecuación (1) define la forma de onda sinusoidal.

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (1)$$

Donde (1) puede ser representado de forma rectangular con números complejos como se ve en la siguiente ecuación (2).

$$X = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{j\phi} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) (\cos \phi + j \sin \phi) = X_r + jX_i \quad (2)$$

Donde $X_m/\sqrt{2}$ es el valor rms (raíz cuadrada media) de la forma de onda, y los subíndices r e i significan partes reales e imaginarias de un valor complejo en componentes rectangulares. El desfase ϕ depende de la referencia de tiempo, particularmente tomamos para tiempo $t = 0$.

Cabe destacar que un fasor está definido por una frecuencia angular ω , y las operaciones con otros fasores deben hacerse con la misma referencia de tiempo y la misma frecuencia.

La representación de un sincrofasor de la señal de $x(t)$ definida en la ecuación (1) es el valor X definido de manera rectangular en la ecuación (2), donde ϕ es el ángulo de fase instantáneo asociado a una función coseno a la frecuencia nominal del sistema y esta está a su vez sincronizada a una estampa de tiempo, en este caso a la hora UTC (del inglés Universal Time Coordinated).

Por lo que podemos decir que un sincrofasor es una representación de una onda sinusoidal sincronizada a la hora UTC.

Según esta definición, ϕ es el desplazamiento angular de una función coseno en la frecuencia nominal del sistema sincronizada con UTC. Un coseno tiene un máximo en $t = 0$, por lo que el ángulo del sincrofasor es de 0 grados cuando el máximo de $x(t)$ ocurre en el pulso de tiempo UTC (1 PPS de la UTC) y -90 grados, o bien función seno, cuando el cruce por cero positivo ocurre en otro pulso de señal UTC. La Figura 3.2.2.1.a ilustra la relación entre el ángulo de fase y la hora UTC.

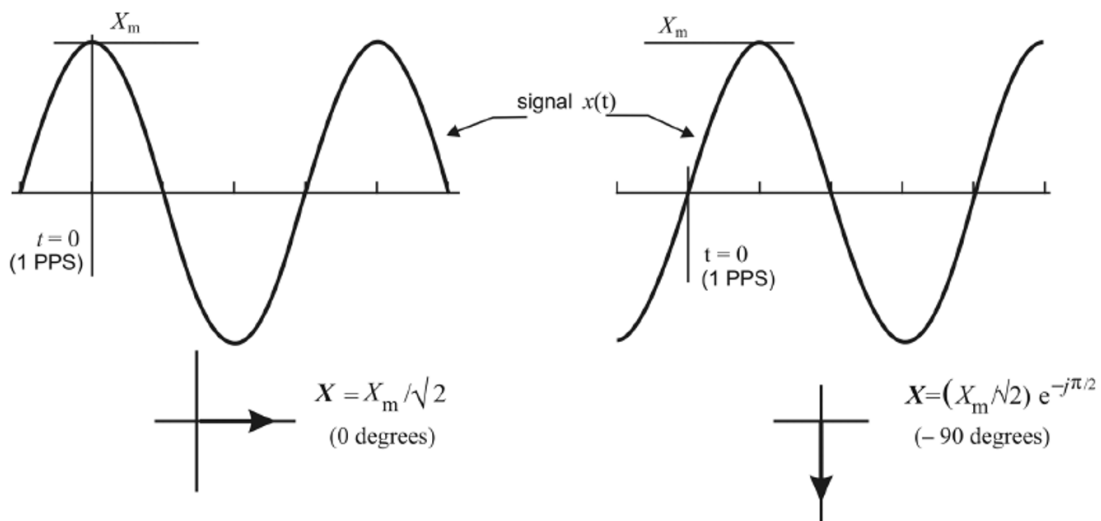


Figura 3.2.2.1.a – Relación entre Angulo de fase y UTC

La señal sinusoidal mostrada tiene una representación como la ecuación (3).

$$x(t) = X_m(\cos(\omega_0 + \varphi)) = X_m(\cos(2\pi f_0 + \varphi)) \quad (3)$$

Donde f_0 es la frecuencia angular nominal del sistema (50 Hz o 60 Hz) representada directamente por el fasor en la Ecuación (2). En el caso general donde la amplitud es función del tiempo $X_m(t)$ y la frecuencia de la senoide también es función del tiempo $f(t)$, podemos definir la función $g = f - f_0$ donde f_0 es la frecuencia nominal y g es la diferencia entre las frecuencias nominal y la frecuencia real (notar que g también será una función del tiempo). La senoide se puede escribir como se muestra en la Ecuación (4). La senoide se puede escribir como en la Ecuación (4):

$$\begin{aligned} x(t) &= X_m(t) \cos\left(2\pi \int f dt + \varphi\right) = X_m(t) \cos\left(2\pi \int (f_0 + g)dt + \varphi\right) \\ &= X_m(t) \cos(2\pi f_0 t + (2\pi \int g dt + \varphi)) \end{aligned} \quad (4)$$

La representación del sincrofasor para esta forma de onda se muestra en la Ecuación (5).

$$X(t) = \left(\frac{X_m(t)}{\sqrt{2}}\right) e^{j(2\pi \int g dt + \varphi)} \quad (5)$$

Para el caso especial donde $X_m(t) = X_m$ es constante y $g = \Delta f$ es un desplazamiento constante de la frecuencia nominal, $\int g dt = \int \Delta f dt = \Delta f t$ entonces el sincrofasor es simplemente el de la Ecuación (6).

$$X(t) = \left(\frac{X_m(t)}{\sqrt{2}}\right) e^{j(2\pi \Delta f t + \varphi)} \quad (6)$$

Que girará a una velocidad uniforme Δf que es la diferencia entre la frecuencia real y nominal.

Este concepto se ilustra en la Figura 3.2.2.1.b. Considere que la señal sinusoidal a frecuencia no nominal es observada a intervalos $\{0, T_0, 2T_0, 3T_0, \dots, nT_0\}$ donde $T_0 = 1/f_0$ (el período nominal del sistema) y las representaciones fasoriales correspondientes son $\{X_0, X_1, X_2, X_3, \dots, X_n, \dots\}$. Si la frecuencia de la señal sinusoidal $f \neq f_0$ y $f < 2f_0$, el fasor observado tendrá una magnitud constante, pero los ángulos de fase de la secuencia de fasores $\{X_0, X_1, X_2, X_3, \dots, X_n, \dots\}$ cambiarán uniformemente a una velocidad $2\pi(f - f_0)T_0$, como se ilustra. Si estos valores se informaran a lo largo del tiempo, aumentarían continuamente hasta que alcanzaran los 180 grados, donde se ajustarían a -180 grados y continuarían aumentando como se muestra en la Figura 3.2.2.1.c (los sincrofasores se informan comúnmente en ángulos de -180 grados a +180 grados en lugar de 0 a 360 grados).

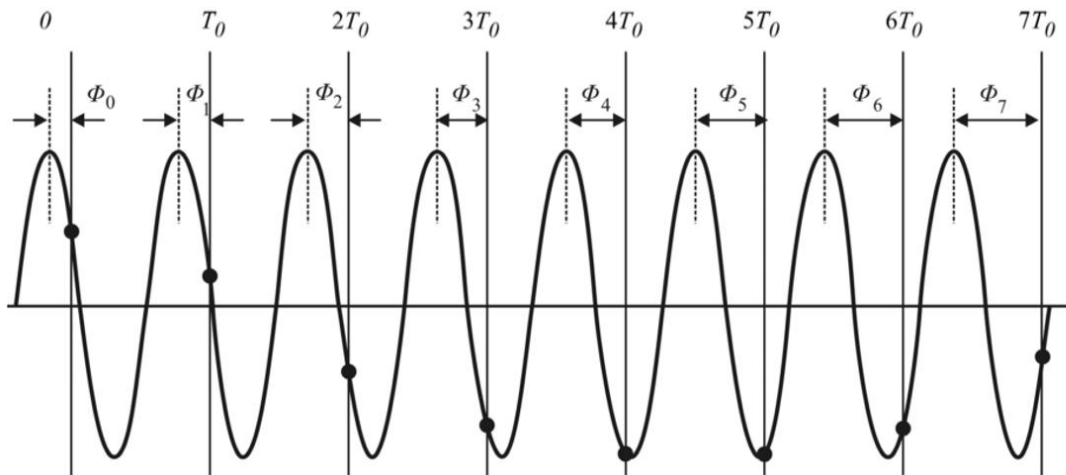


Figura 3.2.2.1.b – Una senoide con una frecuencia $f > f_0$ se observa en instantes T_0 segundos. El ángulo de fase ϕ aumenta uniformemente en relación con la diferencia $f - f_0$.

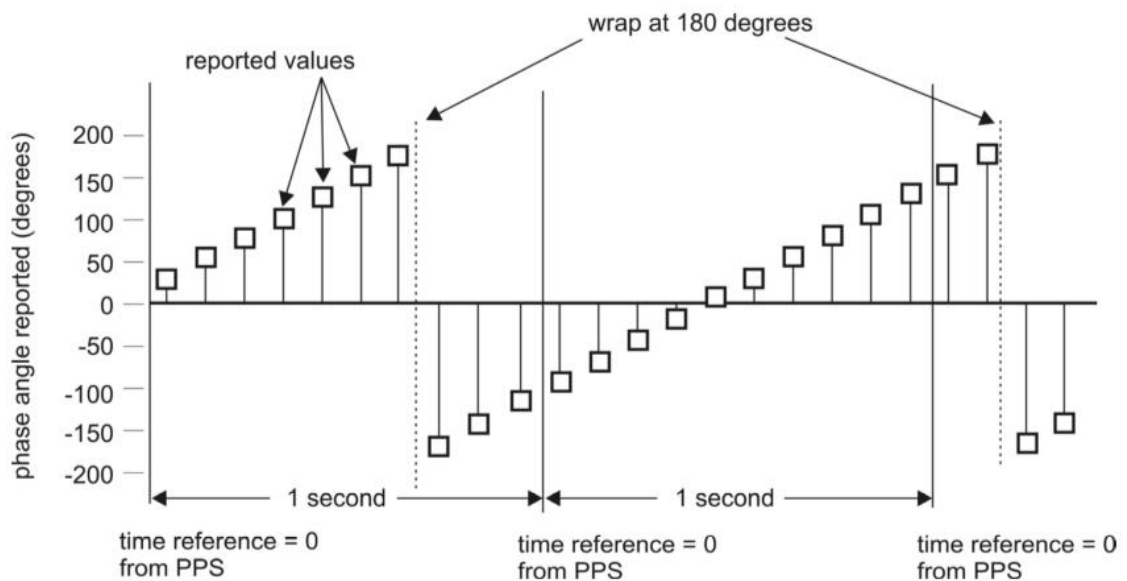


Figura 3.2.2.1.C – Muestreo de una senoide de frecuencia industrial a una frecuencia no nominal

De esta manera ϕ es el ángulo de fase instantáneo de $x(t)$ u offset, relativo a una función coseno cuya frecuencia es la nominal del sistema eléctrico y que está sincronizada al tiempo universal UTC. Podemos resaltar que todas las medidas están en una base de tiempo común (en este caso UTC) y están relacionadas con una frecuencia del sistema estudiado, por lo que las medidas del ángulo de fase son directamente comparables (podemos obtener el valor exacto). Las diferencias en la frecuencia real y la nominal se incluyen en la estimación del ángulo de fase. La estimación del sincrofasor también incluye los efectos de todas las demás contribuciones de la señal, como las oscilaciones y los cambios de frecuencia locales.

Los sincrofasores son funciones del tiempo y cambiarán de un valor al siguiente a menos que la señal sea una senoide pura a la frecuencia nominal del sistema. Se requiere una referencia de tiempo precisa para proporcionar el tiempo UTC para determinar el ángulo de fase ϕ .

De esta manera, recapitulando a modo de resumen lo que estuvimos viendo, y para comprender como los sincrofasores pueden mejorar la operación y planificación de la red, es fundamental entender primero el concepto de fasor, este es un número complejo que representa tanto la magnitud como fase angular, de las formas de onda sinusoidal de tensión y corriente, en un momento específico de tiempo. En cambio, un sincrofasor es el resultado del cálculo de un fasor con respecto a una referencia absoluta de tiempo. Con este cálculo es posible determinar la relación angular absoluta entre fasores en distintos puntos del sistema eléctrico.

Para terminar, se resaltan algunos aspectos fundamentales de la definición de sincrofasores.

- Las medidas de distintos sincrofasores están referidas a una base de tiempos común y relacionadas a una frecuencia común. Esto es lo que permite la comparación directa de los ángulos de los sincrofasores.
- La estimación de la fase ϕ incluye las diferencias en la frecuencia.
- La estimación de sincrofasores incluye los efectos de otras contribuciones como ser oscilaciones y variaciones locales de frecuencia.
- Los sincrofasores son funciones del tiempo por lo que varían de una observación a la siguiente.
- Para determinar la fase ϕ es necesaria una referencia de tiempo precisa que en este caso se provea el tiempo UTC a través del GPS.

3.2.2.2. Sincronización del tiempo de medición

Unas de las características más importantes del sincrofasores es la capacidad de sincronización con una estampa de tiempo. En los siguientes párrafos vamos a desarrollar algunos conceptos importantes basándonos en la norma IEEE C37.118.1.

La PMU deberá ser capaz de recibir la hora de una fuente confiable y precisa, como el Sistema de Posicionamiento Global (GPS), que puede proporcionar la hora trazable a UTC con suficiente precisión para mantener el error de vector total (TVE), el error de frecuencia (FE), la tasa de cambio de frecuencia ROCOF y error (RFE) dentro de los límites requeridos. Todas las mediciones

se sincronizarán con la hora UTC con la precisión suficiente para cumplir con los requisitos de la IEEE C37.118.1.

3.2.2.3. Definición de GPS y UTC

GPS es el acrónimo de "Global Positioning System" (Sistema de Posicionamiento Global, en español). Es un sistema de navegación por satélite que permite determinar la ubicación precisa de un receptor en cualquier lugar del mundo. El GPS utiliza una red de satélites en órbita alrededor de la Tierra para transmitir señales que son recibidas por los dispositivos receptores. Estas señales contienen información de tiempo y ubicación que permite al receptor calcular su posición con alta precisión.

Para obtener las señales de temporización requeridas, el PMU cuenta con un sistema receptor de GPS que brinda la información temporal necesaria para su utilización. Este receptor es compatible con los distintos sistemas de posicionamiento, ya sea GPS, BeiDou, GLONASS o Galileo.

Los sistemas mencionados son similares al GPS:

- GLONASS (Global Navigation Satellite System): Desarrollado por Rusia, es un sistema de navegación por satélite que ofrece cobertura global. Funciona de manera similar al GPS y permite determinar la posición y la hora con precisión.
- Galileo: Es un sistema de navegación por satélite desarrollado por la Unión Europea. Tiene como objetivo proporcionar servicios de posicionamiento, navegación y sincronización de tiempo de alta precisión. Galileo ofrece una cobertura global y busca ser una alternativa independiente al GPS y GLONASS.
- BeiDou: También conocido como COMPASS, es el sistema de navegación por satélite de China. Proporciona cobertura en la región de Asia-Pacífico y está en proceso de expansión para ofrecer una cobertura global. BeiDou ofrece servicios de posicionamiento y navegación con alta precisión.

La principal ventaja del receptor utilizado es la disponibilidad de dos señales de temporización independientes, estando ambas sincronizadas con el UTC. Una de ellas consiste en una señal que cuenta con un pulso por segundo, sincronizado con el instante del flanco creciente del pulso. Esta es la señal comúnmente llamada 1 PPS (del inglés, 1 pulse per second). La señal restante puede ser configurada de manera tal de obtener la frecuencia deseada, con flancos sincronizados con el

tiempo UTC. Dicha señal, entonces, puede ser configurada para obtener la frecuencia necesaria para realizar el muestreo de las señales con la sincronización requerida.

Cabe aclarar que la UTC (del inglés Universal Time Coordinated) es un estándar de tiempo global utilizado como referencia común en todo el mundo que se basa en relojes atómicos altamente precisos. El tiempo se mantiene utilizando ajustes periódicos para asegurar que la escala de tiempo atómica y la rotación de la tierra se mantenga en sincronía.

3.2.2.4. Definición del rango de cambio de frecuencia o ROCOF

El rango de cambio de frecuencia (ROCOF, del inglés Rate Of change of frequency) es la variación de frecuencia de sistema o de una maquina debido a las perturbaciones del sistema. Una PMU debe poder calcular y reportar la frecuencia y variación de ella de manera rápida y precisa. De esta manera definiremos a ROCOF como:

$$ROCOF(t) = \frac{df(t)}{dt} = \frac{d[\Delta f(t)]}{dt} \quad (7)$$

Donde $f(t)$ es la función de la frecuencia y $\Delta f(t)$ es la desviación de la frecuencia respecto de la nominal.

3.2.2.5. Definición de error en mediciones de frecuencia y ROCOF

Los errores de frecuencia y ROCOF son el valor absoluto de la diferencia entre los valores teóricos y los valores estimados dados en Hz y Hz/s respectivamente. Esto lo podemos ver claramente en las siguientes ecuaciones del error de medición de frecuencia (FE, del inglés Frequency measurement Error) y error de medición de ROCOF (REF, del inglés measurement error)

$$\text{Error de medición de frecuencia: } FE = |f_{verd.} - f_{medido}| = |\Delta f_{verd.} - \Delta f_{medido}| \quad (8)$$

$$\text{Error de medición de ROCOF: } REF = \left| \left(\frac{df}{dt} \right)_{verd.} - \left(\frac{df}{dt} \right)_{medido} \right| \quad (9)$$

Los valores medidos y reales corresponden al mismo instante de tiempo, el cual vendrá dado por la etiqueta de tiempo de los valores estimados.

3.2.2.6. Definición de error total vectorial (TVE)

Los valores teóricos de la representación de un sincrofasor de una senoide y los valores obtenidos de una PMU pueden incluir diferencias tanto en amplitud como en fase. Si bien podrían especificarse por separado, las diferencias de amplitud y fase se consideran juntas en la cantidad de error de vector total.

En esencia, el TVE representa la diferencia entre una muestra "perfecta" de un sincrofasor teórico y la estimación proporcionada por la unidad de estudio en el mismo instante de tiempo. Este valor se normaliza y se expresa como una fracción del valor del sincrofasor teórico, lo que permite evaluar la precisión de las mediciones obtenidas. El TVE se utiliza como indicador para cuantificar el grado de error presente en la medición del sincrofasor y brinda información importante para evaluar la confiabilidad y exactitud de los resultados obtenidos.

El TVE está definido por la formula:

$$TVE(n) = \sqrt{\frac{(\hat{x}_r(n) - X_r(n))^2 + (\hat{x}_i(n) - X_i(n))^2}{(X_r(n))^2 + (X_i(n))^2}} \quad [pu] \quad (10)$$

Donde $\hat{x}_r(n)$ y $\hat{x}_i(n)$ son las secuencias de estimaciones dadas por la unidad bajo prueba, y $X_r(n)$ y $X_i(n)$ son las secuencias de valores teóricos de la señal de entrada en los instantes de tiempo (n) asignados por la unidad a esos valores. Los valores $X_r(n)$ y $X_i(n)$ se pueden determinar en forma cerrada en ciertas situaciones bien definidas, como frecuencia o desfases constantes.

Es importante considerar que el TVE (Error Total Vectorial) tiene en cuenta los errores de sincronización de la medición con el tiempo UTC. Un error de tiempo de 1 μ s corresponde a un error de fase de 0,018 grados en un sistema de 50 Hz (con un periodo de 20 ms). Un error de fase de 0,573° (0,01 radianes) causará por sí mismo un TVE del 1 %, según lo definido en la Ecuación (10). Esto equivale a un error de tiempo de $\pm 31,8 \mu$ s en un sistema de 50 Hz. Una FE (Error de Medición de Frecuencia) de una fuente de tiempo de 0,1 MHz en un sistema de 50 Hz generará una FE máxima de 0,005 Hz. Por lo tanto, para no exceder el límite impuesto por la norma de 0,573°, el error de sincronización debe ser menor a $\pm 31,8 \mu$ s.

Por lo anteriormente expuesto, se recomienda una fuente de tiempo que proporcione de manera confiable el tiempo, la frecuencia y la estabilidad de la frecuencia al menos 10 veces mejor que los valores correspondientes al 1% de TVE. Esta fuente de tiempo también debe proporcionar una indicación de trazabilidad a UTC y los cambios de segundos intercalares. En otras palabras, el TVE también incluye el error de sincronización temporal, que puede considerarse como un error de fase.

Asumiendo un error máximo de TVE en 1% (valor usado en la norma) un TVE aceptable se representa en el plano complejo como un círculo alrededor del extremo del sincrofasor teórico, como muestra la Figura 3.2.2.6.a.

Un valor de TVE de 1% puede ser consecuencia tanto de un error de amplitud del 1% con un error de fase cero, como de una medición sin error de amplitud, pero con un error de fase de $0,573^\circ$. En conclusión, un valor de TVE de 1% puede deberse a cualquier combinación de valores intermedios de errores de amplitud y fase que determinan al fasor \hat{X} se ubique dentro de la circunferencia de radio 1 centrada en el extremo del fasor X .

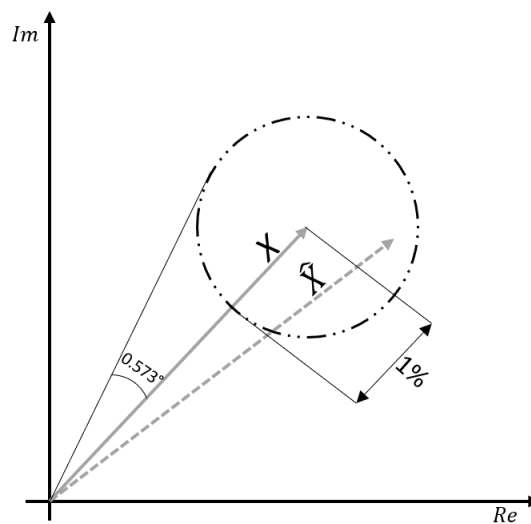


Figura 3.2.2.6.a – Representación gráfica error TVE del 1%.

3.2.2.7. Tiempo de respuesta de medición o response time

El tiempo de respuesta de la medición es el tiempo de transición entre dos mediciones de estado estacionario, antes y después de aplicar un cambio de paso a la entrada. Se determinará como la diferencia entre el tiempo que la medición sale de un límite de precisión especificado y el tiempo que vuelve a entrar y permanece dentro de ese límite cuando se aplica un cambio de paso

a la entrada de la PMU. Esto se medirá aplicando un cambio de paso positivo o negativo en fase o magnitud a la señal de entrada de la PMU. La señal de entrada se mantendrá en un estado estacionario antes y después del cambio de paso.

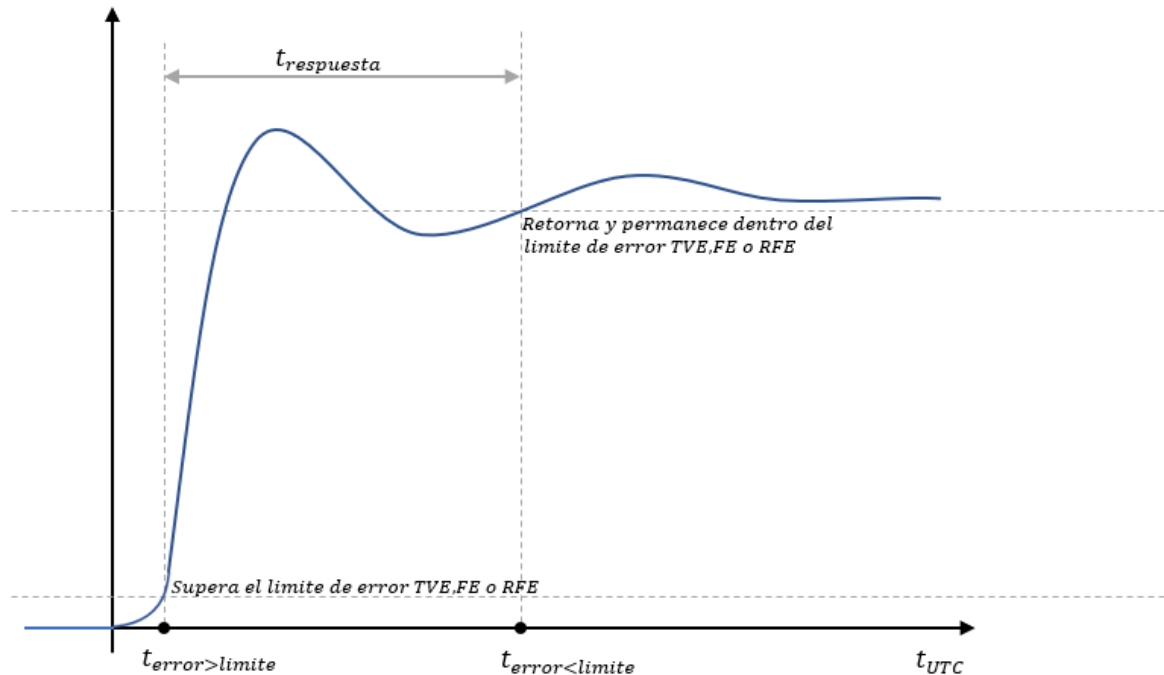


Figura 3.2.2.7.a – Tiempo de respuesta

El único cambio de señal de entrada durante esta prueba serán los parámetros que se han escalonado. Los límites de precisión son los valores TVE, FE y RFE para las mediciones de fasor, frecuencia y ROCOF, respectivamente. Hay que tener en cuenta que el tiempo de respuesta se determina a partir de la evaluación de la precisión de las mediciones, no del tiempo de paso ni de los propios parámetros de paso.

3.2.2.8. Tiempo de retardo de medición o delay time

El tiempo de retardo de medición se define como el intervalo de tiempo entre el instante en que se aplica un cambio escalonado a la entrada de una PMU y el tiempo de medición en que el parámetro escalonado alcanza un valor que está a medio camino entre los valores inicial y final de estado estacionario. Tanto el tiempo de paso como el tiempo de medición se miden en la escala de tiempo UTC. Esta medición se determinará aplicando un cambio de fase o magnitud positivo o negativo a la señal de entrada de la PMU. La señal de entrada se mantendrá en estado estacionario antes y después del cambio de fase. El único cambio de la señal de entrada durante esta prueba será el del parámetro o parámetros que han sido escalonados. Obsérvese que esta medición

requiere comparar un escalón de magnitud con la medición de magnitud y un escalón en el ángulo de fase con la medición del ángulo de fase.

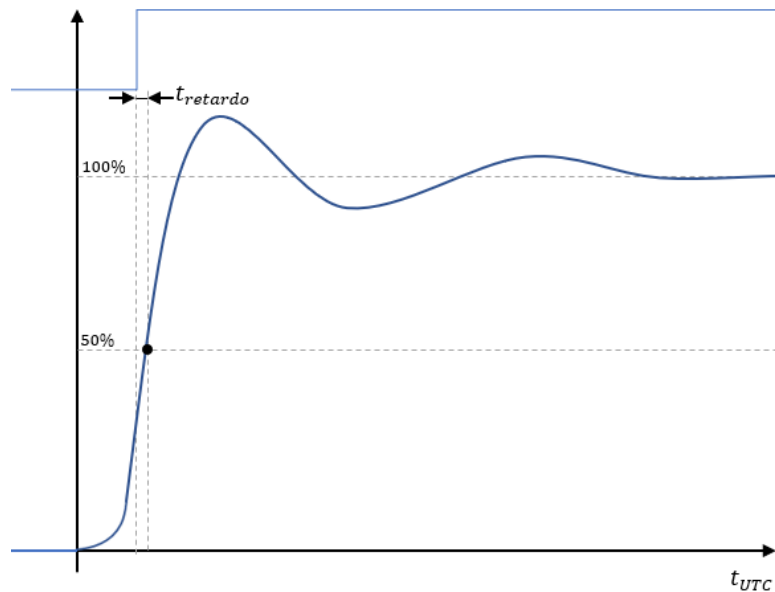


Figura 3.2.2.8.a – Tiempo de retardo

El propósito de evaluar el tiempo de retardo de la medición es verificar que la etiqueta de tiempo de la medición del sincrofasor (tiempo de medición) ha sido compensado adecuadamente por el retardo del grupo del sistema de filtrado. Se espera que la etiqueta de tiempo proporcionada por la PMU haya sido compensada adecuadamente por el retraso del grupo del sistema de filtrado, de modo que el retraso sea cercano a cero.

3.2.2.9. Latencia (o latency) de reporte de medición

La latencia en el reporte de mediciones se refiere al tiempo transcurrido desde que se produce un evento en el sistema eléctrico hasta que se refleja en los datos notificados. Esta latencia está influenciada por diversos factores, como la ventana de recopilación de datos para realizar la medición, el método de estimación utilizado, el filtrado de la medición, el tiempo de procesamiento en la PMU y la ubicación temporal del evento dentro del intervalo de reporte. La tasa de reporte (reporting rate) y la clase de rendimiento (performance class) son aspectos clave que determinan la ventana de medición, el tipo de filtrado y la duración del intervalo en el cual se notificará un evento.

Para los propósitos de la norma en la cual se basa este proyecto, la latencia de reporte de la PMU se define como el intervalo de tiempo máximo permitido entre el tiempo de reporte de los

datos, indicado por la marca de tiempo de los datos, y el momento en el cual los datos están disponibles en la salida de la PMU. Este último momento se denota por la primera transición del primer bit del mensaje de salida en el punto de interfaz de comunicación.

En resumen, la latencia de reporte de la PMU es el tiempo máximo permitido para que los datos estén disponibles en la salida de la PMU después de que se haya producido un evento y se haya realizado el reporte correspondiente.

3.2.2.10. Tasa de informes

La PMU debe ser capaz de reportar los datos (ya sea mediante registro o salida) en intervalos de tiempo que sean submúltiplos de la frecuencia nominal de la red eléctrica. Las velocidades requeridas para los sistemas de 50 Hz y 60 Hz se detallan en la Tabla 3.2.2.10.a.

Es importante destacar que estos intervalos de tiempo se transmiten en forma de "frames" por segundo. Un frame, en este contexto, se refiere a un bloque de datos que contiene una serie de mediciones y se envía en intervalos regulares a lo largo del tiempo. Cada frame representa una instantánea de las mediciones realizadas por la PMU en un momento específico.

System frequency	50 Hz			60 Hz					
Reporting rates (F_s —frames per second)	10	25	50	10	12	15	20	30	60

Tabla 3.2.2.10.a – Velocidad de reportes en frames por segundos

La Tabla 3.2.2.10.a especifica las velocidades de reporte recomendadas para garantizar una captura adecuada de los eventos y una precisión suficiente en la medición de los sincrofasores. Estas velocidades se definen en términos de submúltiplos de la frecuencia nominal, como subciclos o ciclos completos por frame, y varían según la frecuencia del sistema eléctrico en el que se despliega la PMU.

3.2.2.11. Clases de desempeño

Para cumplir con los estándares establecidos por la norma IEEE C37.118, una PMU debe proporcionar mediciones de sincrofasores, frecuencias y variaciones de frecuencia que cumplan con los requisitos especificados en la norma. La norma también establece pruebas y condiciones para evaluar las mediciones, los resultados y los errores asociados.

Según la norma, se definen dos clases de desempeño: Clase P y Clase M. La Clase P está diseñada para aplicaciones que requieren una respuesta rápida y no impone requisitos explícitos de filtrado. La letra "P" se utiliza debido a que esta designación es comúnmente utilizada en sistemas de protección, los cuales requieren respuestas lo más rápidas posible.

Por otro lado, la Clase M está diseñada para aplicaciones que no requieren obtener resultados a máxima velocidad y que podrían verse seriamente afectadas si las señales no se filtran adecuadamente o si no se aplican filtros en absoluto. La letra "M" se utiliza porque, en muchas ocasiones, las mediciones para análisis requieren alta precisión, pero no exigen una transmisión con el menor retraso posible.

Es importante destacar que las designaciones P o M no implican que una PMU sea necesariamente adecuada o requerida para una aplicación específica de protección o medición, respectivamente. Sin embargo, se solicita a los usuarios que elijan la clase de desempeño según las necesidades de su aplicación. Además, se permite que las PMU ofrezcan ambas clases de desempeño, permitiendo a cada usuario seleccionar la opción que mejor se adapte a sus requerimientos.

3.3. Sistemas de medición sincrofasorial y sus componentes

Un Sistema de Medición Sincrofasorial (SPMS) es un conjunto de mediciones distribuidas en el sistema de potencia que involucra principalmente mediciones sincrofasoriales, algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales y una infraestructura capaz de proporcionar información rápida del sistema. Estos sistemas también se conocen como Sistemas de Medición Sincronizada de Fasores (SMSF) o Synchrophasor Management Systems (SPMS, por sus siglas en inglés). La configuración del sistema es de gran importancia, ya que para ciertas aplicaciones se requiere una respuesta extremadamente rápida, mientras que en otras se acepta cierto retraso.

Actualmente, la tecnología sincrofasorial es ampliamente utilizada en todo el mundo en sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS), sistemas de monitoreo y control de área amplia (WAMC) y sistemas de monitoreo, control y protección de área amplia (WAMPAC). Estos sistemas se basan en una arquitectura que consta de cuatro componentes principales, que se describen a continuación:

- Unidad de Medición Fasorial (PMU): Es el dispositivo encargado de medir y registrar las magnitudes y fases de las señales fasoriales en diferentes puntos del sistema de potencia.
- Concentrador de Datos (PDC): Es responsable de recibir las mediciones de las PMU y agruparlas en un formato común. El PDC también realiza tareas de sincronización de tiempo y envía los datos a los sistemas de procesamiento.
- Software de Procesamiento de Sincrofasores: Se encarga de procesar y analizar los datos sincrofasoriales recibidos del PDC. Utiliza algoritmos avanzados para calcular parámetros de interés, como la frecuencia, la variación de frecuencia y la estabilidad del sistema.
- Red de Comunicaciones: Es la infraestructura de comunicación que permite la transferencia de datos entre las PMU, el PDC y el software de procesamiento.

En la Figura 3.3.a se muestra una arquitectura jerárquica típica que destaca los protocolos y normas previamente mencionados, y que son fundamentales para el funcionamiento eficiente y confiable de los sistemas de medición sincrofasorial.

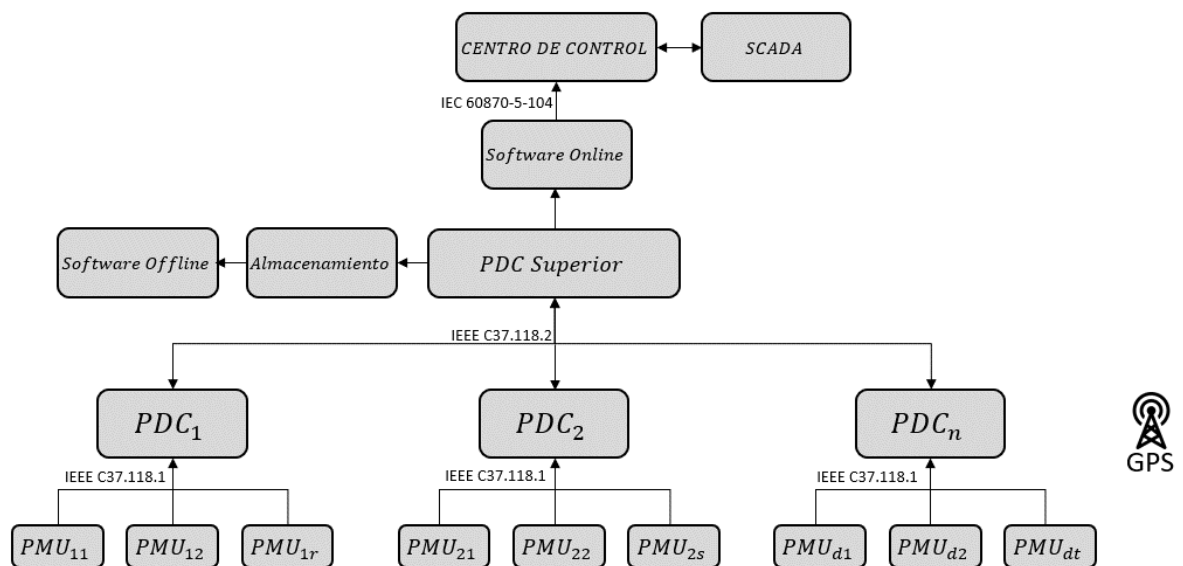


Figura 3.3.a – Arquitectura típica de un sistema de medición sincrofasorial

3.3.1. PMU o unidad de medición fasorial

La Unidad de Medición Fasorial (PMU, por sus siglas en inglés Phasor Measurement Unit) es el componente fundamental en el sistema de medición fasorial. Según la norma IEEE C37.118.1, una PMU es un dispositivo que genera estimaciones de fasores sincronizados, frecuencia y variación de frecuencia (ROCOF) a partir de señales de voltaje y/o corriente, junto con una señal de sincronización temporal o horaria. Las PMU adquieren datos de los devanados secundarios de los transformadores de voltaje y corriente, y a partir de ellos, procesan la información para calcular los fasores de voltaje y corriente, así como otros parámetros relevantes como la frecuencia, la tasa de cambio de frecuencia (ROCOF) y la fase angular, entre otros.

En la Figura 3.3.1.a se muestra una posible distribución de las PMU en un sistema de potencia, donde pueden existir barras conectadas a una única PMU, múltiples PMU o ninguna, dependiendo de los requerimientos para la descripción completa del sistema.

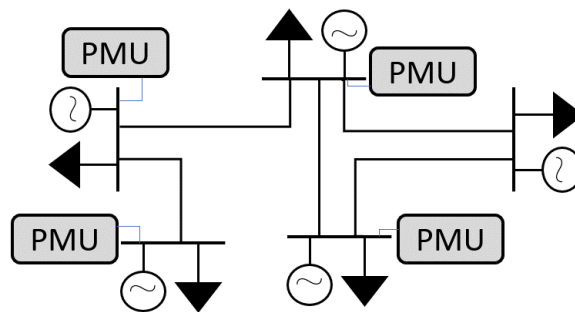


Figura 3.3.1.a – Distribución de PMU en nodos en un SEP

Los fasores medidos por las PMU son transmitidos al concentrador de datos. Estas PMU realizan mediciones de las tres fases de voltaje y corriente, incluyendo sus armónicas, a lo largo del tiempo en intervalos de un pulso por minuto, y están sincronizadas con una precisión de microsegundos (UTC) en cualquier ubicación del mundo. La estructura de una PMU consta de un sistema de adquisición de datos que incorpora un filtro antialiasing adecuado, un convertidor analógico-digital, un microprocesador para el cálculo de los fasores y un receptor GPS, que provee una señal de pulso por segundo y una etiqueta de tiempo correspondiente. Una vez que cada fasor ha sido marcado con una marca de tiempo, se les denomina sincrofasores.

Después del proceso de conversión analógico-digital, el microprocesador calcula los fasores de la frecuencia fundamental de cada fase de voltaje y corriente mediante la transformada de

Fourier. El fasor de secuencia positiva se utiliza comúnmente para realizar análisis en sistemas balanceados, descartando los valores por fase. Dado que cada PMU realiza la transformada de Fourier sobre las señales sincronizadas, los fasores obtenidos tienen la misma referencia de tiempo y se pueden utilizar para conocer el estado actual del sistema en un instante determinado. Teniendo en cuenta que se realiza muestreo constantemente, es posible calcular los fasores de forma recursiva, incluyendo el último dato muestreado cada vez que se recibe. El sistema GPS no solo proporciona el pulso de sincronización, sino que también etiqueta los fasores obtenidos con el tiempo en el que se adquirió el primer dato en la ventana de tiempo. Los datos se envían al concentrador de datos en un formato establecido por la norma.

En la siguiente Figura 3.3.1.b se muestra la arquitectura de un PMU.

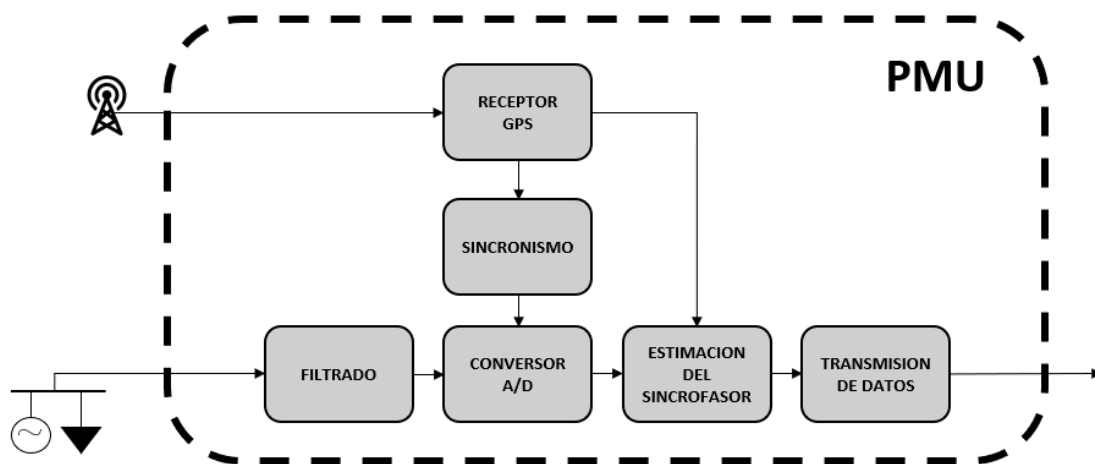


Figura 3.3.1.b – Arquitectura de un PMU

- *Filtrado.* Las señales provenientes de la red eléctrica se filtran en la primera etapa de estos dispositivos, con el fin de eliminar señales que no interesan y evitar el solapamiento producto del muestreo realizado por el adquisidor (fenómeno conocido como aliasing).
- *Receptor GPS.* El sistema de GPS transmite una señal de un pulso por segundo (UTC), la cual sincroniza la operación de varios bloques, la referencia de tiempo absoluta para el cálculo de fase y la marca temporal para los fasores.
- *Sincronismo.* Internamente, en cada PMU, la señal de un pulso por segundo se divide para realizar el muestreo simultáneo de las señales analógicas de tensión y corrientes.
- *Convertor A/D.* Este bloque, compuesto por un módulo convertor analógico-digital, convierte las señales analógicas provenientes de la red eléctrica en señales digitales.

- *Estimación del sincrofasor:* Una vez que se realiza el proceso de conversión analógico/digital, este bloque calcula los sincrofasores, que representan cada una de las señales de tensión y corriente, a partir de las muestras digitales y la referencia temporal del GPS. En general, este cálculo se realiza en un microprocesador mediante el algoritmo de la transformada discreta de Fourier.
- *Transmisión de datos:* La función de este bloque es la de permitir la comunicación entre una PMU y otros dispositivos de la red eléctrica que requieran la información fasorial. Esto se puede hacer a través de internet cableada, fibra óptica, líneas telefónicas, líneas de transmisión eléctricas, tecnologías inalámbricas, etc.

3.3.2. PDC o concentrador de datos.

El concentrador de datos (PDC, del inglés Phasor Data Concentrator) es un componente situado en un área de control específica cuya función principal es recibir y consolidar coherentemente todos los fasores provenientes de diversas PMU y otros concentradores, poniéndolos a disposición para su uso en las aplicaciones correspondientes y/o transmitiéndolos a otro PDC que puede o no estar en un nivel jerárquico superior. Además, los PDC pueden compartir información con otros concentradores ubicados en diferentes áreas de control, lo que contribuye a la gestión de sistemas eléctricos interconectados. No obstante, esta no es la única función de un concentrador de datos, ya que su tecnología permite llevar a cabo revisiones de calidad de los datos de fasores, insertar indicadores adecuados en el flujo de datos, buscar perturbaciones y prepararlos para análisis posteriores o salidas que se conectan con un sistema SCADA.

Los concentradores reciben los fasores de las diferentes PMU de manera asincrónica a una velocidad de 12 a 30 fasores por segundo, y mediante el uso de las marcas de tiempo de los fasores, el concentrador los organiza de manera que correspondan a un mismo instante de tiempo. Este proceso es continuo, lo que significa que el flujo de datos representa el estado del sistema casi en tiempo real. Además, los PDC permiten el almacenamiento de datos para realizar análisis posteriores y monitorear mediciones globales, que se presentan gráficamente en una pantalla.

Es importante destacar que generalmente no existe un único concentrador de datos por red, sino que a menudo coexisten varios PDC ubicados en diferentes niveles jerárquicos y conectados entre sí. Por lo tanto, en una misma subestación con múltiples PMU, puede haber uno o varios concentradores de datos.

En la Figura 3.3.2.a se muestra la arquitectura de las PDC.

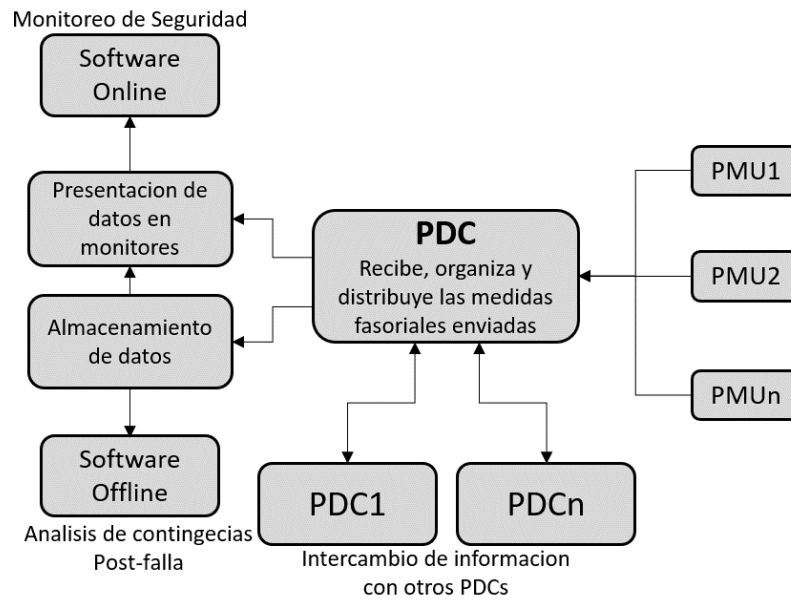


Figura 3.3.2.a – Arquitectura de un PDC

3.3.3. Canales de comunicación

En general, las PMU generan una gran cantidad de datos al monitorear puntos de la red eléctrica. Por ejemplo, una red con cuarenta PMU puede generar aproximadamente 192.000 bytes por segundo, lo que se traduce en unos 15.5 gigabytes por día o alrededor de 5.6 terabytes por año. Por esta razón, las tecnologías de comunicación desempeñan un papel crucial en la obtención de los datos de los sincrofasores. El desarrollo de redes de comunicaciones adecuadas para el despliegue de PMU es uno de los factores que limita gran parte de las aplicaciones en tiempo real basadas en sincrofasores.

La función de los canales de comunicación es permitir la transmisión ágil y eficiente de datos entre las PMU y el concentrador de datos, así como la comunicación entre distintos concentradores de datos. Existen diferentes tipos de canales de comunicación que varían en términos de retardos introducidos, capacidad de transmisión y costo. Dependiendo de los requisitos de rendimiento del sistema de monitoreo de fasores, es posible elegir cualquier medio de comunicación entre los equipos de medición y el concentrador. Algunos ejemplos de medios de comunicación son los siguientes:

- Fibra óptica.
- Líneas telefónicas.

- Satélite.
- Power Line Carrier (PLC) u ondas portadoras.
- Enlaces de microondas.
- GSM/GPRS.

La norma IEEE C37.118.2 define un método para el intercambio de datos de medidas de sincrofasores. Esta norma especifica los mensajes, incluyendo tipos, usos, contenidos y formatos de datos para la comunicación en tiempo real entre las PMU y el concentrador de datos. Además, para definir las resoluciones temporales y latencias, la norma IEEE 60255.118.1-2018 y sus modificaciones establecen la latencia máxima aceptable para la transmisión de datos desde una PMU.

Es importante destacar que ninguna de las normas mencionadas define una infraestructura de red única que deba utilizarse para los sistemas de medición sincrofasorial. En las tecnologías más avanzadas de PMU y concentradores de datos, los enlaces seriales y Ethernet son los más utilizados, siendo Ethernet el más común en sistemas de monitoreo de área amplia (WAMS, entre otros). En el caso de Ethernet, los protocolos de Control de Transmisión (TCP) y Datagramas de Usuario (UDP) son los protocolos de transferencia de datos más comúnmente aplicados. A medida que las redes de PMU crecen o se implementan en sistemas de potencia o redes de distribución más antiguas, la disponibilidad de enlaces Ethernet dedicados o fibra óptica puede ser limitada. En tales casos, las redes compartidas, como las conexiones a internet por cable o las redes móviles GSM/GPRS, se convierten en la principal alternativa. Además, en países en desarrollo como Argentina, donde las estaciones del sistema de potencia están ubicadas en lugares remotos con disponibilidad limitada de enlaces dedicados adecuados para esta aplicación, las redes compartidas, tanto alámbricas como inalámbricas, se convierten en la opción más viable.

3.3.4. Software de procesamiento de sincrofasores

Una vez sincronizados y combinados los sincrofasores provenientes de los distintos PMU, estos son enviados por el PDC, utilizando los correspondientes canales de transmisión, a las diferentes aplicaciones de software que, dependiendo del caso, utilizan el conjunto completo de datos, un muestreo de ellos o los datos históricos junto con modelos de simulación para proveer funciones de operación, control y supervisión del sistema. Así, el operador del centro de control puede elegir de una gran variedad de variables de todos los nodos de la red de manera rápida y precisa, para realizar las operaciones que sean necesarias.

Las aplicaciones de software, en general, presentan dos módulos que funcionan de manera independiente, el módulo de procesamiento offline y el módulo de procesamiento online.

El módulo de procesamiento online es el encargado de representar los fasores mediante diagramas fasoriales, diagramas de tendencias o trazas donde podemos observar la evolución temporal de variables como las tensiones, las corrientes, la potencia, la frecuencia, etc. También, es el encargado de realizar procesamiento en tiempo real de estas variables y de esta manera obtener información aproximada con respecto a los modos de oscilación presentes en la red, la frecuencia de ellos, amplitud y amortiguamiento.

El módulo de procesamiento offline es el encargado de realizar un análisis más profundo de una ventana temporal pedida y pudiendo sacar una gran cantidad de diversos parámetros de ella calculados por diversos procedimientos matemáticos. Para realizar este procesamiento lo más preciso posible, en algunos esquemas de medición se dispone de distintos sistemas de almacenamiento de información para almacenar los sincrofasores de manera offline y ser utilizados cuando se requiera.

3.4. Aplicaciones y sistemas monitoreo de SEP basados en sincrofasores

La administración de un sistema eléctrico que involucra diversas fuentes generadoras y una extensa red de transmisión y distribución, junto con una demanda variable, presenta un desafío significativo. Durante muchos años, se ha utilizado el sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition, por sus siglas en inglés) en todo el mundo para supervisar el estado de los diferentes componentes del sistema eléctrico, así como el sistema en su conjunto. Este sistema permite automatizar el monitoreo, el control y optimizar los procesos de transmisión y distribución eléctrica en tiempo real, en colaboración con operadores eléctricos especializados.

La pregunta que surge es por qué, si el sistema SCADA está ampliamente establecido y funciona adecuadamente en la mayoría de los casos, surge la necesidad de integrar los sincrofasores en las tecnologías utilizadas para el monitoreo, protección y control. La idea es pasar de una red simplemente monitoreada a una red observada, donde todas las variables de estado puedan determinarse a partir de las mediciones reales de un subconjunto reducido de dichas variables. Uno de los sistemas destacados para esta implementación es el WAMS (Wide-Area Measurement System, por sus siglas en inglés), que se centra en la medición y el monitoreo de área amplias. Aunque también se puede implementar con sistemas SCADA, presenta limitaciones en términos de tiempos de muestreo más largos, lo que puede ocasionar errores significativos. La implementación de las PMU y la tecnología sincrofasorial permite reducir estos tiempos y obtener una estimación más precisa de las variables de operación.

En la actualidad, no solo se utilizan las PMU y la tecnología sincrofasorial para el monitoreo en las redes WAMS, sino que también se aplican en las redes WAMPAC (Wide-Area Monitoring, Protection and Control, por sus siglas en inglés). Estas redes son similares a los sistemas WAMS, pero además tienen la capacidad de controlar y proteger la red eléctrica en tiempo real. Esto es posible debido a que las PMU pueden realizar funciones de manera local para ejecutar acciones correctivas. Además, las redes WAMPAC permiten un control "global", actuando en los centros de control a través de los PDC.

La integración de las PMU y la tecnología sincrofasorial en los sistemas de monitoreo, protección y control no solo mejora la capacidad de observación y estimación de las variables de

estado en tiempo real, sino que también facilita la implementación de acciones correctivas y el control eficiente de la red eléctrica.

3.4.1. Aplicaciones de WAMS

Tal como se comentó anteriormente, la principal función de los sistemas de monitoreo de área amplia es darle otras herramientas a los operadores de la red eléctrica para que ellos puedan tomar decisiones de manera más rápida y de manera más acertada.

En los siguientes puntos describiremos algunos usos o aplicaciones que se pueden realizar con un sistema de monitoreo WAMS.

3.4.1.1. Modelado y validación de los sistemas eléctricos de potencia

En los sistemas antiguos basados en la tecnología SCADA, los cálculos de los parámetros característicos de una línea se realizaban utilizando aproximaciones basadas en características geométricas y eléctricas. Estas aproximaciones, aunque útiles en su momento, a menudo conducían a grandes errores en los cálculos.

La tecnología sincrofasorial, por otro lado, ofrece una solución más precisa y confiable para la medición de parámetros en las líneas eléctricas. Las PMU, ubicadas en ambos extremos de la línea, utilizan mediciones de sincrofasores de voltaje y corriente para obtener los parámetros de los cuadripolos π o distribuidos, según sea necesario para el modelado específico.

Esta capacidad de medir los sincrofasores directamente elimina las fuentes de errores inherentes a las aproximaciones basadas en características geométricas y eléctricas. Además, dado que los parámetros de las líneas pueden variar debido a condiciones climáticas, flujo de corriente y frecuencia, esta medición sincrofasorial permite obtener diferentes conjuntos de parámetros para diferentes escenarios.

Además, al utilizar los datos proporcionados por los WAMS, se pueden crear modelos más precisos y actualizados del sistema eléctrico. Estos modelos se utilizan para simular y analizar el comportamiento del sistema en diferentes escenarios, lo que ayuda a comprender mejor su operación y desempeño.

El modelado y validación de modelos de sistemas de energía eléctrica con WAMS ofrece varias ventajas.

- **Mejor precisión:** Los WAMS proporcionan mediciones sincronizadas y de alta velocidad, lo que permite una mayor precisión en el modelado del sistema. Esto es especialmente útil para capturar fenómenos transitorios y eventos rápidos que pueden afectar el desempeño del sistema eléctrico.
- **Evaluación de la estabilidad y confiabilidad del sistema:** Los modelos basados en datos de WAMS permiten simular y evaluar la estabilidad del sistema eléctrico en diferentes condiciones de operación. Esto ayuda a identificar posibles problemas de estabilidad y optimizar los parámetros de control para mejorar la confiabilidad del sistema.
- **Análisis de contingencias y planificación de la expansión:** Los modelos validados con datos de WAMS permiten realizar análisis de contingencias, que consisten en simular y evaluar el comportamiento del sistema ante la falla de un componente clave. Estos análisis ayudan a planificar la expansión del sistema eléctrico y tomar decisiones informadas sobre inversiones en infraestructura.
- **Optimización de la operación del sistema:** Los modelos validados con WAMS pueden utilizarse para desarrollar algoritmos de optimización que maximizan la eficiencia y minimizan los costos operativos del sistema eléctrico. Estos algoritmos consideran las condiciones en tiempo real del sistema, utilizando los datos de los WAMS, para tomar decisiones sobre el despacho de generadores, el control de voltaje y otras variables operativas.

En resumen, los WAMS son herramientas fundamentales para modelar y validar modelos de sistemas de energía eléctrica. Estos modelos mejoran la precisión de la representación del sistema, permiten evaluar la estabilidad y confiabilidad, analizar contingencias y optimizar la operación del sistema eléctrico.

3.4.1.2. Estimación de estado

La estimación de estado en el sistema eléctrico es crucial para que el operador pueda detectar y reaccionar ante desequilibrios o desbalances en el sistema. Una de las formas de realizar esta estimación es a través de la observación de los ángulos entre los generadores, ya que un aumento

en la diferencia de ángulos puede indicar un incremento en la tensión estática entre dos puntos, lo cual puede llevar a una inestabilidad en el sistema.

En los sistemas basados en tecnología SCADA, las mediciones se realizan principalmente mediante la medición de magnitudes de tensión y flujos de potencia en las barras de la red eléctrica. Estas magnitudes se utilizan junto con el modelo de impedancias para calcular los valores estimados de los ángulos en estado estable. Sin embargo, estas estimaciones presentan limitaciones, ya que son imprecisas y los valores calculados solo son válidos para análisis fuera de línea.

Por otro lado, las PMU proporcionan mediciones de fasores de voltaje y corriente sincronizados, lo que significa que los ángulos están referenciados y las mediciones pueden utilizarse en tiempo real. Además, si el sistema de sincrofasores está bien ubicado y optimizado, permite una observabilidad total de la red eléctrica.

La utilización de las mediciones de ángulos sincrofasoriales brindadas por las PMU ofrece una serie de ventajas significativas. Por un lado, proporciona mediciones más precisas y actualizadas de los ángulos en tiempo real, lo que permite una mejor respuesta y toma de decisiones por parte del operador ante cambios en el sistema. Por otro lado, al tener una mayor observabilidad de la red, se pueden identificar de manera más rápida y precisa posibles problemas o inestabilidades, lo que contribuye a una operación más segura y confiable del sistema eléctrico.

Una ventaja muy importante de las PMU es que permiten lograr una estimación de estado o una observabilidad completa del sistema con menos equipos en comparación con los métodos convencionales. Esto se debe a que las mediciones directas de los ángulos y fasores proporcionados por las PMU eliminan la necesidad de realizar algoritmos complejos para obtener los valores estimados.

Además, la ubicación estratégica de las PMU en todos los nodos del sistema no implica un mayor esfuerzo matemático, ya que las mediciones se obtienen directamente de las PMU. Esto simplifica significativamente el proceso de estimación de estado y permite una rápida adquisición de datos en tiempo real sin necesidad de recurrir a métodos de cálculo tradicionales.

En resumen, la utilización de PMU en la estimación de estado y observabilidad del sistema eléctrico presenta ventajas sustanciales, como la reducción de equipos necesarios, la obtención

directa de mediciones precisas y actualizadas, y la simplificación de los algoritmos de cálculo. Estas ventajas contribuyen a una operación más eficiente, confiable y segura del sistema eléctrico.

3.4.1.3. Evaluaciones post falla

Uno de los aspectos más importantes de los sincrofasores viene de la posibilidad de hacer un análisis post falla exhaustivo y estos datos proporcionan una mejor información para el análisis de eventos ocurridos en el sistema.

Los sincrofasores ofrecen múltiples ventajas después de una falla en el sistema eléctrico. En primer lugar, brindan mediciones precisas de las magnitudes eléctricas, lo que permite una comprensión más completa y detallada de los eventos. Esto ayuda a los operadores y analistas a realizar un análisis profundo, identificar las causas raíz y comprender los efectos de la falla en el sistema.

Además, permiten identificar oportunidades de mejora en la operación del sistema. Al analizar los datos recopilados, es posible detectar patrones o comportamientos anómalos que indican problemas en la configuración, operación o protección del sistema. Esto abre la puerta a ajustes en la coordinación de protecciones y optimizaciones en la planificación y gestión de la red eléctrica.

Los sincrofasores también son útiles para el análisis de la estabilidad del sistema posterior a una falla. Evalúan la respuesta del sistema ante perturbaciones y ayudan a determinar problemas de estabilidad, como oscilaciones no deseadas. Estos análisis permiten tomar medidas correctivas y preventivas para garantizar una operación segura y estable del sistema eléctrico.

Por último, agilizan la respuesta y restauración del sistema al facilitar la identificación rápida y precisa de la ubicación de la falla. Esto evita la búsqueda manual y permite que los equipos de mantenimiento y reparación se dirijan directamente al punto afectado. Como resultado, se reducen los tiempos de indisponibilidad del servicio y se minimizan los impactos económicos y sociales asociados a las interrupciones en el suministro de energía. Cabe aclarar que los sincrofasores a su vez proponen una mejora importante que sobre la detección direccional de la falla ya que, con el nuevo concepto de red inteligente, el flujo bidireccional de energía dificultará la detección direccional de la misma si únicamente contamos con la tecnología actual.

3.4.1.4. Estabilidad de un sistema eléctrico de potencia

Como se ha mencionado anteriormente, los sistemas eléctricos de potencia están interconectados en una red compleja que se extiende a lo largo de vastas áreas geográficas. Con el avance del tiempo, se observa una tendencia hacia una mayor integración y mallado de los componentes del sistema. Este fenómeno es resultado de la creciente demanda de energía, la necesidad de mayor confiabilidad y la integración de fuentes de energía renovable.

El incremento en la interconexión y mallado de los sistemas eléctricos de potencia presenta beneficios en términos de seguridad y confiabilidad, ya que permite una mayor capacidad de transferencia de energía entre diferentes áreas. Sin embargo, también conlleva desafíos significativos para la estabilidad del sistema. A medida que los sistemas eléctricos de potencia se vuelven más mallados, surgen nuevos fenómenos físicos que deben ser considerados, ya que afectan a la estabilidad.

La confiabilidad de un sistema de potencia eléctrico está intrínsecamente ligada a su seguridad, y la estabilidad desempeña un papel fundamental en ambos aspectos. Por consiguiente, es crucial comprender y definir adecuadamente la estabilidad en el contexto de los sistemas de potencia.

La estabilidad de un sistema de potencia se refiere a su capacidad para mantenerse en un estado de operación equilibrado bajo condiciones normales de funcionamiento, así como para recuperar dicho estado de equilibrio después de ser afectado por una perturbación. Es decir, un sistema estable es capaz de resistir y superar las perturbaciones sin experimentar colapsos o interrupciones graves.

Podemos decir que la estabilidad toma diferentes formas y depende de diversos factores, la estabilidad se puede clasificar en tres tipos, estos son estabilidad angular, estabilidad de frecuencia y estabilidad de tensión.

Estas clasificaciones de estabilidad se basan en diversos factores, como la naturaleza física de la inestabilidad, el tamaño y la duración de la perturbación, así como las condiciones previas a la perturbación. El análisis y la evaluación de estos factores son fundamentales para garantizar la estabilidad del sistema y evitar posibles fallas o interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

En la Figura 3.4.1.4.a se puede observar las distintas clasificaciones que intervienen en la estabilidad global del sistema.

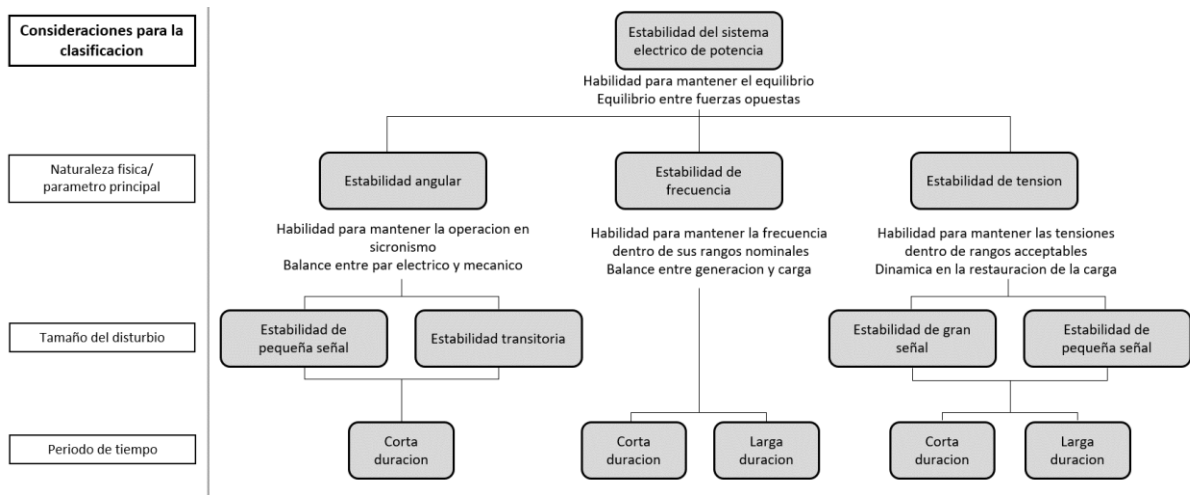


Figura 3.4.1.4.a – Tipos de estabilidad en SEP

3.4.1.4.1. Estabilidad Angular

La estabilidad angular en los sistemas de potencia se refiere a la capacidad de los generadores para mantenerse en sincronismo después de una perturbación. En un sistema eléctrico, varios generadores están sincronizados cuando las diferencias angulares entre ellos se mantienen constantes y, por lo tanto, sus velocidades angulares eléctricas son iguales.

Cuando ocurre una perturbación en un sistema de potencia, se observan dos componentes de torque en el cambio del torque electromagnético de una máquina. Estos componentes son el torque de sincronización, proporcional a la desviación del ángulo del rotor, y el torque de amortiguamiento, proporcional a la desviación de la velocidad del rotor.

La estabilidad del sistema depende de la presencia de ambos tipos de torque en todas las máquinas del sistema. La falta de torque de sincronización puede dar lugar a una inestabilidad no oscilatoria, mientras que la falta de torque de amortiguamiento puede generar una inestabilidad oscilatoria. En ambos casos, el ángulo de desviación del rotor crece indefinidamente, lo que conduce a la inestabilidad del sistema.

Es esencial que los generadores del sistema de potencia sean capaces de generar tanto torque de sincronización como torque de amortiguamiento para mantener la estabilidad angular. El

torque de sincronización actúa para corregir las desviaciones en los ángulos de fase, mientras que el torque de amortiguamiento amortigua las oscilaciones y ayuda a restablecer el equilibrio en el sistema

Por lo descrito con anterioridad, es de utilidad contar con sistema de análisis y control, como los sistemas sincrofasorial, o sea contamos con la posibilidad de tener una referencia global debido a la estampa del tiempo sincronizada, los sincrofasores permiten el cálculo del ángulo de manera rápida y precisa, pudiendo de esta manera trabajar sobre la estabilidad angular.

3.4.1.4.1.1. Detección de islas y coordinación de protecciones

En el contexto de detección de islas, los PMU desempeñan un papel importante en la identificación rápida y precisa de grupos de barras que quedan aislados del resto del sistema debido a una falla. Cuando ocurre una falla en la red eléctrica, los PMU ubicados en diferentes puntos del sistema miden las variaciones en las formas de onda de tensión y corriente. Estos datos se transmiten y se comparan en tiempo real para detectar discrepancias significativas entre las mediciones.

La detección de islas se basa en la medición de los ángulos de fase de los fasores, ya que cambios bruscos en estos ángulos indican la formación de islas eléctricas. Si se detecta una diferencia de fase significativa entre las mediciones de PMU en diferentes ubicaciones, se puede inferir que se ha producido una separación de la red. Esta información es crucial para coordinar y ajustar las protecciones de manera adecuada, evitando daños mayores y permitiendo una restauración segura y eficiente del sistema.

La coordinación de protecciones implica ajustar los dispositivos de protección, como relés, para que respondan de manera adecuada y oportuna a eventos anormales. Los PMU proporcionan datos en tiempo real sobre el estado y la dinámica del sistema eléctrico, lo que permite una coordinación más precisa y rápida de las protecciones. Por ejemplo, si se detecta una isla, los PMU pueden ayudar a activar de manera coordinada los relés de desconexión para evitar el flujo de energía hacia las áreas aisladas y garantizar la estabilidad y la integridad del sistema.

3.4.1.4.2. Estabilidad del voltaje

La estabilidad de tensión en los sistemas de potencia se refiere a la capacidad del sistema para mantener los voltajes en todas las barras dentro de rangos aceptables después de una perturbación, partiendo de un estado de operación inicial definido. Esta estabilidad depende del equilibrio entre la generación y el consumo de energía en el sistema. La inestabilidad de tensión se manifiesta mediante la progresiva caída o aumento del voltaje en las barras del sistema.

Para analizar y estudiar este tipo de inestabilidades, se utiliza la curva PV, que muestra la relación entre la potencia activa de carga y la caída de voltaje en el sistema eléctrico de potencia (SEP). En esta curva, se observa cómo el voltaje disminuye progresivamente a medida que la potencia activa de la carga aumenta. El punto de inestabilidad se encuentra en el codo de la curva, que marca el límite entre la región estable y la región inestable.

La inestabilidad de tensión puede ser causada por diferentes factores, como la pérdida de carga en un área específica o la desconexión de líneas de transmisión y otros elementos debido a la actuación de los sistemas de protección. Estas perturbaciones pueden desencadenar desconexiones en cascada, donde una perturbación inicial causa la desconexión de elementos adicionales del sistema, lo que agrava la inestabilidad y puede llevar a problemas mayores.

Es fundamental abordar la estabilidad de tensión en los sistemas de potencia mediante la implementación de medidas adecuadas. Esto incluye el monitoreo constante de los niveles de voltaje, la regulación de la generación y el control de la carga para mantener un equilibrio adecuado, así como la coordinación efectiva de los dispositivos de protección para prevenir desconexiones en cascada y mitigar las inestabilidades de tensión.

En caso de contar con la tecnología de sincrofasores, la información proporcionada por los sincrofasores se utiliza para realizar análisis y evaluaciones más precisos de la estabilidad de tensión. Estos datos en tiempo real permiten identificar las barras críticas o los puntos débiles en el sistema donde pueden ocurrir problemas de inestabilidad de tensión. Con esta información, los operadores pueden tomar medidas correctivas de manera oportuna, como ajustar la generación o modificar la configuración de los dispositivos de control de voltaje.

Además, los sincrofasores facilitan la coordinación entre los diferentes dispositivos de protección y control del sistema. Al utilizar mediciones precisas de fasores de voltaje, es posible

implementar estrategias de control de voltaje más eficientes y sofisticadas. Esto incluye la activación de dispositivos de control automáticos, como reguladores de voltaje y compensadores estáticos de reactivo (SVC), para mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos aceptables y prevenir caídas o aumentos significativos.

En resumen, la utilización de sincrofasores en la monitorización y control de la estabilidad de tensión en los sistemas de potencia proporciona información valiosa y en tiempo real para detectar y mitigar problemas de inestabilidad. Estas mediciones precisas permiten una respuesta rápida y efectiva ante desviaciones en los niveles de voltaje, lo que contribuye a mantener un funcionamiento estable y confiable del sistema eléctrico

3.4.1.4.3. Estabilidad de la frecuencia

La estabilidad de frecuencia en los sistemas de potencia es la capacidad de mantener la frecuencia en un valor estable, incluso en presencia de perturbaciones severas que generen un desequilibrio significativo entre la generación y la carga.

Cuando ocurre una perturbación severa, como la pérdida repentina de una gran carga o la desconexión de una unidad generadora, se produce un desequilibrio entre la generación y la carga. Esto provoca una variación en la frecuencia del sistema, ya que la generación no puede igualar instantáneamente la demanda de energía. Si no se toman medidas adecuadas, las fluctuaciones de la frecuencia pueden llevar a condiciones inestables y, en última instancia, a la desconexión de generadores y cargas, lo que resulta en apagones e interrupciones del suministro eléctrico.

Para mantener la estabilidad de frecuencia, se requiere un equilibrio cuidadoso entre la generación y la carga. Esto implica contar con suficiente capacidad de generación disponible para cubrir las variaciones en la demanda de energía y mantener la frecuencia dentro de un rango aceptable. Además, se deben implementar sistemas de control y protección eficientes que actúen rápidamente para restablecer el equilibrio en caso de perturbaciones.

En el corto plazo, existen dispositivos de control automático, como reguladores de velocidad y sistemas de control primario de frecuencia, que ajustan la generación en respuesta a cambios en la carga. Estos dispositivos responden rápidamente para mantener la frecuencia en un valor cercano al nominal.

En el largo plazo, se consideran medidas como la planificación adecuada de la capacidad de generación, la integración de fuentes de energía renovable con capacidades de respuesta a la frecuencia, y la implementación de esquemas de intercambio de energía con sistemas interconectados. Estas medidas ayudan a garantizar una mayor estabilidad de frecuencia y una operación más confiable del sistema de potencia.

Es importante destacar que la estabilidad de frecuencia no solo depende de la generación y la carga, sino también de otros factores, como la respuesta de los sistemas de protección y la coordinación de los dispositivos de control en todo el sistema. Por lo tanto, es necesario realizar estudios detallados de estabilidad de frecuencia, utilizando modelos matemáticos y simulaciones, para evaluar y diseñar las mejores estrategias de control y protección que aseguren la estabilidad del sistema.

Los sincrofasores son de gran utilidad en la estabilidad de frecuencia ya que los datos de frecuencia capturados se pueden utilizar para ajustar los controles de generación en tiempo real y mantener la frecuencia dentro de los límites aceptables.

Además, los sincrofasores permiten el análisis de la dinámica del sistema de potencia, incluyendo las oscilaciones de frecuencia y los modos de oscilación. Estos datos son utilizados para estudiar y comprender los fenómenos de inestabilidad y tomar medidas de mitigación necesarias.

3.5. Ventajas y desventajas de los sincrofasores sobre los sistemas tradicionales

Uno de los aspectos fundamentales en la implementación de Sistemas de Medición de Sincrofasores (SMSF) en un Sistema de Potencia Eléctrico es su capacidad para proporcionar una visión integral de los fenómenos tanto a nivel local como global. A diferencia de los sistemas SCADA tradicionales, que se centran en fenómenos locales y se basan en unidades terminales remotas (RTU), los sistemas de sincrofasores ofrecen actualizaciones en tiempos del orden de milisegundos. Esto representa una mejora significativa en comparación con las tasas de refresco de más de 2 segundos de los sistemas SCADA.

La alta velocidad de actualización de los sincrofasores permite a los operadores del sistema eléctrico detectar y responder de manera más rápida y precisa a diversas perturbaciones. La

capacidad de obtener mediciones de fasores sincronizadas en tiempo real ofrece una imagen detallada de la estabilidad y la dinámica del sistema, lo que facilita una toma de decisiones más efectiva. A su vez, los operadores pueden identificar y analizar eventos locales, como oscilaciones de voltaje o desequilibrios de carga, así como fenómenos sistémicos, como oscilaciones de frecuencia y modos de oscilación. Esta visión integral permite una comprensión más profunda de la operación del sistema y ayuda a prevenir la propagación de perturbaciones y la ocurrencia de apagones parciales o totales.

En las Figura 3.5.a y Figura 3.5.b se puede observar la relación entre las mediciones que se producen entre una PMU y el sistema tradicional SCADA. Aquí se puede ver como la mayor tasa de datos permite una mejor observación del sistema.

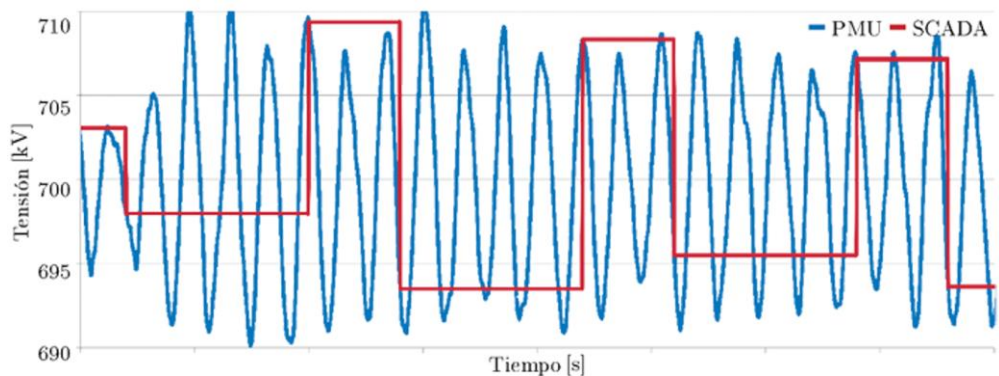


Figura 3.5.a – Comparación de la respuesta dinámica de una PMU y un sistema SCADA

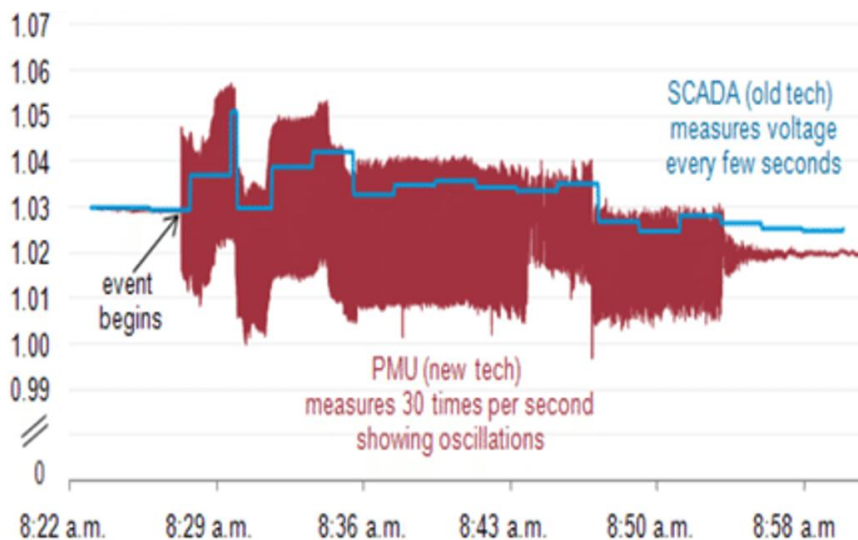


Figura 3.5.b – Comparación de la respuesta dinámica de una PMU y un sistema SCADA

A continuación, resumiremos las principales características de ambos:

Sistemas SCADA:

- **Enfoque:** Los sistemas SCADA están principalmente centrados en fenómenos locales dentro del sistema eléctrico.
- **Tecnología de medición:** Utilizan unidades terminales remotas (RTU) para capturar y transmitir datos desde los puntos de medición hacia el sistema central.
- **Tasa de refresco:** Tienen tasas de refresco relativamente lentas, con actualizaciones típicamente en el rango de segundos (más de 2 segundos).
- **Cobertura de datos:** Proporcionan información sobre parámetros básicos, como voltaje, corriente y estado de equipos, con una resolución limitada.
- **Supervisión y control:** Permiten supervisar y controlar las operaciones locales del sistema eléctrico, como el monitoreo de subestaciones y la apertura/cierre de interruptores.
- **Tiempo de respuesta:** El tiempo de respuesta ante perturbaciones o eventos es relativamente lento, debido a la baja tasa de refresco y la naturaleza localizada del sistema.
- **Aplicaciones:** Son ampliamente utilizados para la supervisión y control de subestaciones, así como para la adquisición y presentación de datos operativos.

Sistemas de Sincrofasores (SMSF):

- **Enfoque:** Los sistemas de sincrofasores brindan una visión integral de fenómenos tanto locales como sistémicos dentro del sistema de potencia eléctrico.
- **Tecnología de medición:** Utilizan Phasor Measurement Units (PMUs) para capturar mediciones precisas y sincronizadas de magnitud y fase en tiempo real.
- **Tasa de refresco:** Tienen tasas de refresco extremadamente rápidas, con actualizaciones en el rango de milisegundos.
- **Cobertura de datos:** Proporcionan mediciones detalladas de fasores, frecuencia, voltaje, corriente y otros parámetros, lo que permite una mayor comprensión de la dinámica del sistema.
- **Supervisión y control:** Ofrecen una supervisión y control avanzados del sistema eléctrico, permitiendo la detección temprana de eventos críticos y la toma de decisiones más efectiva.

- **Tiempo de respuesta:** Los sistemas de sincrofasores permiten una respuesta rápida y precisa ante perturbaciones, lo que facilita la mitigación de eventos y la prevención de apagones parciales o totales.
- **Aplicaciones:** Se utilizan para el monitoreo de estabilidad de frecuencia, detección de oscilaciones electromecánicas, evaluación de inestabilidades del sistema, análisis de transitorios y apoyo a la toma de decisiones en tiempo real.
- **Sincronización de datos:** Los datos en los sistemas de sincrofasores están sincronizados en tiempo con una referencia común, lo que permite una visión precisa y coherente de la red eléctrica en su totalidad.
- **Visualización del comportamiento dinámico:** Los sistemas de sincrofasores permiten la visualización del comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia, ya que los datos se envían frecuentemente y están sincronizados con una única referencia temporal. Esto contrasta con los sistemas SCADA.

De esta manera, habiendo comparado y analizado los distintos elementos que intervienen en redes basadas en sincrofasores, podemos ver la necesidad de empezar a utilizar esta tecnología innovadora que nos permita un mayor control de los sistemas de potencia pudiendo así disminuir la cantidad e importancia de las fallas.

3.6. Estado del arte de los Sincrofasores en distintos países

La implementación de sistemas de medición sincrofasorial y equipos PMU ha sido ampliamente adoptada en la mayoría de los países desarrollados en todo el mundo. En la región latinoamericana, varios programas de instalación gradual o experimental se han llevado a cabo, incluyendo casos destacados en Brasil, Chile y Colombia. En el caso específico de la República Argentina, esta tecnología fue introducida a partir del año 2016, cuando la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) inició un proceso de licitación para la adquisición de PMUs, con el objetivo de equipar la red eléctrica nacional con la capacidad de realizar mediciones sincrofasoriales

3.6.1. Sincrofasores en Brasil

En los últimos años, Brasil ha presenciado un notable desarrollo de varios proyectos relacionados con los sincrofasores. Entre ellos, uno de los más destacados es el proyecto

MedFasse, que ha implementado un sistema de Medición Sincronizada de Fasores (SMSF) en la red de baja tensión conocido como MedFasse BT. Este proyecto abarca todo el sistema integrado nacional brasileño, operado por el Operador Nacional de Sistema Eléctrico (ONS). Además, se ha instalado otro SMSF en la red de 440 kV de la empresa de transmisión eléctrica Paulista, denominado MedFasee CTEEP, perteneciente a la Companhia de Transmissão de Energía Elétrica Paulista.

En el ámbito brasileño, también se destaca el Proyecto SMSF-ONS, en el cual el Proyecto MedFasee brinda asesoría técnica. El proyecto MedFasee fue iniciado en el año 2003 por la Universidad Federal de Santa Catarina (UFSC) con el objetivo de desarrollar, difundir y utilizar la tecnología de medición sincronizada de fasores en Brasil, en un entorno académico. En la actualidad, el proyecto cuenta con Unidades de Medición de Fasores (PMUs) instaladas en 25 universidades de Brasil, cubriendo las 5 regiones geográficas del territorio y siendo monitoreadas por el Sistema Interligado Nacional (SIN).

Como se mencionó anteriormente, desde 2009, gracias a los resultados favorables obtenidos, el proyecto MedFasee colabora con el ONS para registrar y analizar las perturbaciones del sistema eléctrico brasileño, proporcionando herramientas adicionales de diagnóstico al ONS. En cuanto al Proyecto MedFasee CTEEP, ha pasado por distintas fases. En la primera fase, se destacaron aplicaciones como el monitoreo en tiempo real de aberturas angulares y oscilaciones electromecánicas, la localización de fallas en líneas de transmisión y el análisis offline. La segunda fase del proyecto se inició en 2012 con el objetivo de desarrollar un sistema piloto para la validación automática de la seguridad dinámica, basándose en regiones de seguridad y sus sincrofasores.

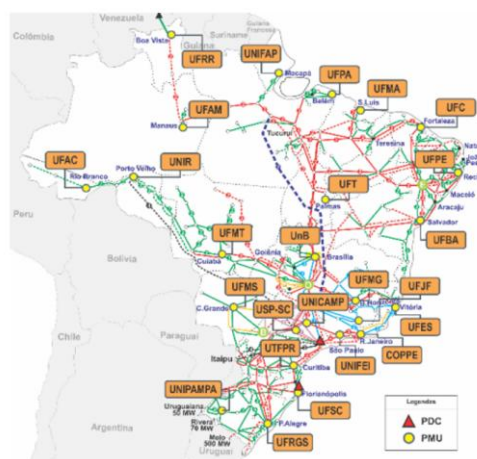


Figura 3.6.1.a – Red sincrofasorial BT en Brasil

3.6.2. Sincrofasores en Estados Unidos

El 14 de agosto de 2003, se produjo un gran apagón que afectó a partes del noreste y medio oeste de Estados Unidos, así como a algunas áreas de Canadá. Este apagón, conocido como el Apagón del Nordeste de 2003, fue uno de los mayores apagones en la historia de América del Norte y dejó sin electricidad a aproximadamente 50 millones de personas durante varias horas.

Tras el apagón masivo, se identificó la necesidad de mejorar el conocimiento y la seguridad del sistema eléctrico. Durante ese evento, se constató que los operadores carecían de información precisa sobre el estado real de seguridad de su red eléctrica, tanto antes, durante como después del apagón. En respuesta a esta situación, surgió una recomendación clave: la implementación de registros fasoriales sincronizados.

Con el objetivo de abordar esta recomendación, se estableció la Iniciativa de Sincrofasor de América del Norte (NASPI). Este proyecto colaborativo involucró al Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), la Corporación de Confiabilidad Eléctrica de América del Norte (NERC), las empresas eléctricas de la región, vendedores, consultores y grupos de investigación tanto del sector público como privado y académico. Todos ellos se unieron en un esfuerzo conjunto para mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico mediante la implementación de tecnologías de medición, monitoreo y control basadas en sincrofasores.

Para principios de 2016, se habían instalado alrededor de 1700 Unidades de Medición de Fasores (PMUs) en Estados Unidos. Estos datos fueron comparados con la información obtenida en 2009, cuando solo se contabilizaban 166 PMUs. Esta notable diferencia refleja la considerable inversión realizada en los últimos años por un país de la envergadura de Estados Unidos. Cabe destacar que con la distribución estratégica de estas 1700 PMUs en toda la red eléctrica norteamericana, se logró obtener una visibilidad del 100% del sistema eléctrico del país.

Actualmente, Estados Unidos sigue implementando PMUs en diversas ubicaciones a lo largo del país con el objetivo de utilizarlos para la protección y seguridad del sistema eléctrico. Por lo tanto, para finales de 2017, el país ya contaba con más de 2500 PMUs en funcionamiento, evidenciando el compromiso continuo por mejorar la confiabilidad y el monitoreo de su red eléctrica.

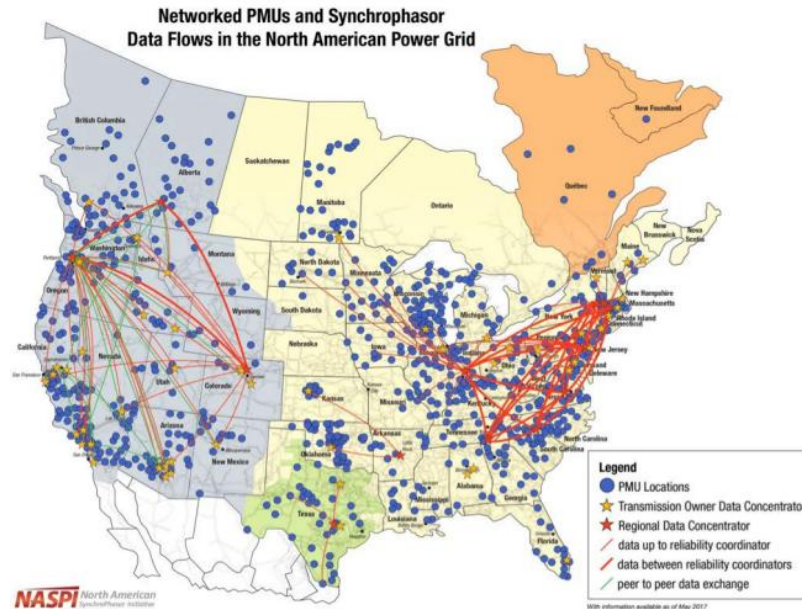


Figura 3.6.2.a – Red sincrofasorial en Estados Unidos.

3.6.3. Sincrofasores en Colombia

El proyecto Sistema de Respaldo Nacional ante eventos de gran magnitud (SIRENA) se inició en el año 2007 como respuesta al apagón total experimentado en el Sistema Interconectado Nacional Colombiano en abril de ese año. Este suceso marcó el comienzo de la incursión de Colombia en la tecnología sincrofasorial, con el objetivo de mejorar la confiabilidad y la gestión del sistema eléctrico del país. En el marco de este proyecto, se logró la instalación de Unidades de Medición de Fasores (PMUs) en 12 subestaciones estratégicas, incluyendo algunas de las centrales de mayor generación, y se estableció un Centro de Procesamiento de Datos (PDC) en Medellín.

Posteriormente, en 2012, se lanzó el proyecto Sistema Inteligente de Supervisión y Control Avanzado (ISAAC), con el propósito de sentar las bases para las futuras implementaciones de WAMPAC (Wide Area Monitoring, Protection, and Control), así como para diseñar e implementar la arquitectura y el ecosistema funcional de un sistema de supervisión y control en tiempo real. A medida que ISAAC avanzaba, se amplió la infraestructura de PMUs en el país. Para el año 2014, el proyecto ISAAC de XM, la entidad encargada de administrar el mercado eléctrico colombiano, ya había instalado 44 PMUs en 20 subestaciones distribuidas en todo el territorio nacional.

Como parte de su plan estratégico, XM tiene la expectativa de reemplazar su sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) por un sistema basado en la medición sincrofasorial para el año 2025. Esto demuestra el compromiso de Colombia en adoptar tecnologías más

avanzadas para la supervisión y el control del sistema eléctrico, con el fin de fortalecer la confiabilidad y eficiencia en la operación del sector energético

3.6.4. Sincrofasores en China

En el año 1995, China inició la instalación de Unidades de Medición de Fasores (PMUs) y, para el año 2002, ya contaban con aproximadamente 40 PMUs instaladas en diversas estaciones principales, marcando así el comienzo del desarrollo comercial de esta tecnología en el país. Para el año 2007, el número de PMUs instaladas había superado las 300 unidades, y se iniciaron estudios para establecer una norma que definiera las especificaciones técnicas de las PMUs y los Centros de Procesamiento de Datos (PDC). Paralelamente, se estaban llevando a cabo desarrollos para identificar y prevenir las oscilaciones de baja frecuencia, un problema significativo en el sistema eléctrico chino.

Hasta el año 2013, se instalaron alrededor de 2.400 PMUs fabricadas localmente, como parte de un mandato nacional que abarcaba todas las subestaciones de 500 kV, las centrales de generación con una potencia mayor a 100 MW y algunas subestaciones críticas de 220 kV. Esta cifra aumentó a 3.000 PMUs instaladas en 2018. Además, se establecieron más de 30 centros de control de la red encargados de procesar los sincrofasores en tiempo real.

A diferencia de muchas otras partes del mundo, China no utiliza el sistema de posicionamiento global (GPS) para la sincronización del tiempo en sus PMUs. En su lugar, emplean el sistema de navegación BeiDou, que proporciona una sincronización temporal con una precisión de 20 a 100 nanosegundos, en contraste con la precisión de 6 a 12 nanosegundos del GPS.

El sistema implementado en China ha permitido no solo la visualización e identificación de perturbaciones en la red eléctrica, sino también la implementación de sistemas de control y protección. China ha desarrollado sistemas de control de oscilaciones de área amplia y sistemas automáticos de protección frente a perturbaciones en la red basados en las mediciones sincrofasoriales.

3.6.5. El caso de Argentina

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMESSA) convocó a una licitación en el año 2013 para adquirir equipos multifunción y software relacionado, siguiendo una

instrucción de la Secretaría de Energía de la Nación. Este proceso fue completado para el año 2016 y Siemens S.A. fue la empresa seleccionada para llevar a cabo este proyecto.

El sistema a implementar consistía en 46 dispositivos de medición sincrofasorial (PMU) de la marca General Electric, donde destacan los modelos RPV311 (registrador multifunción), RA331, RA332 (adquisidores) y RT430 (GPS) que serán distribuidos en diferentes ubicaciones de la red eléctrica de Argentina, dependiendo de la importancia de los nodos y la disponibilidad de infraestructura de comunicaciones. El software utilizado es el SIGUARD PDP, que procesa la información proporcionada por los dispositivos.

El sistema ya está operativo, pero su funcionamiento completo depende de la instalación de los 46 PMU adquiridos por CAMMESA. A medida que se instalen, se conectarán al software para analizar en detalle la red eléctrica. Actualmente, no hay una fecha exacta para su total implementación, ya que CAMMESA sigue en negociaciones con diferentes transportistas y distribuidoras para la instalación de los PMU.

La ubicación de los dispositivos de medición será determinada por CAMMESA y depende de varios factores, como la representatividad del nodo en la red eléctrica, la tecnología de la subestación y la disponibilidad de infraestructura de comunicaciones.

Cabe aclarar que, en la actualidad, en Argentina se realizan lecturas únicamente de tensiones y corrientes a través de los PMU, no se utilizan para protección u otra funcionalidad, sino que solo se utilizan para observar. Teniendo en cuenta los dispositivos instalados, podemos tener en cuenta los datos correspondientes al año 2020 donde se muestra que había instalado 19 equipos y en proceso de instalación 8 mientras que otros 4 estaban instalados, pero sin comunicación.

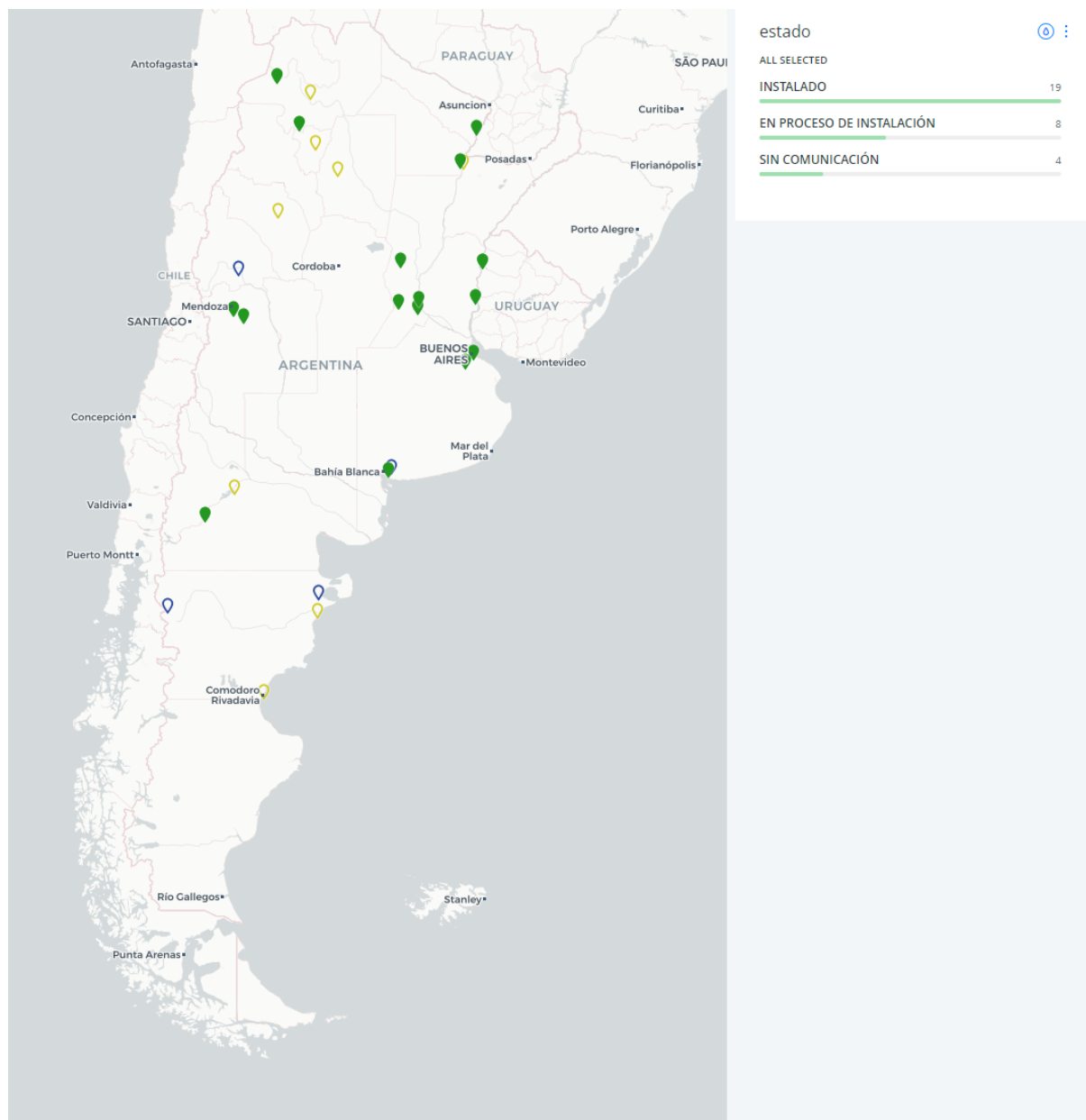


Figura 4.6.5.a – PMUs en SADI

3.6.6. Consideraciones finales de los sincrofasores en el mundo y sus implicaciones para Argentina.

Se puede observar que, si bien en el mundo la tecnología sincrofasorial se encuentra en un gran proceso de crecimiento y en los primeros pasos, algunos países ya cuentan con esta tecnología adoptada y ya la aprovechan para sus beneficios.

En Latinoamérica, México y Brasil fueron los primeros en adoptar sistemas de este tipo hace más de dos décadas. Otros países como Colombia, Ecuador, Perú, Argentina y Chile se encuentran en proceso de adquisición e implementación.

Hasta ahora, estos sistemas se utilizan principalmente para monitorear el funcionamiento del sistema eléctrico y proporcionar información precisa al operador de la red. Esto les permite tomar decisiones más acertadas en situaciones de inestabilidad y perturbaciones. En el futuro, se espera que estos sistemas tengan la capacidad de tomar decisiones automáticas y reconfigurar la red eléctrica en base a la información recopilada.

Para lograr esto, es necesario avanzar hacia la digitalización de la red eléctrica y recopilar cada vez más datos de mayor calidad. Esto nos llevará hacia el concepto de redes inteligentes, donde la tecnología jugará un papel fundamental en la gestión eficiente de la energía eléctrica.

Es así que la mayoría de la implementación de tecnología sincrofasorial en los países antes mencionados, se comprendió de 3 etapas bien diferenciadas:

1. Una primera etapa donde se instalaron una serie de PMUs para observar un área amplia mediante el monitoreo de tensiones, frecuencia y desfasaje angular. En esta etapa se pretende que se entienda lo más posible sobre la tecnología y como aplicarla en el país.
2. En una segunda etapa se aumenta la cantidad de equipos instalados y se implementan las primeras aplicaciones en los centros de control de los países. De esta manera se brinda información tangible de la condición de la red con límites de caracterización de oscilaciones y estabilidad de tensión de manera online, además se producen análisis de eventos, validación de modelos, entre otros aspectos necesarios.
3. En una etapa final se siguen agregando más PMUs y PDCs en el sistema buscando implementar que todas las acciones de control y protección se produzcan de manera automática.

De esta manera, podemos observar que a nuestro país le queda un largo camino por recorrer antes de la instalación completa de este tipo de tecnologías y poder aprovecharla al máximo, es recomendable que se observe las practicas que funcionaron bien y mal de otras naciones pudiendo así elegir el mejor camino posible siempre teniendo en cuenta las posibilidades económicas y extensiones que presenta nuestro sistema eléctrico nacional.

4. Optimización de la Ubicación de PMUs para Mejorar la Operación de la Red Eléctrica en la Provincia de Santa Fe

Uno de los aspectos más críticos en la tecnología sincrofasorial es la precisa ubicación de los PMUs en el sistema de potencia. Esta determinación influye en la observabilidad del sistema, los costos computacionales y económicos, así como en la cantidad de ETs preparadas para implementar esta tecnología. Como hemos expuesto en este proyecto, la tecnología sincrofasorial es esencial para optimizar la operación del sistema, detectar y mitigar posibles problemas, mejorar la confiabilidad y la calidad del suministro eléctrico, y preparar la red para la integración de fuentes de energía renovable y tecnologías de última generación.

En este capítulo, procederemos a determinar la ubicación óptima de las PMUs en la red de EPE de Santa Fe. Este proceso involucra la descripción detallada de la red, un análisis exhaustivo de la misma, la definición de herramientas matemáticas para obtener la ubicación ideal y la definición de un modelo adecuado para aplicar estas herramientas.

Se destacan los beneficios que esta optimización puede aportar a la operación y gestión de la red eléctrica en la provincia, con un enfoque primordial en minimizar la cantidad necesaria, de PMUs, para lograr una observabilidad completa.

Como se ha mencionado, instalar un PMU en un sistema real y ubicarlo de manera que se logre una observabilidad completa requiere desarrollar una estrategia práctica con objetivos claramente definidos, así como modelos y herramientas desde el principio. Entre los objetivos primordiales de la óptima ubicación de los sincrofasores en la red de EPE, podemos encontrar:

- Mejorar la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica: Asegurar una operación más robusta y segura de la red mediante la detección temprana de fallas.
- Minimización de costes de instalación: Disminuir el número de PMUs a través de una ubicación óptima para así reducir los costes asociados a la instalación y operación de los sincrofasores.
- Optimizar la gestión de la demanda: Facilitar el control de la demanda energética a través de mediciones precisas y en tiempo real.
- Facilitar la integración de energías renovables: Preparar la red para la incorporación de fuentes de energía renovable, como la solar y eólica.

- Reducción de pérdidas: Minimizar las pérdidas en la red, contribuirá a la eficiencia y ahorro económico.
- Mejorar la calidad del suministro eléctrico: Garantizar una mayor calidad de la energía suministrada a los usuarios, reduciendo interrupciones y oscilaciones.

Los pasos que vamos a seguir a lo largo del capítulo para implementar con una ubicación óptima y minimización de costes correspondientes a la instalación de sincrofasores son:

1. Recopilación de datos: Recolectar información detallada sobre la red eléctrica actual, incluyendo datos de carga, topología de la red, ubicación de generadores y datos históricos.
2. Modelado preliminar: Realizar una simplificación del unifilar para adecuarlo a nuestro análisis, aplicando reglas de reducción.
3. Modelado en software: Tomar el modelado preliminar y representarlo en un simulador.
4. Simulación y análisis: Utilizar la herramienta de simulación para evaluar los resultados de distintos métodos de optimización de ubicación de PMU.
5. Optimización de la ubicación: De acuerdo a los resultados obtenidos de la simulación, realizar un análisis para evaluar la factibilidad de la implementación en la vida real.

4.1. Definición de observabilidad del sistema y métodos de ubicación óptima de PMUs

El objetivo de la ubicación óptima de las PMUs es lograr una observabilidad completa del sistema con el menor número posible de PMUs. Para definir la observabilidad, primero es necesario entender uno de sus propósitos principales: la estimación del estado del sistema.

La estimación del estado desempeña un papel fundamental en cada sistema de control, ya que proporciona información crítica sobre los fasores de voltaje en los nodos clave de la red y permite la medición precisa de la corriente que fluye entre ellos. Su propósito principal es lograr la máxima precisión al mostrar la topología de la red, el estado de los interruptores y seccionadores, las potencias activas y reactivas en los alimentadores, así como las tensiones en las barras.

Para calcular el estado actual de la red, se emplean datos de medición junto con parámetros de red adicionales, como impedancias de línea, configuración de conductores y datos del

transformador. Sin embargo, en condiciones dinámicas, pueden surgir problemas de convergencia debido a las variaciones mínimas en los datos y las mediciones no sincronizadas.

La mejora en la estimación del estado se logra mediante las PMUs. Con las PMUs, se elimina la necesidad de realizar flujos de potencia, ya que las medidas de sincrofasores en cada barra del sistema proporcionan información precisa referenciada. Esto permite calcular la potencia activa y reactiva sin depender de otros parámetros de la red, mejorando significativamente la eficiencia del estimador de estado.

De esta manera, definimos la observabilidad del sistema de potencia como la condición en la que los conjuntos de equipos de medición y su distribución son suficientes para determinar el estado actual del sistema.

En un sistema eléctrico, la observabilidad completa de la red es una condición necesaria para estimar el vector completo de variables de estado de un sistema eléctrico de potencia. En otras palabras, decimos que un sistema es observable si toda la información necesaria de este se puede observar directamente o calcular de manera indirecta.

Esto nos lleva a definir terminologías de observabilidad aplicados que serán útiles para la comprensión de los temas a abordar.

- Una barra directamente observable: es donde se encuentra una PMU y la magnitud de la tensión y el ángulo son medibles.
- Una barra calculada: es observable por otros PMUs, pero no tiene un PMU propio.
- Una barra es no observada o no observable: si no se puede calcular debido a uno o más parámetros que son desconocidos, tales como la inyección, la conexión de las líneas, o la falta de cualquier fasor de tensión vecina.
- Definiremos inyección a las variables de generación o de carga que puede cambiar el ángulo de fase de la barra en donde estén conectadas.

Ahora nos enfrentamos al desafío de determinar cómo seleccionar una ubicación óptima para las PMUs en un sistema real. Para abordar este problema, a lo largo de los años se han desarrollado métodos específicos. Estos algoritmos de optimización de PMUs comparten requisitos similares en términos de información y formato de la información.

Conocidos como algoritmos de optimización de PMUs, su enfoque no considera aspectos como ubicaciones físicas, estados de componentes o el número de transformadores en la subestación. Lo que realmente importa para estos algoritmos es disponer de una lista de barras, información sobre la interconexión de líneas entre estas barras, y una lista de barras que actúan como puntos de inyección, es decir, si cuentan con generación o cargas.

Esto se debe a que los algoritmos de optimización se basan en reglas de observación derivadas de los atributos de las PMUs. Cuando se conoce la magnitud de la tensión y su ángulo en una barra, así como todos los fasores de corriente y los parámetros de la línea de conexión, es posible calcular las tensiones y sus ángulos en todas las barras conectadas. Por ejemplo, según la ley de Ohm, si se conoce la magnitud de la tensión o la fase en una barra A, el voltaje en la barra B sería la tensión en la barra A menos la caída de tensión provocada por la corriente que viaja a través de la línea de conexión.

De este modo se derivan las tres reglas de observabilidad más importantes, que constituyen la base de los algoritmos de optimización:

1. **Observabilidad de barras vecinas:** Todas las barras vecinas a una barra con un PMU son observables por sí mismas.
2. **Observabilidad por eliminación:** Si todas las barras vecinas a una barra observable sin inyección son observables por sí mismas, entonces todas las barras vecinas también son observables.
3. **Observabilidad de barras sin inyección:** Si todas las barras vecinas a una barra sin inyección son observables, entonces esa barra también es observable.

Para implementar los algoritmos de optimización en un entorno real, es crucial simplificar significativamente el sistema real, que en este caso denominaremos "modelo de colocación". Existen diversos modelos que se emplean para representar sistemas eléctricos, y todos comparten el objetivo común, facilitar la comprensión y el cálculo de fenómenos en sistemas reales.

Similar a los equivalentes de Thevenin, estos modelos representan una topología simplificada de los sistemas eléctricos reales. La función principal de los modelos radica en proporcionar una

plataforma donde los algoritmos de optimización puedan identificar de manera eficiente el conjunto mínimo de PMUs para tener observabilidad completa.

El principal desafío es identificar un conjunto mínimo de PMUs en un sistema eléctrico, después de aplicar los modelos de simplificación. Este problema se plantea como un típico problema de optimización en la teoría de grafos, pero con restricciones eléctricas. Distintos autores han demostrado que, aproximadamente, entre el 20% y el 30% del total de barras requieren PMUs para lograr una observabilidad completa del sistema.

Si se intentara seleccionar un conjunto mínimo de ubicaciones de PMU al azar, existirían demasiadas combinaciones posibles para garantizar una observabilidad completa. Para ilustrar, utilizando la fórmula de combinaciones, la cantidad de posibles ubicaciones de una PMU en una lista de 14 barras correspondiente al Test-System de la IEEE nos da más de 16.000 combinaciones posibles. Esto ejemplifica la dificultad de encontrar una única y óptima solución para cualquier sistema en estudio.

Considerando que muchos sistemas reales tienen más de 100 barras, probar todas las combinaciones posibles resulta impracticable. Por ello, es necesario encontrar soluciones de manera diferente. Para esto se utilizan diversos métodos según el caso, como el uso de algoritmos iterativos. Algunos de estos algoritmos son el Simulated Annealing (recocido simulado) y los Algoritmos Genéticos.

Además, este tipo de problema se clasifica en la teoría de la complejidad computacional como NP-Completo. Estos problemas presentan la característica fundamental de ser fácilmente verificables; en otras palabras, es sencillo comprobar si una solución propuesta es válida. Sin embargo, se caracterizan por no encontrar una solución en un tiempo aceptable. No obstante, mediante el uso de algoritmos con tiempos exponenciales y la aplicación de enfoques de aproximación, se pueden resolver con un costo computacional aceptable.

Un aspecto que comparten todos los métodos de solución es que ninguno puede garantizar obtener el mínimo global, pero sí pueden asegurar encontrar una solución cercana al mínimo. Por ello, es necesario tener en cuenta que se busca una solución que, aunque posiblemente no sea la óptima, cumpla con cierta tolerancia de error en un tiempo relativamente rápido. Para lograr esto,

se utilizan diversas estrategias, entre ellas los métodos probabilísticos, que abordan eficazmente este tipo de desafíos.

A lo largo de los años, se han propuesto distintos tipos de soluciones para la ubicación de los PMUs. Dos clasificaciones de observabilidad son las principalmente empleadas: la observabilidad numérica y la observabilidad topológica.

El enfoque basado en la observabilidad numérica utiliza información de la matriz Jacobiana de las mediciones, que refleja la configuración del sistema y el conjunto de mediciones. Sin embargo, en sistemas de energía complejos, la matriz Jacobiana puede ser muy grande y ralentizar los cálculos. Estas técnicas son iterativas y requieren tiempo para converger, además de que la convergencia depende de la estimación inicial.

Por otro lado, los métodos basados en la observabilidad topológica garantizan una observabilidad completa de la red, pero no aseguran una matriz Jacobiana de mediciones completamente clasificada y organizada. Al analizar los distintos autores, se pudo comprobar que, en todos los métodos basados en este concepto, la ubicación de las PMUs se realiza asumiendo que el sistema de energía está operando en estado estable. Por lo tanto, la ubicación óptima de las PMUs no puede garantizar la observabilidad de todo el sistema en caso de una contingencia N-1.

Después de estudiar muchos autores distintos pudimos concluir que existe una infinidad de métodos de ubicación de PMUs estudiados durante muchos años. A continuación presentaremos un resumen de algunos de estos métodos y sus fundamentos, clasificados según su enfoque en: métodos para la observabilidad del sistema, métodos para la estimación del estado y métodos dedicados a aplicaciones específicas.

4.1.1. Métodos de ubicación de PMU: Para la Observabilidad

Tal como comentamos anteriormente, un sistema de potencia es observable para una topología dada y con las mediciones de corriente y tensión disponibles si es posible determinar el flujo de potencia a través de los circuitos del sistema.

Los métodos basados en la observabilidad se pueden agrupar en dos categorías principales, pero también existen métodos con enfoques específicos.

Métodos numéricos

- **Observabilidad Numérica:** Utiliza la matriz Jacobiana de las mediciones, lo que permite reflejar la configuración del sistema y el conjunto de mediciones. Es eficaz, pero puede ser complejo y lento para sistemas grandes.
- **Heurísticos y Algoritmos Iterativos:** Métodos como la Búsqueda Tabú y el Recocido Simulado optimizan la ubicación de las PMU minimizando costos y garantizando observabilidad, aunque no siempre encuentran el mínimo global

Métodos topológicos

- **Observabilidad Topológica:** Garantiza la observabilidad completa de la red utilizando la estructura del sistema de potencia, pero puede no asegurar una matriz Jacobiana bien clasificada.
- **Búsqueda Basada en Grafos:** Divide el sistema en subredes y utiliza PMUs en ubicaciones estratégicas para lograr observabilidad con el menor número de unidades.

Métodos con enfoques específicos

- **Métodos Combinados:** Algunos enfoques combinan observabilidad numérica y topológica para maximizar la eficiencia.
- **Sensibilidad y Redundancia:** Incorporan la sensibilidad de los nodos y la redundancia de las mediciones para mejorar la robustez del sistema.
- **Optimización Binaria de Enjambre de Partículas (BPSO):** Maximiza la redundancia de mediciones y asegura observabilidad completa utilizando un algoritmo de optimización avanzada.

Estos métodos basados en la observabilidad están principalmente orientados al monitoreo en tiempo real. Además, algunos métodos pueden adaptarse ante contingencias bajo condiciones de fallas (N-1). Gracias a los ingenieros especialistas, también se pueden implementar restricciones para reducir el costo de instalación y tener en cuenta consideraciones físicas (como la comunicación) y operativas del sistema.

Para estos métodos se considera que un solo PMU proporciona todas las mediciones fasoriales de la tensión en la barra donde está ubicado y de las corrientes de sus líneas. Además, empleando

las leyes de Kirchhoff y de Ohm, un solo PMU permite observar la barra donde está colocado y sus barras adyacentes.

Tomando esto en cuenta, un sistema de potencia puede ser completamente observable con un conjunto de PMUs menor que el número total de barras, siempre que los conjuntos de medición y su distribución sean suficientes para estimar el estado actual de operación del sistema.

4.1.2. Métodos de ubicación de PMU: Para estimación de estado

Los siguientes métodos para la ubicación óptima de PMU se basan en el concepto de estimación de estado estable, formulado como un conjunto no lineal de ecuaciones, de la siguiente manera:

$$z = h(x) + \epsilon \quad (11)$$

Donde:

z ($z \in \mathbb{R}^m$) Vector medición

x ($x \in \mathbb{R}^n$) Vector estado

ϵ ($\epsilon \in \mathbb{R}^m$) Error del vector estado

h ($h: \mathbb{R}^n \rightarrow \mathbb{R}^m$) Relación entre vector medición y vector estado

La ecuación (11) típicamente se resuelve mediante la técnica de Newton-Raphson. El uso de dispositivos capaces de proporcionar fasores de voltaje y corriente, como las PMU, produce una relación lineal entre las variables de estado y variables de medición, de la siguiente manera:

$$z = Hx + \epsilon \quad (12)$$

donde H ($H \in \mathbb{R}^m \times n$) es la matriz de "estado" del sistema. Típicamente $m > n$, y la solución de la ecuación (12) se obtiene mediante el método de mínimos cuadrados. Los métodos de estimación de estado tienen como objetivo monitorear todo el sistema con el menor número posible de dispositivos de medición, aplicando los conceptos de estimación de estado lineal y utilizando las siguientes reglas generales para determinar la ubicación:

- Regla 1: Asignar la medición a un nodo donde se haya colocado una PMU, incluyendo la medición de corriente en cada rama conectada a ese nodo, ver Figura 4.1.2.a.
- Regla 2: Asignar una pseudo-medición de voltaje en cada nodo visible por una PMU.

- Regla 3: Asignar una pseudo-medición de corriente a cada nodo de rama conectado a dos nodos de voltaje conocidos, como se muestra en la Figura Figura 4.1.2.b.
- Regla 4: Asignar una pseudo-medición de corriente a cada rama donde la corriente pueda calcularse indirectamente utilizando la ley de corriente de Kirchhoff. Esta regla se aplica cuando el balance de corriente en un nodo es conocido. Si los incidentes de corriente en N-1 nodos son conocidos, la última corriente puede calcularse por diferencia, ver Figura 4.1.2.c.

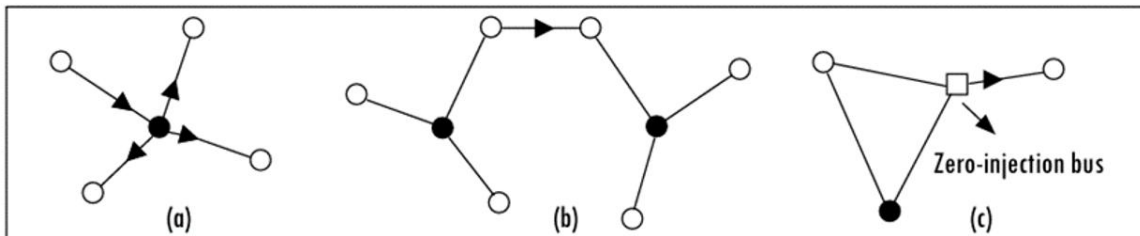


Figura 4.1.2.a.b.c – Reglas ubicación PMU

Algunos de los métodos que se consideran para la estimación de estados son:

- **Algoritmo de Profundidad Primero:** Este método coloca las PMUs en nodos con el mayor número de ramas conectadas, utilizando las reglas 1-3 para garantizar la observabilidad. Se selecciona el nodo inicial con más conexiones; en caso de empate, la elección es aleatoria. Posteriormente, se colocan las siguientes PMUs en nodos adyacentes hasta alcanzar la observabilidad completa del sistema.
- **Procedimiento Teórico de Grafos:** Similar al algoritmo de Profundidad Primero, este método también incluye la Regla 4, que considera los nodos de tránsito puro. La inclusión de estos nodos permite una observación más completa de la red, asegurando que incluso las corrientes en ramas con balance de corriente conocido sean monitoreadas adecuadamente.
- **Algoritmo de Seguridad Recursiva N:** Este algoritmo se divide en tres pasos:
 - Generación de N árboles de expansión mínimos: Se crean múltiples árboles mínimos, utilizando cada nodo como punto de inicio.
 - Búsqueda de patrones alternativos: Se reemplazan las PMUs en los nodos conectados, preservando la observabilidad.
 - Reducción del número de PMUs: Se verifica la observabilidad removiendo una PMU a la vez, manteniendo las ubicaciones mínimas necesarias para la observabilidad.

- **Algoritmo de Seguridad Única N de Disparo Único:** Este método basa sus decisiones exclusivamente en reglas topológicas, construyendo un único árbol de expansión. Las PMUs se asignan siguiendo criterios específicos, asegurando que cada nodo sea observable bajo una topología fija y confiabilidad total de los dispositivos.
- **Algoritmo de Seguridad Recursiva N-1:** Este procedimiento comienza desde un nodo y construye el árbol de expansión, asignando una PMU al nodo más cercano y conectado. Se repite el proceso para cada nodo de la red, seleccionando las ubicaciones mínimas necesarias para mantener la observabilidad incluso si se pierde una línea.
- **Método Heurístico Basado en Condiciones de Matriz de Medidas:** Utiliza el método de Descomposición de Valores Singulares (SVD) para resolver la estimación de estado. Este enfoque simplifica la ubicación de mediciones, optimizando la colocación de dispositivos de medición de corrientes de inyección y voltajes para asegurar la observabilidad del sistema.
- **Algoritmo de Programación Cuadrática Entera:** Este algoritmo minimiza la incertidumbre en las variables de estado. Utiliza la programación cuadrática entera para determinar la ubicación óptima y mínima de PMUs, garantizando la observabilidad topológica completa del sistema y reduciendo la incertidumbre en las mediciones.
- **Método de Programación Lineal y Heurística Codiciosa:** Primero, se desarrolla una reformulación de programación lineal para estimar el límite superior del óptimo global. Luego, se adopta un método heurístico codicioso con complejidad lineal en el número de PMUs, aprovechando esta estimación para encontrar una solución casi óptima de manera eficiente.
- **Optimización de Costos de WAMS:** Este método minimiza simultáneamente el costo de PMUs, concentradores de datos de fasores (PDC) y la infraestructura de comunicación (CI). Utiliza el algoritmo de competencia imperialista binaria para la ubicación óptima de PMUs y el algoritmo de camino más corto de Dijkstra para minimizar los costos de CI. El método asegura la observabilidad completa en condiciones normales y de contingencia N-1.

Estos enfoques proporcionan diversas estrategias para optimizar la ubicación de PMUs, garantizando una observabilidad efectiva del sistema de potencia con costos y recursos minimizados.

4.1.3. Métodos de ubicación de PMU: Algoritmos Genéticos para la Colocación de PMU

Los algoritmos genéticos (GA) han demostrado ser herramientas poderosas debido a su capacidad para resolver problemas de optimización complejos y multiobjetivo. Un algoritmo genético es un método de optimización que utiliza la selección natural, imitando la evolución biológica. Estos algoritmos son útiles para problemas que no se adaptan a los algoritmos de optimización estándar, como aquellos con funciones objetivo discontinuas, no diferenciables, estocásticas o altamente no lineales.

- **Optimización Multiobjetivo con NSGA:** Los autores abordan el problema de colocación óptima de PMU (OPP) mediante la optimización simultánea de dos objetivos "en conflicto": la reducción del número de PMU y la maximización de las mediciones redundantes. Estos objetivos son considerados "en conflicto" ya que la mejora de uno de ellos lleva al desmejoramiento del otro. Para encontrar soluciones óptimas que involucren ambos objetivos, se propone un algoritmo genético de ordenación no dominada (NSGA). Este algoritmo se combina con un método teórico de grafos y un algoritmo genético sencillo (GA) para reducir el número inicial de sitios candidatos para PMU.
- **Algoritmo Genético de Inmunidad (IGA):** En otra investigación, los autores investigan la aplicación del algoritmo genético de inmunidad (IGA) para determinar los lugares óptimos de un número mínimo de PMU que aseguren la observabilidad del sistema eléctrico. Este algoritmo incorpora un GA canónico con un operador inmune, reteniendo las ventajas del GA mientras utiliza conocimientos específicos del problema para evitar fenómenos degenerativos durante la evolución, mejorando así la eficiencia del algoritmo. Esta técnica se basa en la observabilidad topológica para deducir la solución óptima.
- **Identificación de Fallos con Algoritmos Genéticos:** Los autores presentan un nuevo algoritmo para determinar el lugar y el número mínimo de PMU necesario para identificar puntos de fallo en sistemas eléctricos. Este algoritmo de optimización resuelve el problema en dos pasos: primero, determinando el número óptimo de PMU y sus ubicaciones; y segundo, usando las mediciones de las PMU instaladas para localizar fallos, siendo su precisión independiente del tipo de fallo.

- **Algoritmo de Inteligencia de Enjambre:** En otra metodología, se emplea un algoritmo de inteligencia de enjambre para maximizar la redundancia de las PMU y utilizar la menor cantidad posible de equipos de medición, asegurando la observabilidad completa del sistema. Este enfoque emula el comportamiento natural de las abejas para resolver el problema de optimización de la colocación de PMUs.
- **Optimización en Sistemas de Distribución Activa:** Se reutiliza el algoritmo genético para encontrar la colocación óptima de PMU en sistemas de distribución activa, considerando tanto restricciones de precisión como deficiencias de medición y el efecto de los generadores distribuidos (DG) en el flujo de potencia. Además del algoritmo genético, se utiliza el método de Monte Carlo para lograr la colocación óptima. Aunque el costo de las PMU es alto, se justifica el uso de más dispositivos de medición para asegurar la precisión necesaria para una estimación del estado robusta.

Estos métodos destacan por su capacidad para optimizar la ubicación de PMUs en sistemas eléctricos, asegurando una observabilidad efectiva y eficiente del sistema de potencia. Los algoritmos genéticos ofrecen soluciones robustas y flexibles para los desafíos complejos de la colocación de PMU, integrando enfoques multiobjetivo, inmunes y de inteligencia de enjambre para mejorar la eficiencia y precisión del monitoreo del sistema eléctrico.

4.2. Desarrollo de modelo de colocación y definición de reglas de reducción

Independientemente del método empleado para determinar la ubicación óptima de las PMUs, que es una cuestión estrictamente matemática, resulta esencial aplicar el modelo de colocación. Este modelo permite simplificar el sistema real, ya que los diagramas unifilares o modelos convencionales de los sistemas eléctricos presentan muchos datos y detalles que no contribuyen a los cálculos y, de hecho, los entorpecen. Además, como se ha mencionado, en lugar de resolver los flujos eléctricos, el propósito del modelo de colocación es proporcionar una plataforma donde los algoritmos de colocación puedan encontrar de manera fácil y rápida un conjunto de PMUs mínimamente observable.

El desarrollo de un modelo de colocación se basa en lo que se conoce como reglas de reducción. Estas reglas implican simplificar el sistema real para obtener un modelo más manejable, lo que facilita la aplicación de algoritmos de optimización de PMUs.

Una vez obtenido el modelo de colocación y organizados los datos adecuadamente, se pueden emplear algoritmos de optimización de PMUs para determinar el número mínimo de PMUs necesario para lograr una observabilidad completa del sistema de forma óptima.

Cabe señalar que hay algoritmos desarrollados específicamente para simplificar sistemas reales, facilitando así la aplicación de las reglas de reducción. Esto contribuye a obtener el modelo de colocación deseado de manera más eficiente.

A continuación, se presentan las reglas de reducción más significativas para la obtención del modelo de colocación. Estas reglas se basan en que algunas partes de la red tienen un impacto pequeño en el comportamiento, mientras que algunos nodos proporcionan información valiosa sobre los estados de la red que no podemos obtener de otros puntos. Estos puntos deben mantenerse en el modelo, mientras que los demás pueden eliminarse o combinarse sin perder mucha información.

Es crucial tener en cuenta que, al utilizar este método, se debe comprobar que sea físicamente posible colocar un PMU en la barra y que ésta tenga, o se pueda instalar, el equipo de comunicación necesario. Otro criterio importante para formular estas reglas es que las barras deben estar conectadas a por lo menos tres líneas o al menos dos líneas y una inyección.

4.2.1. Regla Transformadores

En un sistema eléctrico, el lado primario y secundario de un transformador se pueden considerar como barras independientes, pero debido a su cercanía en términos de impedancia y distancia, para estos casos se suele simplificar el modelo y que pase a ser una sola barra.

Cuando tratamos los transformadores como una sola entidad, surge la pregunta de cuál de las barras eliminar. Generalmente, en sistemas de alta tensión o mayor capacidad, los transformadores de alta tensión son más críticos, por lo que se elimina la barra de baja tensión de la lista de barras. Luego, se conectan las líneas que antes estaban conectadas a la barra eliminada a la barra de alta tensión.

De manera similar, un transformador de tres devanados se representa como una sola barra, utilizando la tensión más alta entre los tres devanados. Luego, se conecta esta barra única a todas las líneas o puntos de inyección asociados con cualquiera de los tres lados del transformador. Esto simplifica el modelo sin perder información importante.

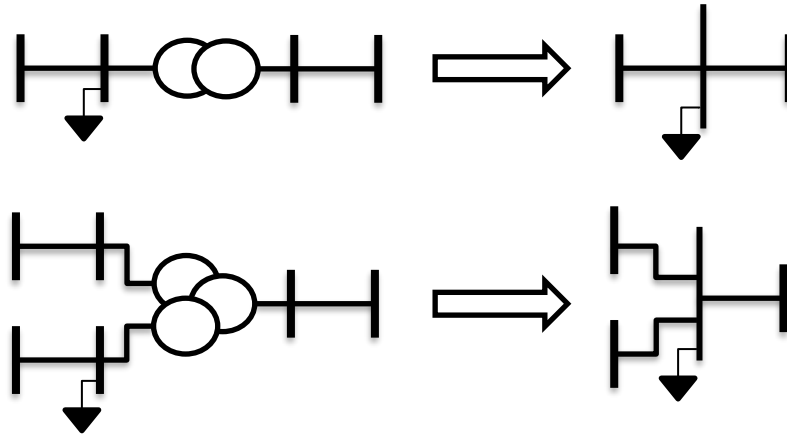


Figura 4.2.1.a – Reglas reducción de transformadores

4.2.2. Regla de Generación y Cargas

Cuando múltiples generaciones y cargas están conectadas a una única barra, se representan como una única inyección en el sistema. Este enfoque también se aplica a situaciones donde varios generadores y/o protecciones están presentes en una subestación; estos elementos se agrupan para representar la totalidad de la subestación en una sola barra.

El modelo de colocación combina las corrientes de diferentes trayectorias originales en una sola corriente, y según la Ley de Kirchhoff, si se conocen todas las corrientes entrantes a una barra, se puede determinar la corriente de inyección total.

De esta manera, la combinación de corrientes reduce el número de variables a resolver, mejorando la eficiencia del cálculo. La información de una corriente se puede utilizar para estimar la información de otra corriente, por lo que no es necesario monitorear ambas corrientes de forma independiente, reduciendo así la redundancia. Además, la combinación de corrientes no altera la estructura real de la red, manteniendo una representación realista del modelo.

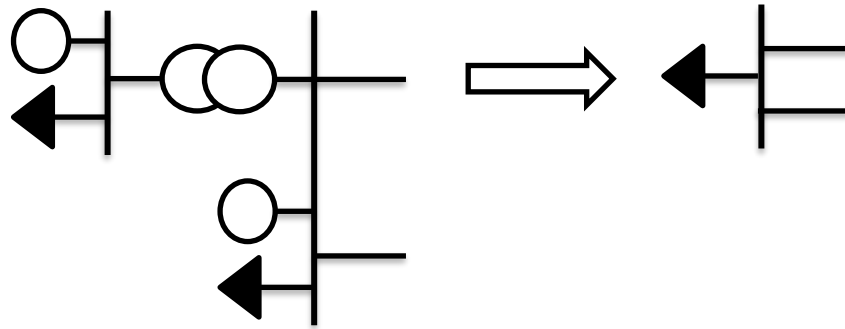


Figura 4.2.2.a – Reglas reducción de generación y carga

4.2.3. Regla de líneas CC

Tal como hemos visto y teniendo en cuenta lo que sabemos sobre sincrofasores, no se requieren PMUs para medir la tensión en los terminales de una línea de transmisión de corriente continua, ya que esta es constante y no hay fasor. Sin embargo, las barras que funcionan en los terminales, conectando el sistema de corriente continua con el resto del sistema de corriente alterna, son igualmente o más importantes para el monitoreo y la observabilidad del sistema. Esto se debe a que estas barras proporcionan información crucial sobre la potencia que fluye entre el sistema de CC y el sistema de CA.

En lugar de representar la energía que fluye a través de la línea de corriente continua, se debe tratar como una inyección en ambas barras de los terminales de corriente alterna. De este modo, se representa adecuadamente la interacción entre los sistemas de CC y CA, asegurando una observabilidad completa y precisa del sistema eléctrico.

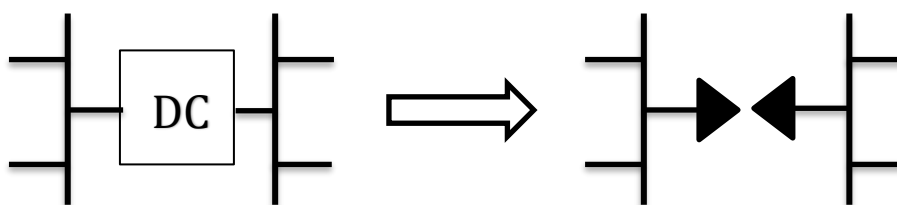


Figura 4.2.3.a – Reglas reducción de líneas CC

4.2.4. Regla de barras que no se pueden medir

En algunas circunstancias, una barra puede tener un impacto significativo que requieren monitoreo, pero no es posible instalar una PMU en ese lugar debido a limitaciones físicas, características de la barra o por arquitectura de la red.

Un ejemplo es cuando hay una línea de transmisión que no está conectada a una subestación. En este caso, se elimina la línea de transmisión de la lista de líneas y se agrega una inyección para cada barra en los extremos de la línea.

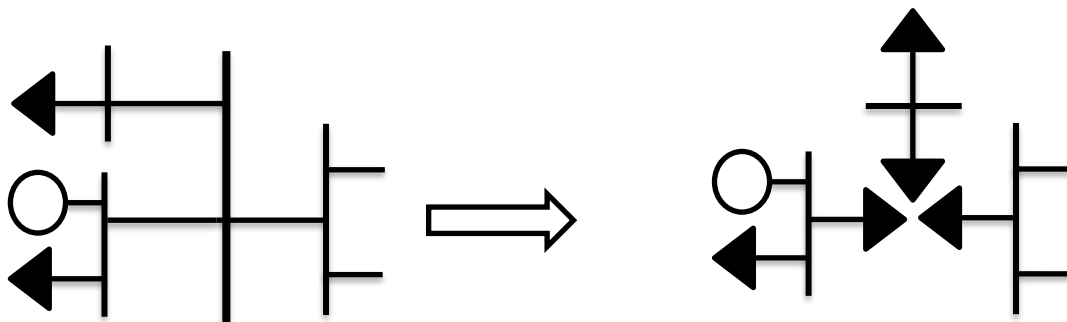


Figura 4.2.4.a – Reglas reducción de barras que no se pueden medir

4.2.5. Regla de barras de derivación

Las derivaciones de conmutación utilizadas para control son otro ejemplo de situaciones en las que una barra puede tener inyección, pero posiblemente no tenga transformadores de medida necesarios para la utilización de una PMU, especialmente si no se encuentra en una subestación. Aun así, se puede calcular la inyección en dichas barras, haciendo que la falta de un PMU en ellas no afecte la capacidad de observabilidad del sistema.

Si una barra con una derivación de conmutación está conectada únicamente a otras dos barras, entonces esa barra puede eliminarse de la lista de barras y se debe conectar una sola línea a las barras vecinas de la derivación conmutada.

4.2.6. Regla de capacitor serie

Un capacitor en serie es un ejemplo de un elemento en las barras que no son medibles, y su impacto en la observabilidad del sistema es insignificante. En este caso, se debe representar la

impedancia combinada del condensador en serie y la línea de transmisión conectada mediante una sola línea. Solo las barras en los terminales de esta nueva línea deben incluirse en la lista de barras; todas las barras intermedias utilizadas para representar el capacitor no deben ser representadas.

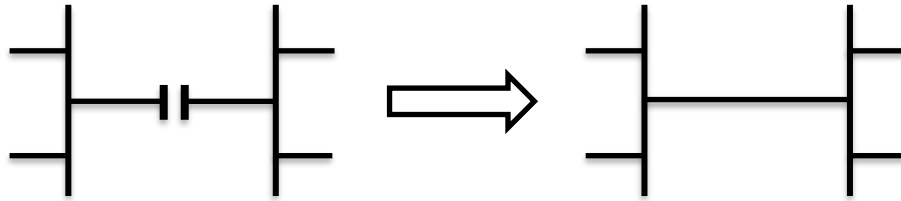


Figura 4.2.6.a – Reglas reducción de capacitor serie

4.2.7. Regla de barra simulada y barra falsa

Algunas barras que no afectan la capacidad de monitoreo de un conjunto de PMU se tratan como si fueran barras reales. Esto significa que se agregan más barras y líneas al sistema, lo que podría aumentar el número de PMU necesarios para cubrir todo el sistema. Estas barras pueden ser de dos tipos: barras simuladas o barras sin inyección.

- Barras simuladas: No existen físicamente en el sistema, pero se usan para simplificar el modelo matemático.
- Barras sin inyección: Existen físicamente en el sistema, pero no tienen ninguna carga ni generación conectada.

Dado que estas barras no afectan la observabilidad de las otras barras, se pueden eliminar del modelo de colocación. Al eliminar estas barras, se combinan las líneas que las conectan en una sola línea que va entre las dos barras verdaderas. De esta manera, se reduce el número de barras y líneas del sistema, y se disminuye el número de PMU necesarios.

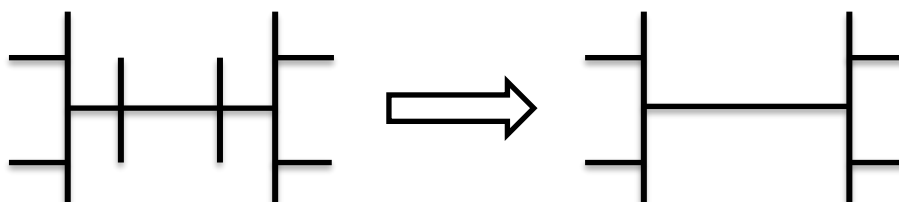


Figura 4.2.7.a – Reglas reducción barras simuladas y falsas

4.3. Red de potencia en estudio: Empresa Provincial de Energía de Santa Fe.

Durante este proyecto, hemos explorado en detalle los fundamentos de los sincrofasores y los equipos de medición que se utilizan, específicamente las Unidades de Medición Fasorial (PMU) y los Concentradores de Datos Fasoriales (PDC). También hemos abordado la complejidad inherente a la implementación de estas tecnologías y distintos métodos empleados para determinar la ubicación óptima de las PMUs, con el fin de lograr una observabilidad completa del sistema eléctrico.

Para ilustrar y ejemplificar algunas de las metodologías discutidas, proponemos aplicarlas en la red de distribución de la Empresa Provincial de Energía (EPE) en la provincia de Santa Fe en forma teórica. Nuestro objetivo es conseguir la observabilidad completa utilizando la menor cantidad posible de PMUs, optimizando así los recursos disponibles.

El proceso incluirá la evaluación detallada de la red existente gracias a la guía de referencia, la identificación de puntos críticos para la ubicación estratégica de las PMUs, y la aplicación de reglas de reducción y algoritmos de optimización descritos mediante el programa Matlab. Este enfoque nos permitirá demostrar la efectividad de los métodos en un entorno real y ofrecer recomendaciones prácticas para implementar un sistema de monitoreo avanzado en la EPE.

De esta manera, concluiremos con un ejemplo práctico que ejemplifica las ideas teóricas abordadas en el proyecto.

La red operada por la EPE es amplia y diversa, con múltiples puntos conectados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) en 500 kV, y varios niveles de tensión que van desde 220 kV hasta 400V. Además, la red incluye instalaciones de generación distribuidas en varios puntos estratégicos. Dado su extenso territorio de aproximadamente 101,000 km², la EPE atiende a una gran cantidad de usuarios en toda la provincia.

Para el estudio práctico, se centrará en la red de 132 kV. Debido a los cambios constantes en la red, como el aumento de la demanda y su expansión, se tomará como referencia el estado normal de operación y el unifilar del año 2022. Esto se debe a que se cuenta con la mayor cantidad de

datos proporcionados por la guía de referencia de la EPE y se puede verificar fácilmente la existencia de equipos e instalaciones.

La guía de referencia contiene información esencial para los usuarios actuales y futuros de toda la red de 132 kV, incluyendo pronósticos de demanda considerando tanto el crecimiento vegetativo como las demandas extratendenciales previstas. También se incluye un plan de obras proyectado para mejorar el rendimiento y la confiabilidad de la red, cumpliendo con las necesidades básicas de suministro y calidad de servicio. En resumen, la guía proporciona análisis de la condición actual y futuras proyecciones de la red.

La red está integrada en el SADI y se conecta eléctricamente a través de líneas y estaciones transformadoras de interconexión. Las interconexiones más importantes se realizan con TRANSENER en las estaciones transformadoras de Rosario Oeste, Santo Tomé, Romang y Río Coronda, con TRANSBA en la ET San Nicolás y, a través de esta, con la central térmica de San Nicolás, con ENERSA y diversas centrales térmicas

Además, la red de 132 kV se divide en subsistemas, definidos como secciones de red que, en condiciones normales de operación, están conectadas al SADI a través de los mismos puntos de interconexión. Este enfoque limita la potencia de cortocircuito y minimiza los efectos de las fallas en la continuidad del servicio. La transferencia de carga entre subsistemas es generalmente limitada debido a la topología radial de la red y la posible sobrecarga de instalaciones o niveles de tensión inaceptables.

A continuación, se presenta un esquema unifilar que detalla los diferentes subsistemas en el año 2022 presentado en la guía de referencia utilizada.

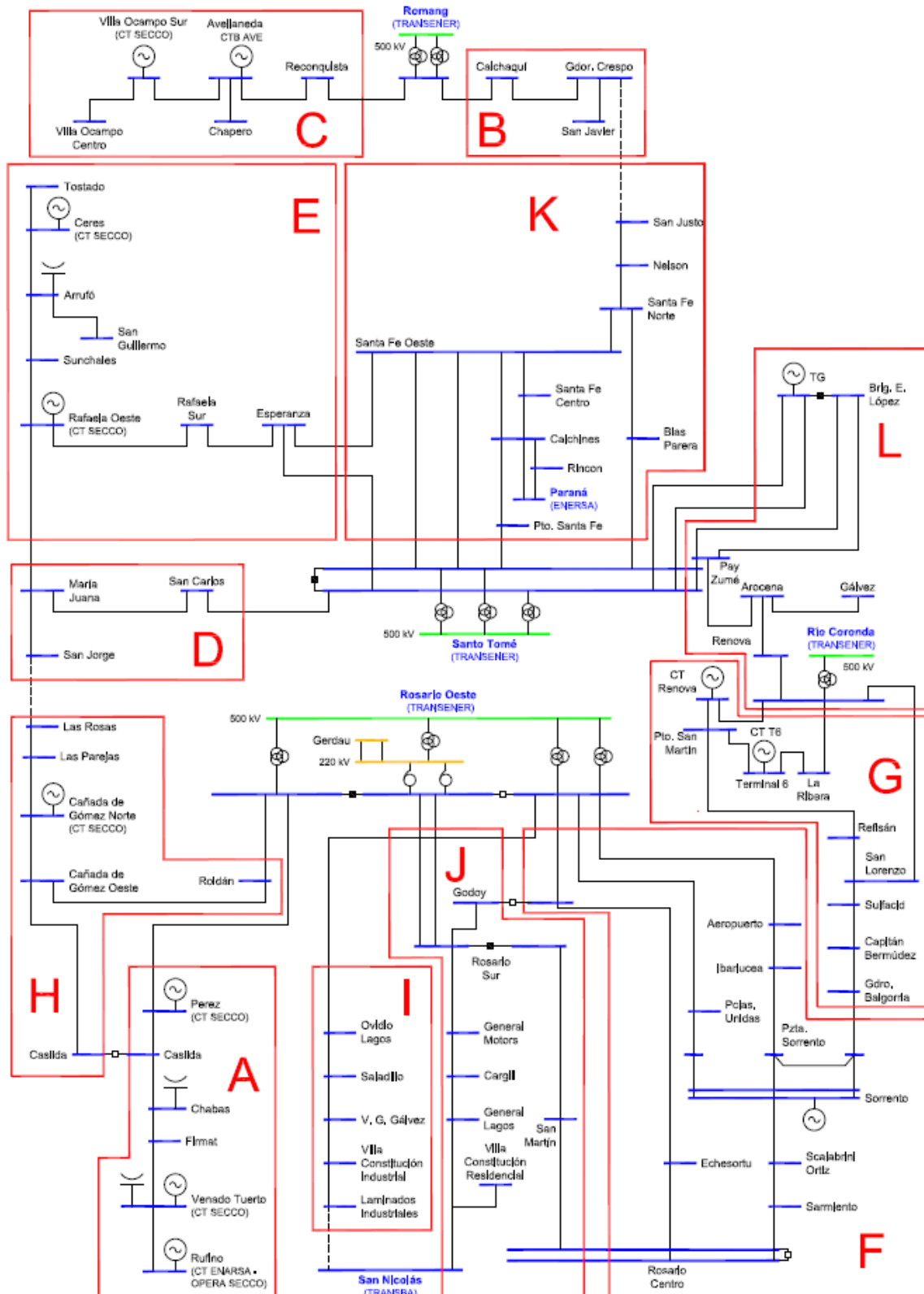


Figura 4.3.a – Unifilar EPE 132 kV con Subsistemas

Para interiorizarnos con sistema de 132 kV de la EPE, se informa sobre la interconexión de cada subgrupo con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), y breves comentarios.

- **Subsistema A:**
 - Está vinculado al SADI en 132 kV a través de la salida Pérez de la ET Rosario Oeste.
- **Subsistema B:**
 - Se conecta al SADI en 132 kV desde la ET Romang, y alimenta a las EETT Calchaquí, Gobernador Crespo y San Javier.
- **Subsistema C:**
 - Se vincula al SADI en 132 kV a través de la salida Reconquista de la ET Romang, y alimenta las EETT Reconquista, Avellaneda (donde también se conecta la CT de Biogas), Chaperó, Villa Ocampo Sur (en donde acomete la CT de SECCO), y Villa Ocampo Centro.
- **Subsistema D:**
 - Está conectado al SADI en 132 kV por medio de la salida San Carlos de la ET Santo Tomé, alimentando las EETT ubicadas en las localidades de San Carlos, María Juana, San Jorge.
- **Subsistema E:**
 - Se conecta al SADI a través de la salida Esperanza en la ET Santo Tomé y ET Santa Fe Oeste, y salida María Juana en la ET Rafaela Oeste. Abastece las ciudades de Esperanza, Rafaela y la región noroeste de la provincia hasta Tostado.
- **Subsistema F:**
 - Este es el subsistema más importante, desde el punto de vista de la demanda abastecida y de las instalaciones que incluye. Está alimentado desde el SADI a través de las EETT Rosario Oeste y Río Coronda, quedando estos puntos eléctricamente vinculados entre sí a través de la red de 132 kV de EPESF en operación normal. Cabe destacar que este subsistema aún se encuentra vinculado al otro subsistema del nodo Río Coronda.
- **Subsistema G:**
 - Está alimentado desde el SADI a través de las EETT Río Coronda y Rosario Oeste, quedando estos puntos eléctricamente vinculados entre sí a través de la red de 132 kV de EPESF en operación normal.

- En operación normal, y debido a que la línea entre ET San Lorenzo y Rosario Oeste no está considerada en ningún flujo de potencia de la guía de referencia, no la tendremos en cuenta. Por lo tanto, no consideramos una vinculación directa con esta línea.
- **Subsistema H:**
 - Se conecta al SADI en 132 kV desde la salida que va desde la ET Rosario Oeste de TRANSENER hacia la nueva ET Roldán y luego la ET Cda. De Gómez Oeste, extendiéndose por un lado en operación normal hacia la ET Casilda, y por otro hacia la ET Cañada de Gómez Norte (en donde acomete la nueva CT de SECCO), y hacia las EETT las Parejas y Las Rosas.
- **Subsistema I:**
 - Este subsistema se conecta al SADI en 132 kV desde la salida que va desde la ET Rosario Oeste de TRANSENER hacia la ET Ovidio Lagos, alimentando además las EETT Villa Constitución Industrial, Villa Gobernador Gálvez, Saladillo y Laminados Industriales.
 - Rosario Oeste es el único punto de interconexión, ya que la línea entre la ET San Nicolás de TRANSBA y la ET Laminados Industriales se encuentra fuera de servicio de forma permanente por seguridad pública.
- **Subsistema J:**
 - Se encuentra vinculado al SADI en 132 kV a través de las EETT Rosario Oeste (TRANSENER) y San Nicolás (TRANSBA), y alimenta las demandas de las EETT Rosario Sur (y desde aquí San Martín, R. Centro y Godoy), General Motors, Cargill, General Lagos, y Villa Constitución Residencial.
 - Se considera la nueva ET Mendoza, intercalada a través de cables entre las EETT San Martín y Rosario Centro.
- **Subsistema K:**
 - Este es otro de los subsistemas más importantes, desde el punto de vista de la demanda abastecida y de las instalaciones incluidas. Se conecta al SADI a través de las salidas de la ET Santo Tomé: Santa Fe Oeste, Blas Parera y Pto. Santa Fe. Abastece la ciudad de Santa Fe, constituyendo a su vez una de las vinculaciones de ENERSA con el SADI.

- **Subsistema L:**
 - Se conecta al SADI desde la ET Río Coronda con la salida de 132 kV Renova; y desde la ET Santo Tomé con las salidas de 132 kV Pay Zumé y Brig. Estanislao López I y II.

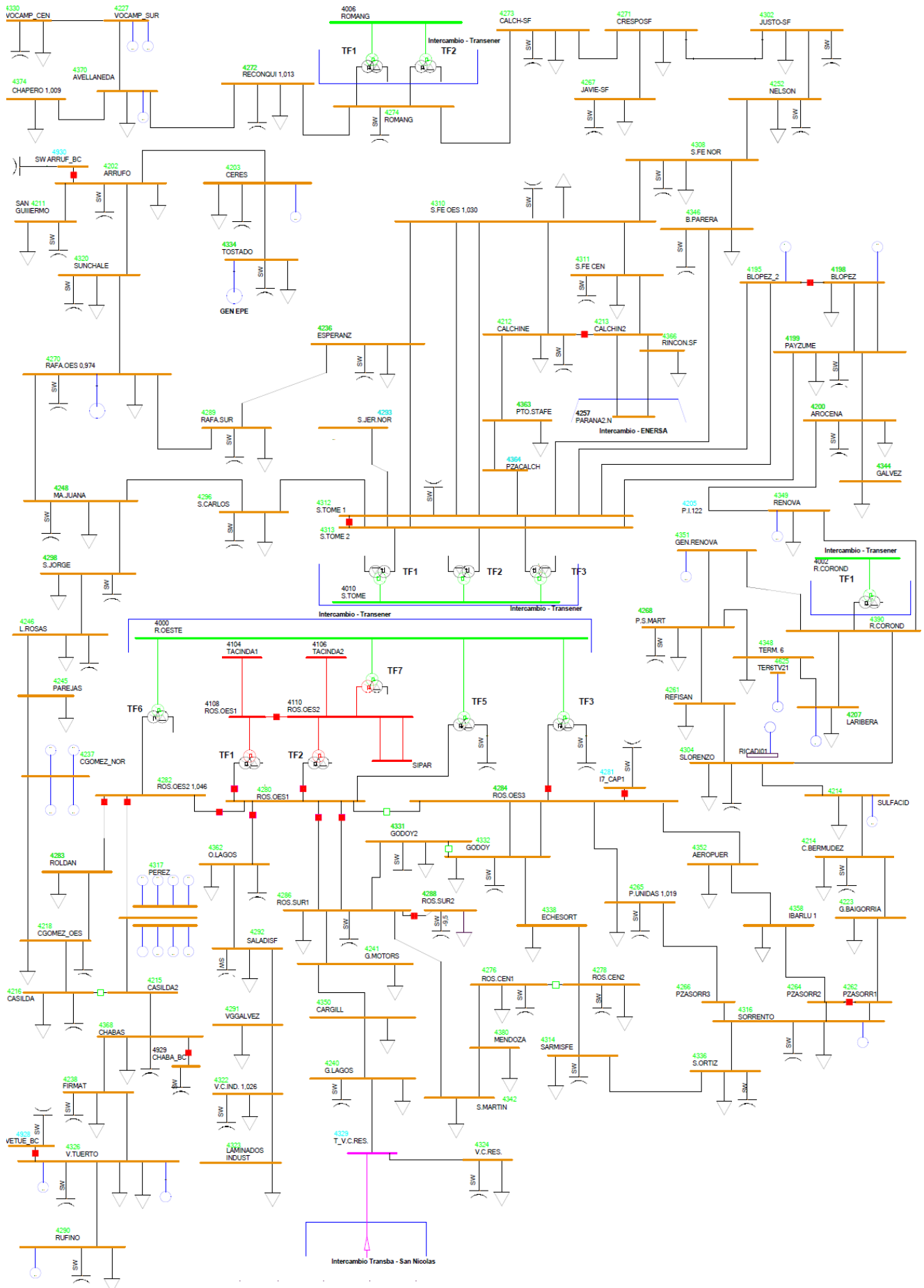
4.4. Planteo de problema y estudio

La información esencial para abordar el problema planteado consiste en una lista de las barras de la red a estudiar y las líneas que las conectan. Además, es necesario identificar qué barras actúan como puntos de inyección, es decir, aquellas que cuentan con generación o demanda. Para ello, disponemos del diagrama unifilar proporcionado en la guía de referencia correspondiente al año 2022, el cual incluye las interconexiones mencionadas anteriormente.

En la Figura 4.4.a se presenta el diagrama unifilar de media tensión de la Empresa Provincial de Energía (EPE) con las barras que serán objeto de estudio. Es importante señalar que el diagrama unifilar muestra múltiples niveles de tensión, además de 132 kV, y las interconexiones con otras distribuidoras y el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Además, cabe mencionar que la representación de la generación en las ETs correspondientes se muestra conectada directamente en las barras de 132 kV. Aunque todas estas generan a un nivel de tensión más bajo y cuentan con su transformador elevador, al estar dentro de las ETs, se las considera conectadas directamente a las barras principales de 132 kV de las ETs.

Este diagrama unifilar servirá como base para nuestro estudio; posteriormente, aplicaremos simplificaciones y reglas de reducción para obtener un diagrama unifilar simplificado o modelo de colocación que nos permita abordar el problema de optimización de PMUs de manera efectiva y poder aplicar así los diferentes métodos antes descriptos a través del simulador creado en MATLAB.



En la tabla siguiente se ordena la lista de barras presentes en el diagrama unifilar. Cada barra está identificada con un código para su referencia, este código es interno de la EPE según la guía de referencia.

Cant.	TAG EPE	Nombre ET	kV
1	4195	BRIG. E. LOPEZ 2	132
2	4198	BRIG. E. LOPEZ	132
3	4199	PAYZUME	132
4	4200	AROCENA	132
5	4202	ARRUFO	132
6	4203	CERES	132
7	4207	LA RIBERA	132
8	4211	SAN GUILLERMO	132
9	4212	CALCHINES	132
10	4213	CALCHINES 2	132
11	4214	CAP. BERMUDEZ	132
12	4215	CASILDA 2	132
13	4216	CASILDA	132
14	4218	C. GOMEZ OESTE	132
15	4223	G. BAIGORRIA	132
16	4227	V. OCAMPO SUR	132
17	4236	ESPERANZA	132
18	4237	C. GOMEZ NORTE	132
19	4238	FIRMAT	132
20	4240	GENERAL LAGOS	132
21	4241	GENERAL MOTORS	132
22	4245	LAS PAREJAS	132
23	4246	LAS ROSAS	132
24	4248	MARÍA JUANA	132
25	4252	NELSON	132
26	4261	REFISAN	132
27	4265	PROVINCIAS UNIDAS	132
28	4267	SAN JAVIER	132
29	4268	PUERTO SAN MARTIN	132
30	4270	RAFAELA OESTE	132
31	4271	GRESPO	132
32	4272	RECONQUISTA	132
33	4273	CALCHINES	132
34	4274	ROMANG	132
35	4276	ROSARIO CENTRO 1	132
36	4278	ROSARIO CENTRO 2	132
37	4280	ROSARIO OESTE 1	132
38	4282	ROSARIO OESTE 2	132
39	4283	ROLDAN	132
40	4284	ROSARIO OESTE 3	132
41	4286	ROSARIO SUR 1	132
42	4288	ROSARIO SUR 2	132
43	4289	RAFAELA SUR	132
44	4290	RUFINO	132
45	4291	V. GOB. GALVEZ	132
46	4292	SALADILLO	132
47	4296	SAN CARLOS	132
48	4298	SAN JORGE	132
49	4302	SAN JUSTO	132
50	4304	SAN LORENZO	132
51	4308	SANTA FE NORTE	132
52	4310	SANTA FE OESTE	132
53	4311	SANTA FE CENTRO	132
54	4312	SANTO TOME 1	132
55	4313	SANTO TOME 2	132
56	4314	SARMIENTO	132
57	4316	SORRENTO	132
58	4317	PEREZ	132
59	4318	SULFACID	132
60	4320	SUNCHALES	132
61	4322	V. C. INDUSTRIAL	132
62	4323	LAM. INDUSTRIALES	132
63	4324	V. C. RESIDENCIAL	132
64	4326	VENADO TUERTO	132
65	4330	V. OCAMPO CENTRO	132
66	4331	GODOY2	132
67	4332	GODOY	132
68	4334	TOSTADO	132
69	4336	SCALABRINI ORTIZ	132
70	4338	ECHESORTU	132
71	4342	SAN MARTIN	132
72	4344	GALVEZ	132
73	4346	BLAS PARERA	132
74	4348	TERMINAL 6	132
75	4349	RENOVA	132
76	4350	CARGILL	132
77	4351	CT GEN RENOVA	132
78	4352	AEROPUERTO	132
79	4358	IBARLUCEA	132
80	4362	OVIDIO LAGOS	132
81	4363	PUERTO SANTA FE	132
82	4366	RINCON	132
83	4368	CHABAS	132
84	4374	CHAPERO	132
85	4370	AVELLANEDA	132
86	4380	MENDOZA	132
87	4390	RIO CORONDA	132
88	4929	CHABA_BC	132
89	4928	VETUE_BC	132
90	4329	T_V.C.RES	132
91	4266	PZASORR3	132
92	4264	PZASORR2	132
93	4262	PZASORR1	132
94	4281	I7_CAP	132
95	4364	PZACALCH	132
96	4930	ARRUF_BC	132
97	4000	R.OESTE	500
98	4104	TACINDA1	220
99	4106	TACINDA2	220
100	4108	ROS.OES1	220
101	4110	ROS.OES2	220
102	4010	S.TOME	500
103	4002	R. COROND	500
104	4006	ROMANG	500

Tabla 4.4.a – Código de barras de unifilar base EPE S.F.

4.4.1. Aplicación de reglas de reducción en la Red EPE

En base al unifilar presentado en operación normal de la EPE 132 kV año 2022 en la Figura 4.4.a, se aplican las reglas de reducción mencionadas anteriormente. Dado que muchas de las reglas de reducción aplicadas se repiten, se ejemplificarán las más importantes. Luego, se presentará el unifilar final, nuestro modelo de colocación, el cual nos permitirá aplicar los métodos correspondientes para la ubicación óptima de los PMUs en un simulador.

Una de las primeras reglas generales establece que cualquier carga o generación representada se considerará como una inyección en la barra. Esto también incluye los bancos de capacitores conectados a la barra. Independientemente del símbolo que aparezca en el diagrama unifilar, si hay alguno de estos componentes, siempre se considerará una sola inyección. Por eso, después de aplicar la regla, solo se deja el símbolo de demanda y el de generador para representar el intercambio con el SADI, Transba o Enersa, aunque a efectos prácticos sea lo mismo.

A continuación, se presentarán las reglas que se han aplicado en cada estación transformadora. Se mostrará el unifilar de la ET antes y después de aplicar las reglas de reducción. Cada figura muestra los códigos de las barras en color negro. Luego de aplicar las reglas de reducción, los códigos de las barras eliminadas debido a estas reglas se indicarán en color rojo y las que permanecen en color violeta.

4.4.1.1. ET Santo Tomé

En Santo Tomé, se presenta un intercambio con Transener en 500 kV. La ET cuenta con más de un nivel de tensión, varios transformadores y múltiples barras. Además, las barras en operación normal se encuentran vinculadas.

En la Figura 4.4.1.1.a se muestra el unifilar de la ET Santo Tomé sin aplicar ninguna regla de reducción. En la Figura 4.4.1.1.b se presenta el mismo unifilar con las reglas de reducción aplicadas.

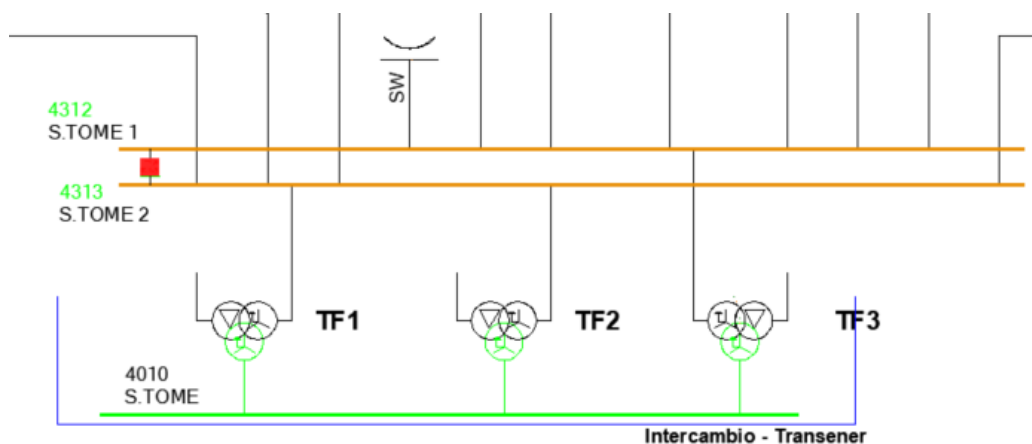


Figura 4.4.1.1.a – ET Santo Tome unifilar

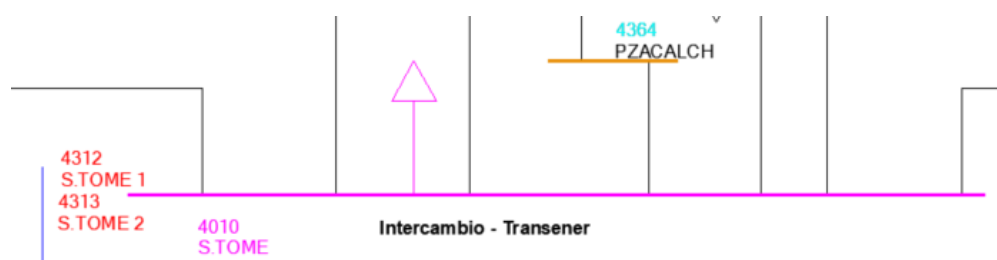


Figura 4.4.1.1.b – ET Santo Tome unifilar con reglas de reducción aplicadas.

En este caso se ha aplicado la regla de reducción de los transformadores, priorizando la barra de mayor tensión, es decir, la del primario de los transformadores.

4.4.1.2. ET Romang

En la ET Romang, se presenta un intercambio con Transener en 500 kV. La ET cuenta con más de un nivel de tensión, varios transformadores y múltiples barras.

En la Figura 4.4.1.2.a se muestra el unifilar de la ET Romang sin aplicar ninguna regla de reducción. En la Figura 4.4.1.2.b se presenta el mismo unifilar con las reglas de reducción aplicadas.

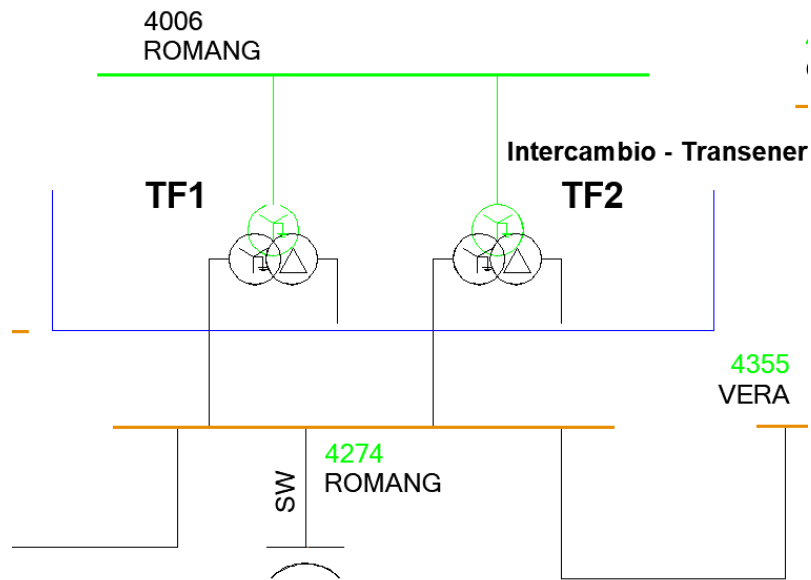


Figura 4.4.1.2.a – ET Romang unifilar.

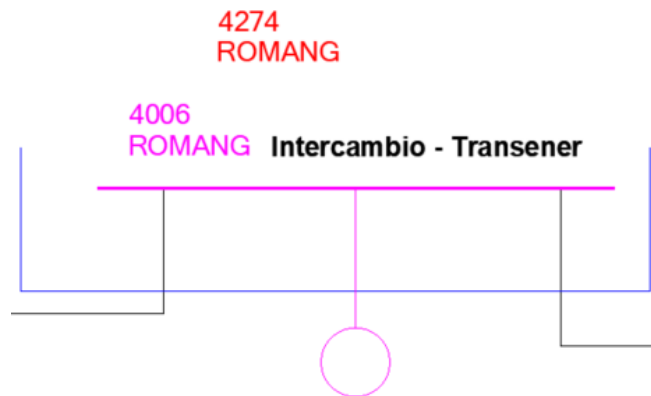


Figura 4.4.1.2.b – ET Romang unifilar con reglas de reducción aplicadas.

En este caso se ha aplicado la regla de reducción de los transformadores, priorizando la barra de mayor tensión, es decir, la del primario de los transformadores.

4.4.1.3. ET Rio Coronda

En la ET Rio coronda, se presenta un intercambio con Transener en 500 kV. La ET cuenta con más de un nivel de tensión, un transformador y dos barras.

En la Figura 4.4.1.3.a se muestra el unifilar de la ET Rio coronda sin aplicar ninguna regla de reducción. En la Figura 4.4.1.3.b se presenta el mismo unifilar con las reglas de reducción aplicadas.

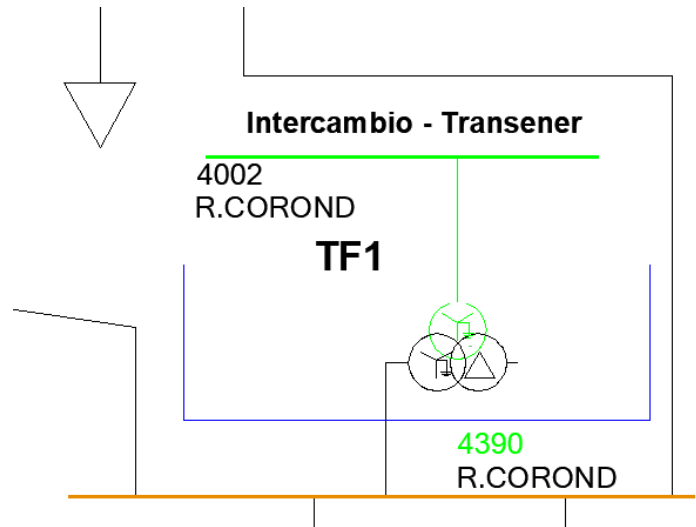


Figura 4.4.1.3.a – ET R. corond unifilar.

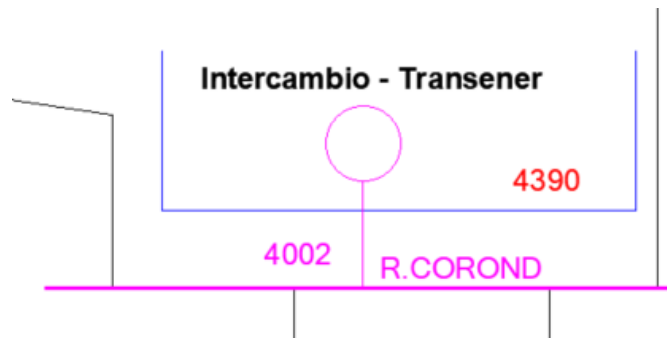


Figura 4.4.1.3.b – ET R. corond unifilar con reglas de reducción aplicadas.

En este caso se ha aplicado la regla de reducción de los transformadores, priorizando la barra de mayor tensión, es decir, la del primario de los transformadores.

4.4.1.4. ET Sorrento

En la ET Sorrento, presenta generación, demanda y banco de capacitores. Además, en operación normal, las barras PZASORR1 y PZASORR2 en operación normal se encuentran vinculadas.

En la Figura 4.4.1.4.a se muestra el unifilar de la ET Sorrento sin aplicar ninguna simplificación. En la Figura 4.4.1.4.b se presenta el mismo unifilar con las simplificaciones aplicadas.

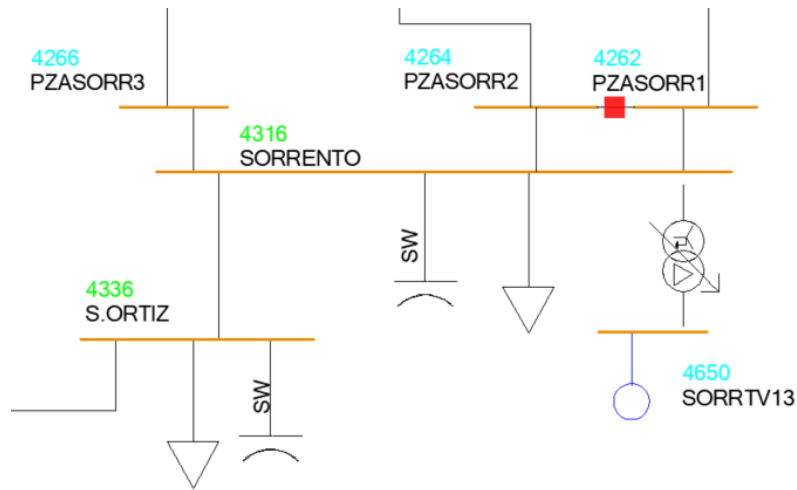


Figura 4.4.1.4.a – ET Sorrento unifilar.

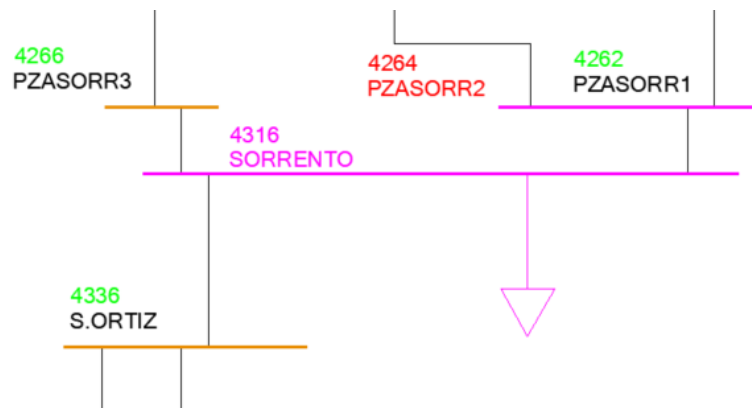


Figura 4.4.1.4.b – ET Sorrento unifilar con reglas de reducción aplicadas.

En este caso, se ha aplicado una simplificación, se representó una sola demanda para indicar que es una barra de inyección. También, en el caso de PZASORR1 y PZASORR2, que están vinculadas permanentemente en operación normal, se las ha considerado como una sola barra. Este tipo de simplificación se repite a lo largo de las ET que presentan un caso similar.

4.4.1.5. ET Calchine y ET Rincón

Tanto en la ET Calchine como la ET Rincón presentan intercambio con ENERSA. En este caso, ambas ETs están conectada a la barra perteneciente a ENERSA.

En la Figura 4.4.1.5.a se muestra el unifilar de las ETs sin aplicar ninguna regla de reducción. En la Figura 4.4.1.5.b se presenta el mismo unifilar con las simplificaciones aplicadas.

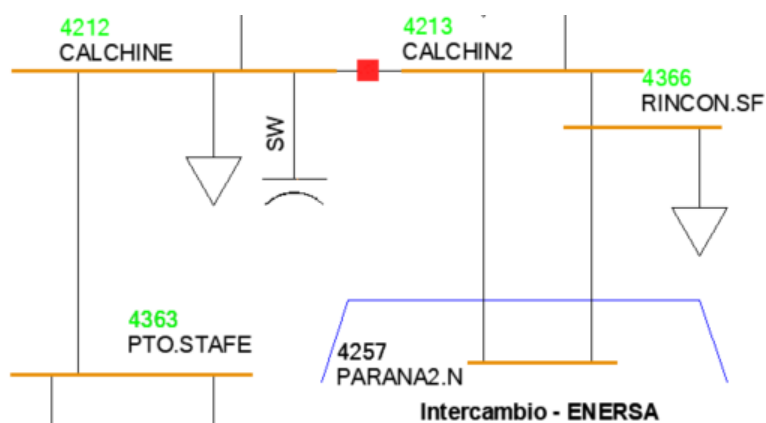


Figura 4.4.1.5.a – ET Calchine y ET Rincón unifilar.

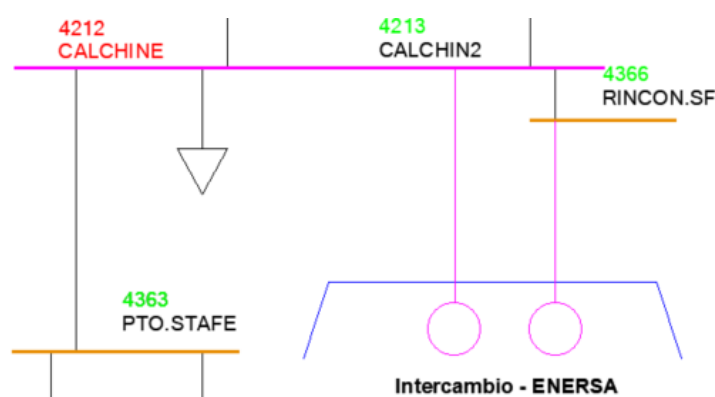


Figura 4.4.1.5.b – ET Calchine y ET Rincón unifilar con simplificación.

En este caso, el intercambio con ENERSA se representa como una inyección. En definitiva, el diagrama unifilar se simplifica dejando cada ET con un símbolo de generador, lo que indica que estas barras cuentan con inyección. Además, se considera como una única barra a CALCHINE y CALCHIN2 en operación normal.

4.4.1.6. ET Rosario Oeste

La ET Rosario Oeste tiene un intercambio con Transener en 500 kV. La ET cuenta con más de un nivel de tensión: 500 kV, 220 kV, 132 kV. Además, dispone de varios transformadores y múltiples barras conectadas a los diferentes niveles de tensión.

En la Figura 4.4.1.6.a se muestra el unifilar de la ET Rosario Oeste sin aplicar ninguna regla de reducción. En la Figura 4.4.1.6.b se presenta el mismo unifilar con las reglas de reducción aplicadas.

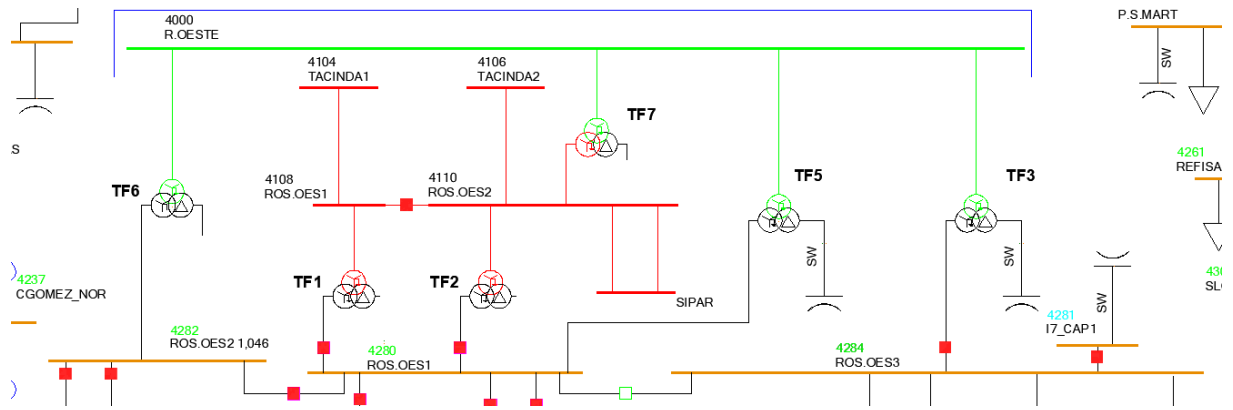


Figura 4.4.1.6.a – ET Rosario Oeste unifilar.

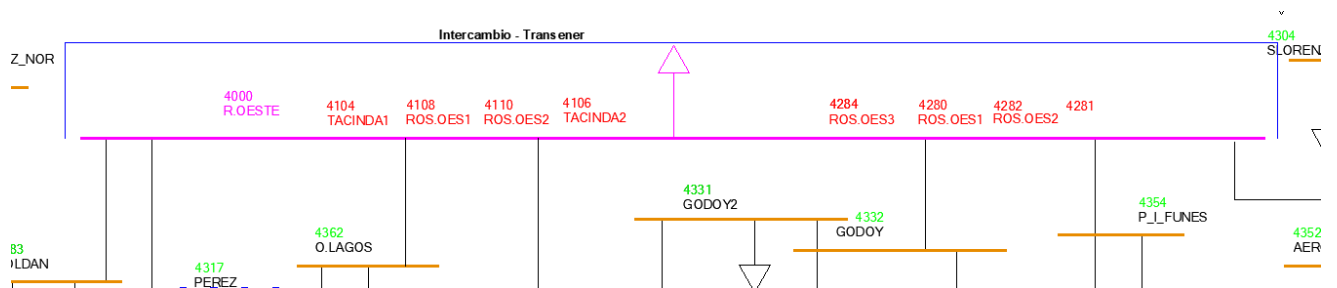


Figura 4.4.1.6.b – ET Rosario Oeste unifilar con reglas de reducción aplicadas.

En este caso se ha aplicado la regla de reducción de los transformadores, priorizando la barra de mayor tensión, es decir, la del primario de los transformadores.

Es importante notar que en esta ocasión se ha aplicado varias veces la regla de los transformadores, ya que la ET cuenta con múltiples transformadores que finalmente terminan conectando todos los niveles de tensión existentes en la subestación.

4.4.1.7. ET Villa Constitución Residencial

La ET V.C. Residencial tiene un intercambio con Transba. El intercambio con Transba, se realiza a través de un nodo de derivación. Esta barra se representa en color violeta

En la Figura 4.4.1.7.a se muestra el unifilar de las ET sin aplicar ninguna regla de reducción. En la Figura 4.4.1.7.b se presenta el mismo unifilar con la suplicación aplicada.

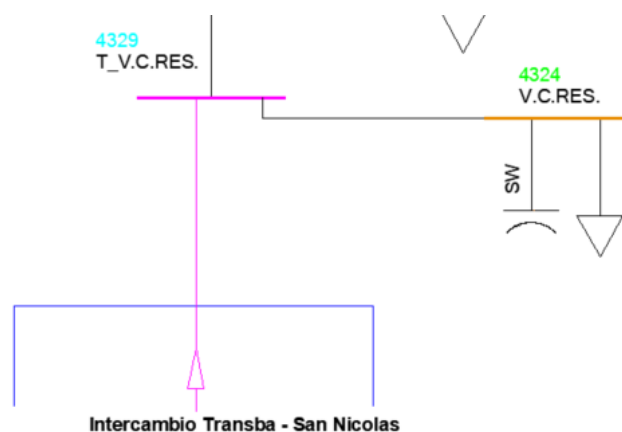


Figura 4.4.1.7.a – ET. V.C. Residencial unifilar.

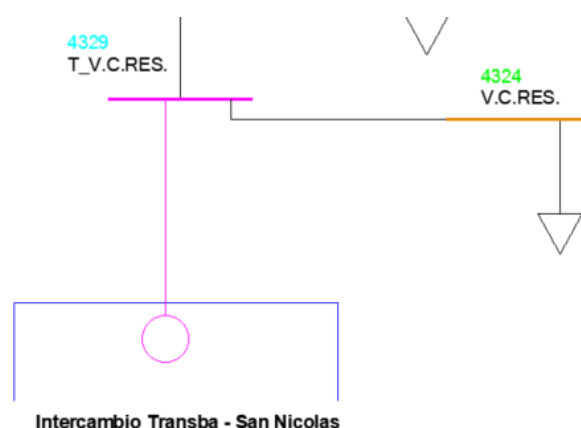


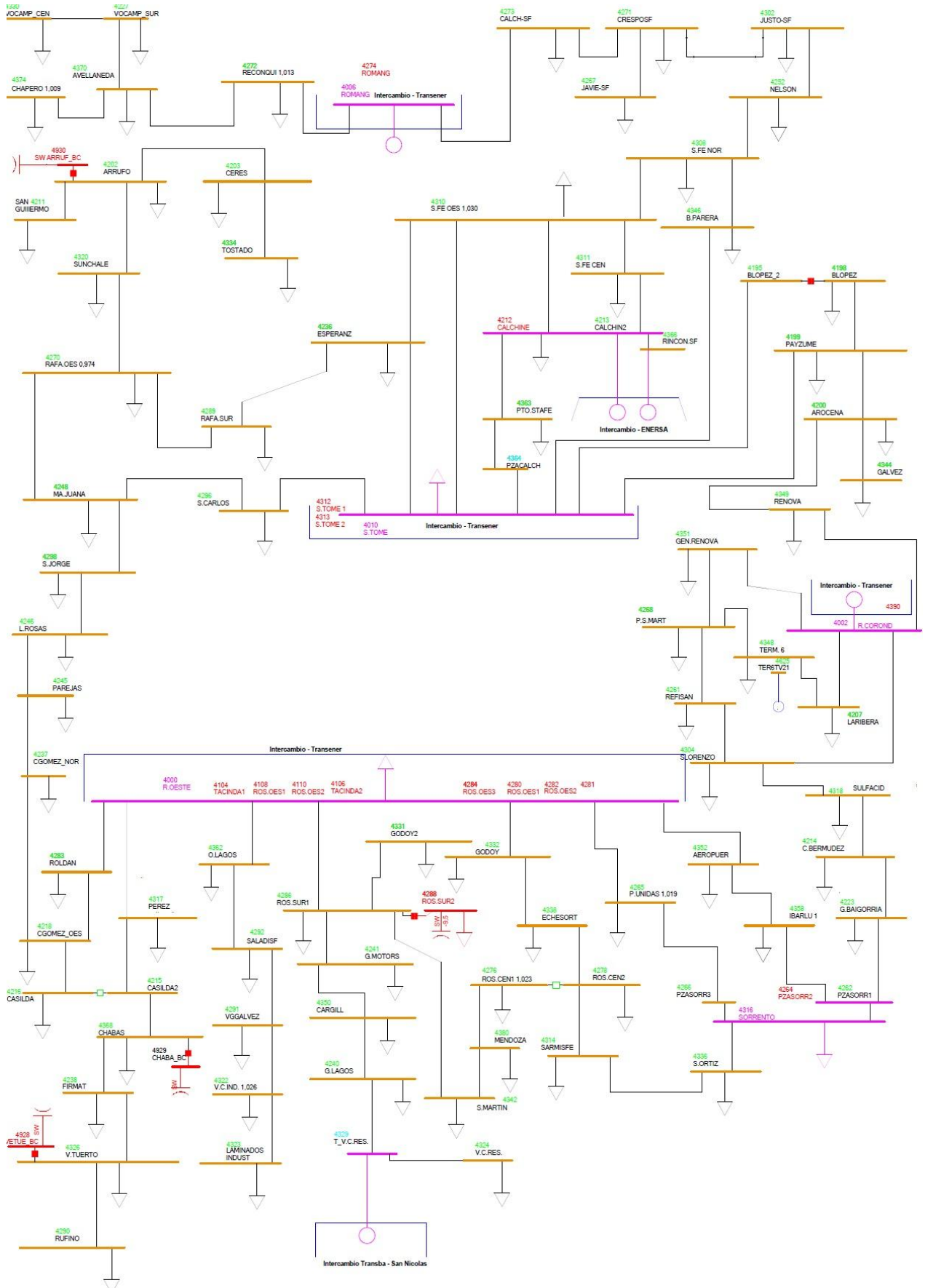
Figura 4.4.1.7.b – ET. V.C. Residencial unifilar con simplificación.

En este caso, se representan los intercambios con Transba con inyección representada con un símbolo de generación.

Es importante tener en cuenta que la barra violeta es una barra en la cual no se podrá instalar un PMU, ya que es solamente una derivación.

4.4.1.8. Unifilar con reglas de reducción aplicadas

En los puntos anteriores se han descrito las reglas de reducción aplicadas a los puntos más importantes. En la siguiente imagen, la Figura 4.4.1.8.a, se presenta el unifilar con las reglas de reducción aplicadas, lo que corresponde a nuestro modelo de colocación. Las modificaciones realizadas se indican en color violeta.



4.5. Aplicación de métodos de optimización para la ubicación de PMU en modelo de la Red EPE 132 kV

Uno de los propósitos de este proyecto consiste en obtener observabilidad completa de una red eléctrica mediante el uso de PMUs. Como se mencionó previamente, se centra en el caso de la red de la distribuidora eléctrica EPE de Santa Fe.

La observabilidad de una red eléctrica es una propiedad que determina si es posible deducir el estado de todos los nodos y ramas de la red a partir de las mediciones disponibles. Sin embargo, lograr la esto no siempre es sencillo, ya que depende de la cantidad y ubicación de las mediciones, así como de la topología y configuración de la red.

Para abordar esta problemática, es necesario utilizar un sistema computacional potente y flexible. Por lo tanto, después de evaluar diversas opciones, se propone emplear MATLAB como herramienta.

MATLAB es un software de computación matemático ampliamente utilizado en ingeniería. Ofrece ventajas como el manejo eficiente de grandes volúmenes de datos, la realización de cálculos complejos, el diseño de algoritmos eficaces y la visualización gráfica de resultados. Además, cuenta con una amplia variedad de funciones y librerías probadas que facilitan el trabajo de análisis en sistemas eléctricos.

Tras realizar un exhaustivo análisis de las diversas opciones disponibles en la red de programas basados en MATLAB para resolver el desafío de ubicar óptimamente PMUs, se ha decidido utilizar el programa gratuito y de código abierto denominado PSAT.

Este software fue diseñado por el Dr. Federico Milano, un ingeniero eléctrico de nacionalidad italiana que ha trabajado en prestigiosas universidades como la Universidad de Waterloo en Canadá, la Universidad de Dublín y la Universidad de Castilla-La Mancha en España. Además, ha sido reconocido por la IEEE por sus contribuciones en el modelado y simulación de sistemas de potencia, y en los últimos años, ha sido editor de diversas revistas de la IEEE.

PSAT, también conocida como Power System Analysis Toolbox, ofrece una amplia gama de funcionalidades para el análisis y diseño de sistemas eléctricos. Entre estas funcionalidades se

incluyen el flujo de potencia de continuación, el flujo de potencia óptimo, el análisis de estabilidad de pequeña señal, la simulación en el dominio del tiempo y la ubicación óptima de PMUs.

La confianza en el programa radica en el profundo conocimiento y la experiencia del creador en el campo, especialmente en el desarrollo de herramientas para el análisis y control de sistemas eléctricos. Su trayectoria en ingeniería eléctrica y reconocimiento en organizaciones prestigiosas que respaldan la calidad y eficacia de sus contribuciones. PSAT lo utiliza en universidades alrededor del mundo y sus resultados han sido validados en diversos artículos, como el titulado "Comparison of PMU Placement Methods in Power Systems for Voltage Stability Monitoring" de Sindy Ramírez y Carlos Lozano.

Decidimos utilizar PSAT debido a su comprobada eficacia en diversos ámbitos y su disponibilidad como software libre. Además, PSAT permite utilizar varios métodos distintos para la ubicación de PMUs, como se describió anteriormente en el punto 4.1.2. Estos métodos incluyen el algoritmo de profundidad primero, el algoritmo de grafos, el algoritmo de seguridad recursiva N y el algoritmo de disparo único N-1. Esto nos permite compararlos de manera efectiva y rápida utilizando un único programa. Asimismo, PSAT está bien optimizado, lo que resulta en una considerable reducción de los tiempos de simulación y el costo computacional en comparación con programas más profesionales sin recaer en los costos asociados.

Al ser open source, PSAT ofrece la flexibilidad de modificar sus algoritmos internos según sea necesario. Además, tiene la posibilidad de ser utilizado por otros programas open source que se basan en el lenguaje compatible de Matlab, como GNU Octave, sin la necesidad de tener ninguna licencia paga.

Un aspecto importante a considerar es la capacidad de este programa para utilizar múltiples fuentes de información y procesarlas posteriormente según se desee. En nuestro caso, aprovecharemos la funcionalidad de PSAT que permite utilizar Simulink y la base de datos de PSAT, lo que nos permite representar de manera adecuada generadores, cargas, líneas y PMUs, entre otros. Esto nos permitirá modelar de manera fácil y precisa un caso complejo, como la red EPE, con las simplificaciones que detallaremos. De esta manera, exploraremos a continuación cómo la herramienta computacional PSAT puede ayudarnos a abordar este desafío.

4.5.1. Resultado de las simulaciones

En este apartado mostraremos los resultados del análisis propuesto, cuyo objetivo es encontrar la ubicación óptima de los PMUs para obtener observabilidad completa en la red EPE de 132 kV. Para estos resultados utilizamos el programa computacional Matlab, específicamente la subrutina de análisis de red eléctrica PSAT.

Antes de poder realizar el análisis y verificar nuestros resultados, debemos cargar y preparar los datos de la red para el programa PSAT. Utilizamos una función estándar de Matlab, conocida por todos: Simulink. Esta herramienta de Matlab permite representar gráficamente todo el sistema que vamos a estudiar.

El programa desarrollado por el doctor Milano tiene la ventaja de disponer de una biblioteca propia de Simulink con una serie de elementos para simplificar su representación. Aquí podemos encontrar máquinas generadoras, líneas con distintas configuraciones, cargas y otros elementos del sistema que la biblioteca base de Simulink no permite representar de manera sencilla.

Una de las ventajas de analizar la ubicación óptima de un PMU de estable, es la sencillez de utilizar únicamente la forma topológica del sistema. Por eso, representamos solo líneas, barras y generadores/cargas utilizando la biblioteca de PSAT. Para una representación más clara, toda generación o demanda conectada a las barras de las ETs se representó como una carga, mientras que los intercambios de potencia con el SADI y otras distribuidoras se representaron con un generador.

Es notable mencionar que un análisis detallado de cargabilidad, perfiles de tensión y datos intrínsecos de equipos no interviene en nuestro análisis. Por lo tanto, los datos de cada línea de conexión y barras no requieren una parametrización exacta. Cada característica interna se modela con parámetros nominales e iguales entre sí.

Para este estudio, tomamos como referencia el unifilar de la EPE de la Figura 4.4.1.8.a mostrada anteriormente, esto es nuestro modelo de colocación, donde ya se hicieron simplificaciones teniendo en cuenta las reglas de reducción y consideraciones planteadas. En el modelo de Simulink se representó cada barra mostrada en el unifilar con la nomenclatura interna de la EPE proporcionada por la guía de referencia.

En primera medida, a modo de prueba y para verificar la bibliografía, se realizaron una serie de simulaciones dejando los subsistemas en su estado original, es decir, antes de aplicar las simplificaciones mediante las reglas de reducción. Se observó un aumento significativo en los tiempos de simulación internos del programa. Por ejemplo, al agregar las dos capacitancias y el transformador en ET Sorrento, antes del generador, el tiempo necesario para encontrar la ubicación óptima de los PMUs aumentó en un 58%, sin afectar los demás resultados. Esto subraya la importancia de simplificar el modelo tanto como sea posible.

A continuación, se muestra una extracción del unifilar generado en Simulink. Es notable la similitud del unifilar cargado en Simulink con el unifilar de la Figura 4.4.1.8.a que utilizamos como base de estudio.

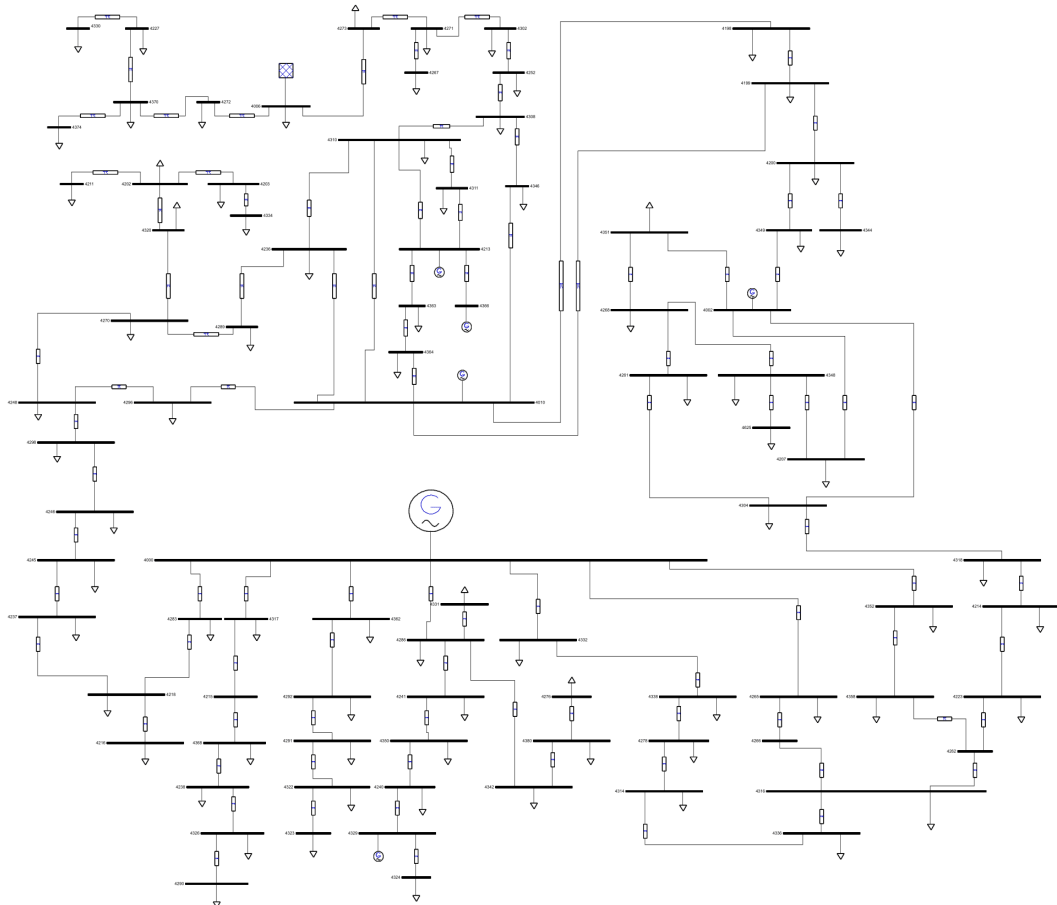


Figura 4.5.1.a – Unifilar generado en Simulink

En el modelo anterior, se tuvieron en cuenta una serie de consideraciones adicionales propias del sistema en estudio. Una de estas consideraciones es que se asumirá la existencia de un presupuesto suficiente para la instalación de todas las unidades de medición fasorial necesarias

para lograr una observabilidad completa, sin limitaciones en este aspecto. Además, se considerará que cada estación puede instalar un PMU sin problemas de comunicación ni otros inconvenientes constructivos específicos de cada caso. Para evitar abordar temas económicos, se asume que la instalación de un PMU en cada barra tiene un costo idéntico, tanto en términos de equipos, accesorios y mano de obra.

La única excepción a la regla de que se puede instalar un PMU en todas las estaciones transformadoras será en los casos donde existen derivaciones de líneas y no es posible instalar este equipo. Estos puntos se representarán en nuestro modelo como barras ficticias, como es el caso del nodo T.V.V RESIDENCIAL, número de barra: 4329.

Además, y no menos importante, CAMMESA ha considerado la instalación de PMUs en ETs pertenecientes a la EPE, como Rosario Oeste y Rafaela. Por lo tanto, en nuestro estudio, se ha tenido en cuenta esta premisa para calcular la ubicación de los PMUs.

Una vez realizado el modelo con todas las consideraciones necesarias en Simulink, comienza la parte en la que utilizamos el programa de Matlab PSAT. Este programa, como se mencionó anteriormente, se basa en la utilización de una serie de algoritmos programados en lenguaje Matlab. Para esto, se carga el modelo descrito anteriormente en Simulink en un formato legible por PSAT, con extensión "mdl".

PSAT es un programa que tiene una serie de configuraciones disponibles y, como se mencionó anteriormente, puede realizar distintos análisis según lo que se requiera, además tiene la capacidad de configurar parámetros y aspectos necesarios para la simulación.

En nuestro caso, utilizaremos únicamente la herramienta en la barra de menú Tool "PMU Placement", la herramienta que nos permite elegir los modos y métodos de optimización de ubicación de PMU. En la siguiente figura se muestra el interfaz de PSAT con el usuario, particularmente, se ve las ventanas y los parámetros editables para los distintos análisis que se quieran ejecutar.

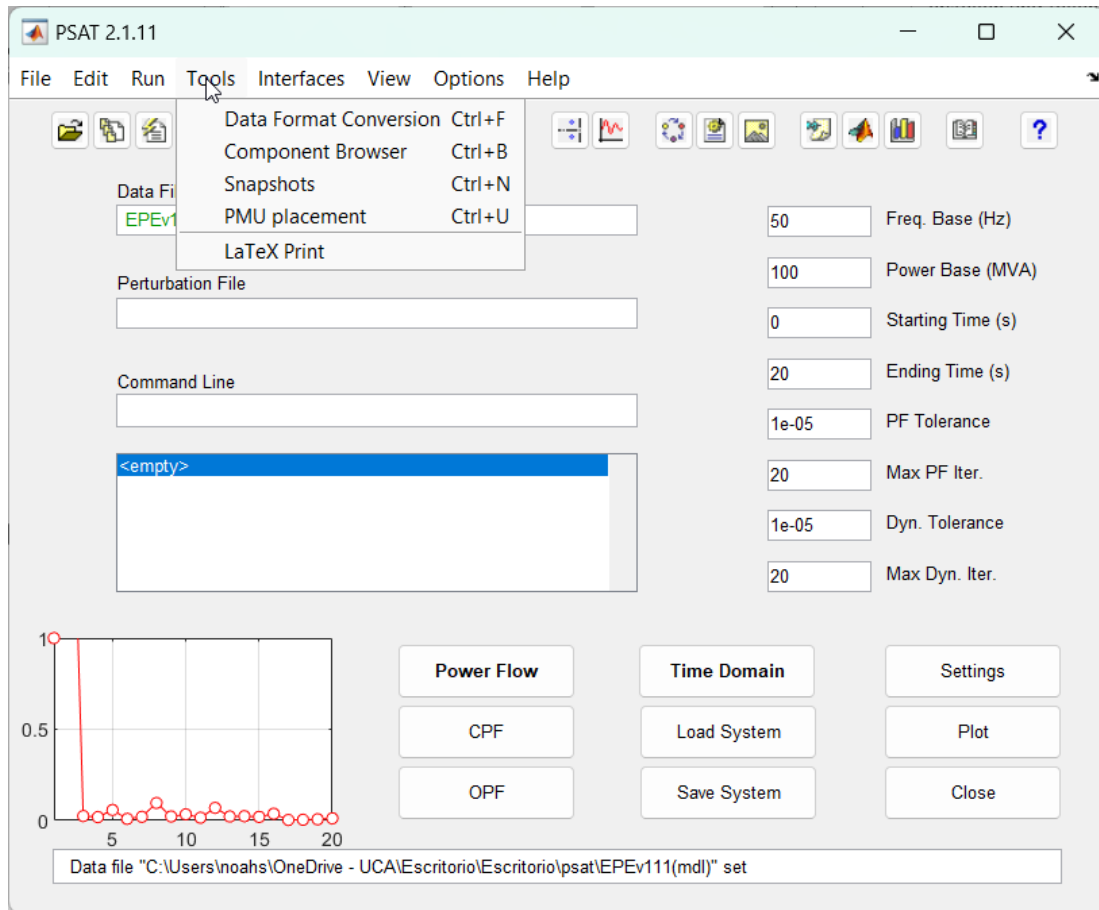


Figura 4.5.1.b – Interfaz usuario PSAT

Entre las configuraciones que el usuario puede elegir para los métodos de ubicación óptima de PMUs se encuentran varias de las que hemos descrito en el apartado 4.1.2, como el algoritmo de profundidad primero (Depth First) o el procedimiento teórico de grafos, que utilizaremos en este caso. Además, el usuario tiene la opción de utilizar otros métodos de ubicación, como el Algoritmo de Seguridad Recursiva N, el Algoritmo de Disparo Único N, o el Algoritmo de Seguridad Recursiva N-1. En la Figura 4.5.1.c se muestra el menú desplegable con los distintos métodos que ofrece PSAT.

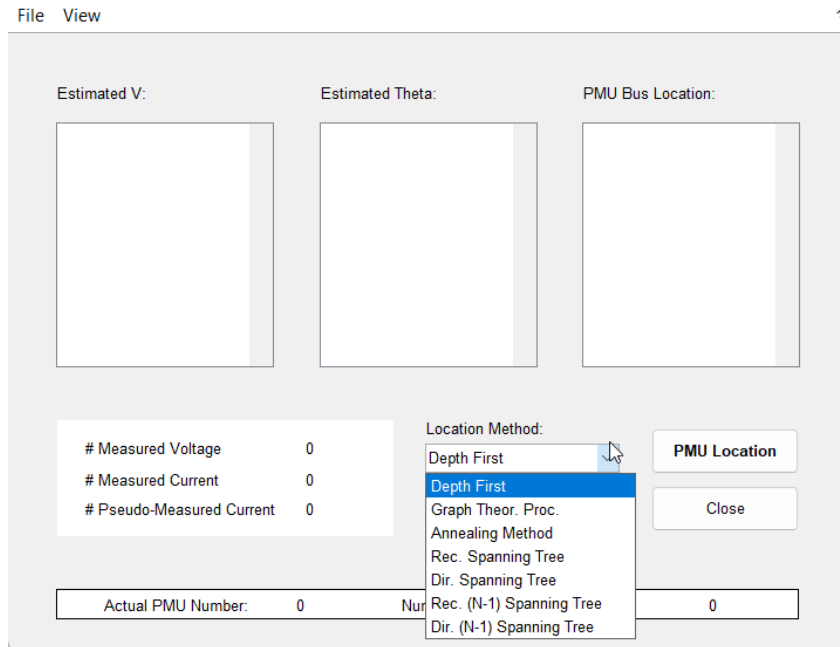


Figura 4.5.1.c – Menu desplegable PSAT – Elección de metodo

Para nuestro análisis utilizaremos el método de profundidad primero, o Deep First, ya que emplea aspectos más básicos en la ubicación de las PMUs y busca la observabilidad de todas las corrientes y tensiones del sistema de la manera más directa posible. Este algoritmo, para encontrar la solución óptima, utiliza las tres primeras reglas de ubicación descritas en el apartado 4.1.2.

En la figura siguiente se muestran los resultados obtenidos por PSAT. Para esto, se ha tenido en cuenta nuestro modelo realizado en Simulink y se ha utilizado el análisis de optimización de "profundidad primero".

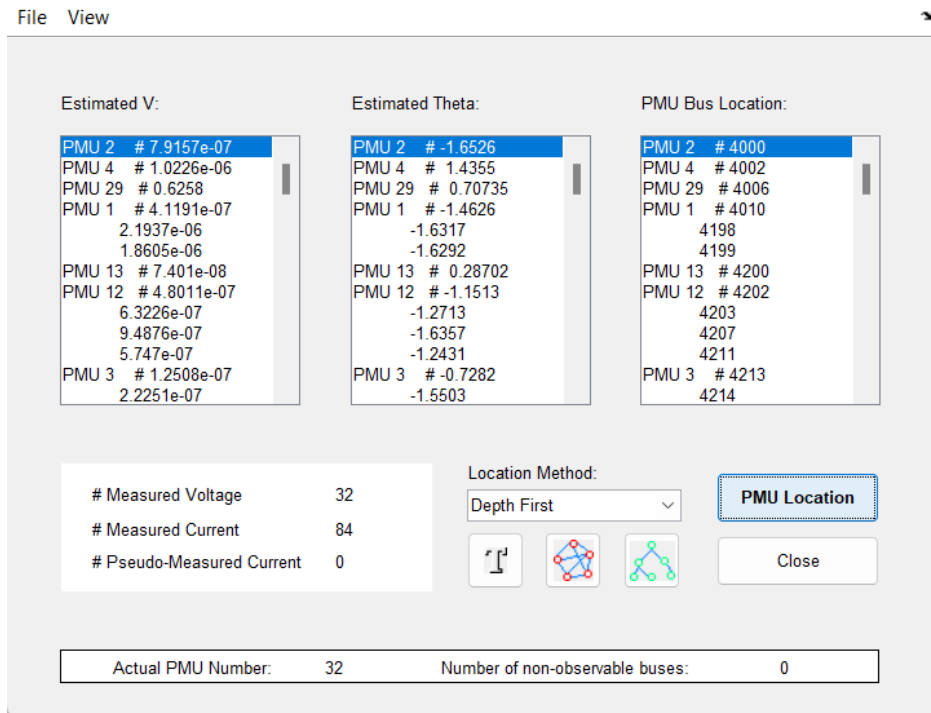


Figura 4.5.1.d – Resultado PSAT – Con metodo de profundidad primero

Como resultado, se determinó que con la ubicación de un total de 32 PMUs en la red EPE, se logra una observabilidad total del sistema, sin la necesidad de realizar mediciones indirectas de la corriente para barras aledañas. Uno de los aspectos que nos llevó a utilizar PSAT es la buena optimización que presenta en estos casos de cálculos complejos. Es así que la solución encontrada se obtuvo en 0.26275 segundos.

En la Tabla 4.5.1.a se resumen las barras de 132 kV donde se necesitan PMUs para obtener una observabilidad total. Las barras con un 1 son las que requieren un PMU, mientras que aquellas con un 0 no lo necesitan.

PMU PLACEMENT					
TAG EPE	Nombre ET	PMU?			
4000	ROSARIO OESTE	1	4290	RUFINO	0
4002	RIO CORONDA	1	4291	V. GOB. GALVEZ	0
4006	ROMANG	1	4292	SALADILLO	1
4010	SANTO TOME	1	4296	SAN CARLOS	0
4198	BRIG. E. LOPEZ	0	4298	SAN JORGE	1
4199	PAYZUME	0	4302	SAN JUSTO	0
4200	AROCENA	1	4304	SAN LORENZO	0
4202	ARRUFO	1	4308	SANTA FE NORTE	1
4203	CERES	0	4310	SANTA FE OESTE	0
4207	LA RIBERA	0	4311	SANTA FE CENTRO	0
4211	SAN GUILLERMO	0	4314	SARMIENTO	1
4213	CALCHINES 2	1	4316	SORRENTO	1
4214	CAP. BERMUDEZ	0	4317	PEREZ	0
4215	CASILDA 2	0	4318	SULFACID	1
4216	CASILDA	0	4320	SUNCHALES	0
4218	C. GOMEZ OESTE	1	4322	V. C. INDUSTRIAL	1
4223	G. BAIGORRIA	1	4323	LAM. INDUSTRIALES	0
4227	V. OCAMPO SUR	0	4324	V. C. RESIDENCIAL	0
4236	ESPERANZA	0	4326	VENADO TUERTO	1
4237	C. GOMEZ NORTE	0	4329	T V.V RESIDENCIAL	1
4238	FIRMAT	0	4330	V. OCAMPO CENTRO	1
4240	GENERAL LAGOS	0	4331	GODOY 1	1
4241	GENERAL MOTORS	0	4332	GODOY 2	0
4245	LAS PAREJAS	1	4334	TOSTADO	1
4246	LAS ROSAS	0	4336	SCALABRINI ORTIZ	0
4248	MARÍA JUANA	0	4338	ECHESORTU	1
4252	NELSON	0	4342	SAN MARTIN	0
4261	REFISAN	1	4344	GALVEZ	0
4262	PLAZOLETA SORRENTO	0	4346	BLAS PARERA	0
4265	PROVINCIAS UNIDAS	0	4348	TERMINAL 6	1
4266	PLAZOLETA SORRENTO	0	4349	RENOVA	0
4267	SAN JAVIER	0	4350	CARGILL	1
4268	PUERTO SAN MARTIN	0	4351	CT GEN RENOVA	0
4270	RAFAELA OESTE	1	4352	AEROPUERTO	0
4271	CRESPO	1	4358	IBARLUCEA	1
4272	RECONQUISTA	0	4362	OVIDIO LAGOS	0
4273	CALCHINES	0	4363	PUERTO SANTA FE	0
4276	ROSARIO CENTRO 1	0	4364	PLAZOLETA CALCHINES	0
4278	ROSARIO CENTRO 2	0	4366	RINCON	0
4283	ROLDAN	0	4368	CHABAS	1
4286	ROSARIO SUR 1	0	4370	AVELLANEDA	1
4289	RAFAELA SUR	0	4374	CHAPERO	0
			4380	MENDOZA	1
			4625	VT TERMINAL 6	0

Tabla 4.5.1.a – Resultados de la ubicación PMU con método de profundidad primero

Uno de los aspectos interesantes es que se cumple una de las bases de este método, que es la ubicación de PMUs en todas las barras con PMU mayor interconexión con otras barras. De esta manera, también podemos cumplir con la necesidad de que estas barras tan cruciales para el sistema se analicen con la mayor exactitud posible.

Otro caso a tener en cuenta es la barra llamada T T_V RESIDENCIAL. Esta barra no es una ET, sino solo un punto de derivación de líneas, por lo que no se puede instalar una PMU debido a restricciones físicas. Este es un claro ejemplo de que un analista de red debe realizar un análisis

profundo de la situación y no solo basarse en los resultados obtenidos a partir de un análisis computacional.

Además, debemos tener en cuenta que la solución que encontramos no es única, sino que es una de tantas que permite resolver el problema de la observabilidad de la red. Por esto, también podemos entender que, en caso de que otra persona realice un análisis similar al nuestro utilizando el mismo método, podría llegar a un conjunto distinto al nuestro como solución.

En la Figura 4.5.1.e se muestra el unifilar de la red EPE 132 kV, donde se ha aplicado la regla de reducción (modelo de colocación) con la ubicación de las PMUs según el estudio realizado con el método de profundidad primero.

Como se puede apreciar de forma gráfica en el unifilar, la simulación propone ubicar un PMU en la barra T T_V RESIDENCIAL. Como se mencionó, no se puede instalar un PMU en este punto. Por lo tanto, proponemos ubicar PMUs en todas las barras incidentes a ese nodo. De esta manera, aunque no encontramos el conjunto mínimo teórico, sí encontramos un conjunto en el cual todas las barras son completamente observables y, a su vez, aplicable en la realidad.

En la Figura 4.5.1.f, vemos representado los cambios propuestos para que la red sea completamente observable.

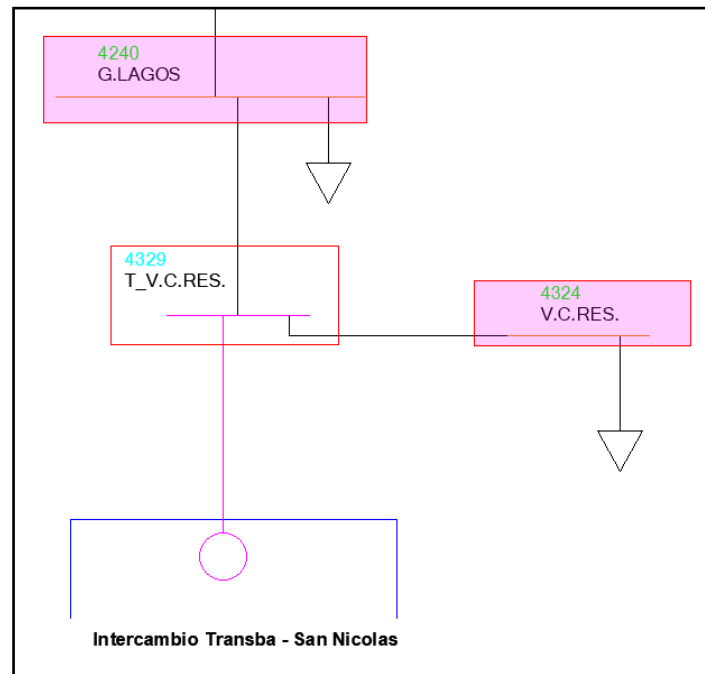


Figura 4.5.1.f – Modificación propuesta para observabilidad aplicable a la realidad.

Como hemos descrito, existen varios métodos de optimización de ubicación. Para comparar el que hemos utilizado con otros métodos, realizamos el cálculo utilizando el Método Teórico de Grafos. Este método fue previamente descrito en el apartado 4.1.2 y es similar al algoritmo de Profundidad Primero, solo que este método también incluye la Regla 4, que considera los nodos de tránsito puro.

La siguiente tabla se muestra el resultado de la ubicación de las PMUs según el Método Teórico de Grafos.

PMU PLACEMENT					
TAG EPE	Nombre ET	PMU?			
4000	ROSARIO OESTE	1	4290	RUFINO	0
4002	RIO CORONDA	1	4291	V. GOB. GALVEZ	0
4006	ROMANG	1	4292	SALADILLO	0
4010	SANTO TOME	1	4296	SAN CARLOS	0
4198	BRIG. E. LOPEZ	0	4298	SAN JORGE	1
4199	PAYZUME	0	4302	SAN JUSTO	0
4200	AROCENA	1	4304	SAN LORENZO	0
4202	ARRUFO	1	4308	SANTA FE NORTE	1
4203	CERES	0	4310	SANTA FE OESTE	0
4207	LA RIBERA	0	4311	SANTA FE CENTRO	0
4211	SAN GUILLERMO	0	4314	SARMIENTO	1
4213	CALCHINES 2	1	4316	SORRENTO	1
4214	CAP. BERMUDEZ	0	4317	PEREZ	0
4215	CASILDA 2	0	4318	SULFACID	1
4216	CASILDA	0	4320	SUNCHALES	0
4218	C. GOMEZ OESTE	1	4322	V. C. INDUSTRIAL	1
4223	G. BAIGORRIA	1	4323	LAM. INDUSTRIALES	0
4227	V. OCAMPO SUR	0	4324	V. C. RESIDENCIAL	0
4236	ESPERANZA	0	4326	VENADO TUERTO	1
4237	C. GOMEZ NORTE	0	4329	T V.V RESIDENCIAL	1
4238	FIRMAT	0	4330	V. OCAMPO CENTRO	1
4240	GENERAL LAGOS	0	4331	GODOY 1	1
4241	GENERAL MOTORS	0	4332	GODOY 2	0
4245	LAS PAREJAS	1	4334	TOSTADO	0
4246	LAS ROSAS	0	4336	SCALABRINI ORTIZ	0
4248	MARÍA JUANA	0	4338	ECHESORTU	1
4252	NELSON	0	4342	SAN MARTIN	0
4261	REFISAN	1	4344	GALVEZ	0
4262	PLAZOLETA SORRENTO	0	4346	BLAS PARERA	0
4265	PROVINCIAS UNIDAS	0	4348	TERMINAL 6	1
4266	PLAZOLETA SORRENTO	0	4349	RENOVA	0
4267	SAN JAVIER	0	4350	CARGILL	1
4268	PUERTO SAN MARTIN	0	4351	CT GEN RENOV A	0
4270	RAFAELA OESTE	1	4352	AEROPUERTO	0
4271	CRESPO	1	4358	IBARLUCEA	1
4272	RECONQUISTA	0	4362	OVIDIO LAGOS	0
4273	CALCHINES	0	4363	PUERTO SANTA FE	0
4276	ROSARIO CENTRO 1	0	4364	PLAZOLETA CALCHINES	0
4278	ROSARIO CENTRO 2	0	4366	RINCON	0
4283	ROLDAN	0	4368	CHABAS	1
4286	ROSARIO SUR 1	0	4370	AVELLANEDA	1
4289	RAFAELA SUR	0	4374	CHAPERO	0
			4380	MENDOZA	1
			4625	VT TERMINAL 6	0

Tabla 4.5.1.b – Resultados de la ubicación PMU con método Teórico de Grafos

Al igual que antes, las barras que tienen PMU están marcadas con un 1 y las que no lo tienen con un 0.

Los resultados obtenidos mediante el método de grafos muestran una ligera mejora en la cantidad de PMUs necesarios para lograr una observabilidad completa de la red. Este método introduce una característica diferenciadora respecto al método previamente analizado: permite obtener lo que se denominan pseudo-mediciones, es decir, mediciones indirectas derivadas de la cuarta regla descrita en el apartado 4.1.2. Al aplicar las leyes de Kirchhoff y las mediciones adicionales mencionadas, se pueden determinar los valores adicionales necesarios disminuyendo el número de PMUs necesarios para tener una observabilidad completa. Obviamente, las mediciones al dejar de ser directas, sino que pasan a ser calculadas, disminuyen levemente la confiabilidad.

Con un total de 30 PMUs, se alcanza la observabilidad completa del sistema. Los resultados indican que se requieren 30 barras donde se mide tensión, y según resultados del programa computacional, 15 mediciones se generan de manera indirecta. Otra diferencia significativa es que el incremento en el número de cálculos necesarios también aumenta el tiempo de procesamiento del programa, que en este caso asciende a 1.0876 segundos. Esto si bien sigue siendo tiempos bajos, se puede observar, un aumento en el costo computacional para obtener resultados cada vez más optimizados.

Al igual que en el método Depth First, el método colocó un PMU en la derivación de línea T_TV Residencial. Se propone la misma solución: agregar 2 PMUs en las barras adyacentes a esta derivación y se elimina el PMU en la barra T_TV Residencial para hacer la implementación más viable en la práctica.

Es importante aclarar que, al igual que antes, estos métodos se basan únicamente en un análisis topológico del sistema. Por lo tanto, los resultados obtenidos son válidos solo para el estado estacionario y no contemplan cambios en la topología del sistema. De este modo, no se tienen en cuenta contingencias N-1. Además, no se utilizaron las opciones disponibles que aprovechan métodos numéricos iterativos, los cuales podrían mejorar aún más la ubicación óptima de los PMUs disminuyendo el costo económico total, pero dando concesiones en otros aspectos.

5. Conclusión

En este proyecto final se realizó un estudio detallado sobre el uso de sincrofasores en sistemas eléctricos de potencia y sus aplicaciones en redes de energía. Se compararon las ventajas de esta tecnología con otros sistemas de monitoreo, como el SCADA actual. Un aspecto clave es la capacidad de los sincrofasores para realizar mediciones con un mayor número de muestreos, lo que permite obtener resultados sincronizados y más precisos en tiempo real, optimizando el análisis con un menor costo computacional. Además, se destacó la diversidad de aplicaciones que ofrecen los sincrofasores y la necesidad de análisis y planificación a corto, mediano y largo plazo para prever su impacto en el sistema. Por ejemplo, se puede planificar a corto plazo para lograr un sistema observable (WAM) y, en el futuro, avanzar hacia sistemas WAMPAC, que, a diferencia de los anteriores, pueden actuar sobre las protecciones para evitar eventos tan rápidos que un operador no podría manejar en tiempo real.

Se definieron conceptos esenciales para identificar los temas pertinentes y se describió la evolución de las normas aplicables, como la norma IEEE C37.118.1a. Con esta norma, se establecieron los conceptos mínimos para la comprensión de los sincrofasores y las tolerancias en los distintos aspectos de las mediciones, como son el Error de Frecuencia (EF), la Tasa de Cambio de Frecuencia (ROCOF), el Error Total Vectorial (TVE), los tiempos de retraso y la latencia.

Para ilustrar el avance en la instalación de esta tecnología, se mencionó el uso y la cantidad de PMUs instalados en diferentes países, incluyendo nuestro país, destacando la utilidad de estos dispositivos en diversos sistemas.

Como caso práctico, se utilizó la red EPE de 132 kV en la provincia de Santa Fe. Se investigaron métodos de reducción para minimizar la cantidad de PMUs necesarias, validando estos enfoques mediante las leyes de Kirchoff y reglas de observabilidad. También se consideraron las características de los equipos, como máquinas estáticas y barras de generación, carga o transición del sistema eléctrico de potencia (SEP).

Se propuso un modelo simplificado para la colocación de PMUs en la red de estudio, que permitió reducir el tiempo de simulación sin afectar los resultados. Este modelo convierte una red real en una red simplificada con datos sobre barras, líneas e inyecciones más manejables para los algoritmos de optimización.

Se utilizó PSAT, un programa compatible con MATLAB, para evaluar diferentes algoritmos y encontrar la ubicación óptima de los PMUs en sistemas eléctricos. Los métodos "Deep First" y la Teoría de Grafos proporcionaron resultados satisfactorios, logrando la observabilidad completa de la red con un número mínimo de PMUs. Sin embargo, se recomienda que estos resultados sean analizados y revisados por un planificador y proyectista eléctrico.

Los análisis se centraron en el estado normal del sistema y no en condiciones N-1, que implican cambios en la topología de la red, como la desconexión de líneas o el aumento del número de barras debido a modificaciones en la demanda o generación. Es importante recomendar la exploración de análisis que combinen métodos topológicos con enfoques numéricos e iterativos para obtener resultados más confiables. Aun así, es relevante destacar que los métodos propuestos en este proyecto fueron pioneros en estos aspectos.

Se verificó que con un número total de PMUs cercano al 30% de las barras, se podía alcanzar una observabilidad completa de la red, coincidiendo con lo que se obtuvo de fuentes teóricas. Aunque estos resultados son ligeramente superiores a informaciones más recientes, esto se debe a la topología específica de la red eléctrica EPE y al uso de métodos básicos de optimización.

Se compararon distintos métodos y las ventajas relativas de cada uno, observando que la aplicación de diferentes enfoques puede reducir la cantidad de PMUs necesarios, aunque esto implique un sacrificio en seguridad y redundancia. Esto es especialmente relevante para países en desarrollo, donde las limitaciones socioeconómicas no permiten una gran inversión en un corto período, y se busca una instalación progresiva de esta tecnología sin perder la observabilidad del sistema. Si el presupuesto fuera ilimitado, se podría ubicar un PMU en cada barra para tener una observación directa en todas ellas, pero como esta opción no es viable, la ubicación óptima de los PMUs es fundamental.

También es importante destacar que tener un sistema completamente observable mediante tecnología sincrofasorial no tiene sentido si no se define previamente qué se quiere lograr y cómo se planea utilizar los resultados obtenidos. Instalar esta tecnología solo para modernizar el sistema no debería ser el objetivo. Es esencial definir el propósito específico de su implementación. Si se decide instalar esta tecnología en un SEP, debe acompañarse con una serie de actualizaciones en todo el sistema de potencia en estudio, para que la información obtenida sea realmente útil y no se convierta en datos que se pierdan o se utilicen de manera incorrecta.

6. Bibliografía

- UBICACIÓN ÓPTIMA DE PMU PARA ESTIMACIÓN DE ESTADO - M. LLAMAS RIVAS¹, C. R. FUERTE ESQUIVEL, E. A. ZAMORA CÁRDENAS - V. J. GUTIÉRREZ MARTÍNEZ, PIZANO MARTÍNEZ - 2022
- MANUAL POWER SYSTEM ANALYSIS TOOLBOX DOCUMENTATION FOR PSAT VERSION 1.3.4, JULY 14, 2005 - FEDERICO MILANO.
- GUÍA DE REFERENCIAS DEL SISTEMA DE TRANSPORTE EPE 2022-2026.
- ARTIFICIAL INTELLIGENCE BASED OPTIMAL PLACEMENT OF PHASOR MEASUREMENT UNIT FOR SMART GRID - SUSHMITA POUDELI AND SUJAN ADHIKARI¹ 29TH, OCT., 2022.
- UBICACION ÓPTIMA DE LOS PMU EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA - JAIME ELOY VILLA MOYA 2015.
- SIMULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN 138 KV CHIMBOTE UNO - CASMA APLICANDO EL PROGRAMA PSAT MATLAB - JAIME WILFREDO FHOÑ NUÑEZ
- OBSERVABILITY ANALYSIS AND MEASUREMENT PLACEMENT FOR SYSTEMS WITH PMUS - BEI XU AND ALI ABUR
- APROXIMACIÓN A LAS REDES ELÉCTRICAS DEL FUTURO - VÍCTOR ROMERO TARAVILLA 15 DE JULIO DE 2011
- COMPARISON OF PMU PLACEMENT METHODS IN POWER SYSTEMS FOR VOLTAGE STABILITY MONITORING - SINDY L. RAMIREZ-P., CARLOS A. LOZANO, 2016
- A CRITICAL REVIEW OF METHODS FOR OPTIMAL PLACEMENT OF PHASOR MEASUREMENT UNITS - TEENA JOHNSON, TUKARAM MORGER, 2020
- SYNCHROPHASOR MONITORING FOR DISTRIBUTION SYSTEMS: TECHNICAL FOUNDATIONS AND APPLICATIONS - NORTH AMERICAN SYNCHROPHASOR INITIATIVE (NASPI) - 2018
- USO DE SINCRÓFASORES PARA LA DETECCIÓN DE OSCILACIONES DE POTENCIA Y PERDIDA DE SINCRONISMO: APLICACIÓN AL SISTEMA ELÉCTRICO URUGUAYO PARA LA SEPARACIÓN CONTROLADA EN ISLAS - RICARDO FRANCO - 2012
- IEEE C37.118.2-2011. IEEE STANDARD FOR SYNCHROPHASOR DATA TRANSFER FOR POWER SYSTEMS. REVISION OF IEEE STD C37.118-2005 -2011.
- IEEE C37.118.1-2011. IEEE STANDARD FOR SYNCHROPHASOR MEASUREMENTS FOR POWER SYSTEMS. REVISION OF IEEE STD C37.118-2005 - 2011.