

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ESTUDIO TÉCNICO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU) EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO S.N.I. BASADO EN CRITERIOS DE OBSERVABILIDAD ANTE CONTINGENCIAS

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL GRADO DE
MAGÍSTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

ARMAS VARGAS LUIS EDUARDO

armas_luis@hotmail.com

DIRECTOR: ING. ANDRÉS FERNANDO NARVÁEZ PORTILLO, M.Sc.

anarvaez@cenace.org.ec

CODIRECTOR: ING. JORGE ANDRÉS ROSALES ACOSTA, Ph.D.

andres.rosales@epn.edu.ec

Quito, Junio 2016

DECLARACIÓN

Yo Luis Eduardo Armas Vargas, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Luis Eduardo Armas

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Luis Eduardo Armas Vargas, bajo mi supervisión.

Ing. Andrés Narváez, M.Sc.
DIRECTOR DEL PROYECTO

Dr. Andrés Rosales, Ph.D.
CODIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

"La única gente que me interesa es la que está loca, la gente que está loca por vivir, loca por hablar, loca por salvarse, con ganas de todo al mismo tiempo. La gente que nunca bosteza, ni habla de lugares comunes, sino que arde, arde como fabulosos cohetes amarillos explotando igual que arañas entre las estrellas"... Jim Morrison...

DEDICATORIA

A Klever Villacrés (1969 - 2016)

(But the memory remains... Metallica, ReLoad, 1997)

ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN	ii
CERTIFICACIÓN	iii
AGRADECIMIENTO	iv
DEDICATORIA	v
LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS	viii
RESUMEN	xi
ABSTRACT	xii
CAPÍTULO I	1
1. SISTEMAS DE MEDICIÓN FASORIAL	1
1.1 UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL	1
1.1.1 DEFINICIÓN DE FASOR	1
1.1.2 DEFINICIÓN DE SINCRUFASOR	3
1.1.3 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL PMU	6
1.2 COMPONENTES DE UNA PMU	9
1.3 SINCRONIZACIÓN DE MEDIDAS FASORIALES	10
1.4 TRANSMISIÓN DE DATOS	12
1.5 CONCENTRADOR DE DATOS FASORIALES	14
1.6 SISTEMAS DE MONITOREO DE ÁREA EXTENDIDA	16
1.7 APLICACIONES DE PMUs	18
CAPÍTULO II	20
2. METODOLOGÍAS PARA LA UBICACIÓN DE PMUs	20
2.1 ANÁLISIS DE LA OBSERVABILIDAD DE UN SEP	20
2.1.1 ANÁLISIS DE OBSERVABILIDAD NUMÉRICO	20
2.1.2 ANÁLISIS DE OBSERVABILIDAD TOPOLÓGICO	22
2.2 PROBLEMA DE MINIMIZACIÓN	22
2.3 HIPÓTESIS Y PROCESAMIENTO DE DATOS	22
2.3.1 REDUCCIÓN DE BARRAS DENTRO DE UNA SUBESTACIÓN	23
2.4 REGLAS DE OBSERVABILIDAD	23
2.5 MÉTODOS MATEMÁTICOS Y HEURÍSTICOS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE PMUs ..	24
2.5.1 ALGORITMOS MATEMÁTICOS	24
2.5.2 ALGORITMOS HEURÍSTICOS	26
2.5 MÉTODO PROPUESTO	28
2.5.1 PROCEDIMIENTO PARA LA PROGRAMACIÓN LINEAL	28
CAPÍTULO III	38
3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN SISTEMAS DE POTENCIA	38
3.1 ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	38

3.1	ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SEP	41
3.2.1	CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	42
3.3	ANÁLISIS DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA	45
3.4	EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE	48
3.4.1	ESTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA	48
3.4.2	ANÁLISIS DE SEGURIDAD	50
3.4.3	ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	51
3.5	ÍNDICES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	54
3.5.1	DESCRIPCIÓN DE ÍNDICES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	54
3.5.2	ÍNDICE DE SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA	57
	CAPÍTULO IV	59
4	RANKING DE CONTINGENCIAS EN EL S.N.I. CON CRITERIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE	59
4.1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	59
4.2	PROPUESTA Y METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN	60
4.3	CASOS DE ESTUDIO	62
4.3.1	ESCENARIOS	62
4.3.2	PERÍODOS DE ANÁLISIS	63
4.3.3	CONTINGENCIAS	64
4.4	ÍNDICE RSI	64
4.5	ANÁLISIS DE RESULTADOS	68
	CAPÍTULO V	69
5	UBICACIÓN DE PMUs EN EL S.N.I.	69
5.1	METODOLOGÍA DE UBICACIÓN DE PMUs	69
5.1.1	CASO DE ESTUDIO PRECONTINGENCIA	71
5.1.1	CASO DE ESTUDIO POSTCONTINGENCIA	74
5.2	ANÁLISIS DE RESULTADOS	75
	CAPÍTULO VI	77
6.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	77
6.1	CONCLUSIONES	77
6.2	RECOMENDACIONES	79
	BIBLIOGRAFÍA	80
	ANEXO I: ÍNDICE DE SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA	85

LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

PMU	Unidad de medición fasorial (Phasor Measurement Unit)
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SEP	Sistema eléctrico de potencia
AC	Análisis de contingencias
CIGRE	Consejo internacional de Grandes Redes Eléctricas
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (Institute of Electrical and Electronics Engineers)
PPS	Pulso por segundo
UTC	Tiempo universal coordinado (Coordinated Universal Time).
DFT	Transformada discreta de Fourier (Discrete Fourier transform)
ROCOF	Tasa de cambio de frecuencia (Rate Of Change Of Frequency)
A/D	Análoga - Digital
GPS	Sistema de Posicionamiento Global (Global Positioning System)
NASPI	Iniciativa Sincrofasor de América del Norte (North American SynchroPhasor Initiative)
WAMS	Sistema de Monitoreo de Área Extendida (Wide Area Monitoring)

	Systems)
PLC	Comunicaciones por líneas de Potencia (Power Line Communications)
UDP	Protocolo Datagrama de Usuario (User Datagram Protocol)
TCP	Protocolo de Control de Transmisión (Transmission Control Protocol)
EMS	Sistema de Manejo de Energía (Energy Management System)
LPC	Centros de Protección Local (Local Protection Center)
SPC	Sistema de protección central (System Protection Center)
PDC	Concentrador de Datos de Fasores (Phasor Data Concentrator)
SPMS	Sistemas de Medición Fasorial Sincronizados (Synchronous Phasor Measurements Systems)
SMT	Tecnologías de Medición Sincronizada (Synchronized Measurement Technology)
OPP	Ubicación Óptima de PMUs (Optimal PMUs Placement)
IP	Programación Entera (Integer Programming)
ILP	Programación Lineal Entera (Integer Linear Programming)
INLP	Programación Lineal Entera (Integer Nonlinear Programming)
IQP	Programación Entera Cuadrática (Integer Quadratic

	Programming)
GA	Algoritmo Genético (Genetic Algorithm)
SA	Recocido Simulado (Simulated Annealing)
DE	Evolución Diferencial (Differential Evolution)
PSO	Optimización de Enjambre de Partículas (Particle Swarm Optimization)
IA	Algoritmo Inmunológico (Immune Algorithm)
ILS	Búsqueda Local Iterativa (Iterated Local Search)
STS	Árbol De Búsqueda Extendido (Spanning tree search)
FVSI	Índice rápido de estabilidad de voltaje (Fast Voltage Stability Index)
VCPI	Índice de Predicción de Colapso de Voltaje (Voltage Collapse Prediction Index)
RSI	Índice de Soporte de Potencia Reactiva (Reactive Support Index)
DPL	DigSilent Programming Language

RESUMEN

Las unidades de medición fasorial PMU son dispositivos de medición que permiten estimar sincrofasores de las ondas sinusoidales de corriente y voltaje en los sistemas eléctricos de potencia SEP. En el primer capítulo de este proyecto, se describen las características de las unidades de medición fasorial, incluyendo su estructura y aplicaciones. En el siguiente capítulo se analizan varias metodologías que permiten la ubicación de PMUs y se selecciona un algoritmo que permite mantener un nivel adecuado de visibilidad en un SEP. A continuación se profundiza sobre la estabilidad de voltaje en sistemas de potencia y se describen diferentes métodos con sus respectivos algoritmos. Haciendo uso del Índice de Soporte de Potencia Reactiva RSI se determina un ranking de contingencias en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I. Finalmente se aplica una metodología de ubicación de PMUs que minimice su número y mantenga la observabilidad del S.N.I. en las fallas mayor gravedad, determinadas en base al índice RSI.

PALABRAS CLAVES: Unidades de Medición Fasorial, Estabilidad de Voltaje, Índice de Soporte de Potencia Reactiva, Ubicación Óptima de PMU, Sistemas Eléctricos de Potencia.

ABSTRACT

Phasor measurement units PMU are measuring devices that estimate Synchronphasor of sinusoidal waves of current and voltage in electrical power systems. The first chapter of this project describes the characteristics of phasor measurement units including its structure and applications. The different methodologies that allow the location of PMUS are analyzed in the following chapter and an algorithm is selected to maintain an adequate level of visibility in a SEP. After that there is a detail description of the voltage stability in power systems and the diverse methods with its own algorithms. The contingency ranking in the National Interconnected System S.N.I. is determined by the Reactive Support Index. Finally the location methodology of PMU is applied to minimize its number and to keep the observability of S.N.I. during severe failures which are based on the RSI algorithm.

KEY WORDS: Phasor Measurement Units, Voltage Stability, Support Index Reactive Power, Optimal PMU Location, Electrical Power Systems.

CAPÍTULO I

1. SISTEMAS DE MEDICIÓN FASORIAL

Los sistemas eléctricos de potencia en la actualidad afrontan problemas complejos, dado que se encuentran operando cada vez más cerca de sus límites máximos de transferencia, lo que ha reducido sus márgenes de estabilidad; y por ende surge la necesidad de una supervisión mejor y más precisa de las redes eléctricas. Las Unidades de Medición Fasorial (Phasor Measurement Units - PMUs) son dispositivos que mediante la aplicación de una tecnología generalizada en el campo de los satélites, constituyen un nuevo método para el monitoreo de sistemas eléctricos de potencia en tiempo real. [1] Las unidades de medición fasorial se constituyen como la solución más destacable para establecerse como el sistema de medición que suministre los datos de entrada para el control íntegro de los sistemas de potencia.

1.1 UNIDADES DE MEDICIÓN FASORIAL

La IEEE (Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica por sus siglas en inglés) en el Standard C37.118.1-2011 para Mediciones Sincrofasoriales en Sistemas de Potencia presenta las siguientes definiciones de Fasor y Sincrofasor.

1.1.1 DEFINICIÓN DE FASOR

La representación de señales sinusoidales como fasores es usada comúnmente en el análisis de sistemas de potencia de corriente alterna. Una forma de onda sinusoidal está dada por:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (1.1)$$

Donde se tiene que:

- ω es la frecuencia angular en (radianes por segundo)
- ϕ es el ángulo de fase (radianes)
- X_m es la amplitud máxima de la señal sinusoidal

La ecuación anterior puede ser re escrita basada en la fórmula de Euler:

$$x(t) = \text{Re}\{X_m e^{j(\omega t + \phi)}\} = \text{Re}\{X_m e^{j\phi} [e^{j\omega t}]\} \quad (1.2)$$

De la ecuación anterior, el término $e^{j\omega t}$ puede ser eliminado considerando que la frecuencia angular es constante es estado estable. Bajo esta consideración, la ecuación anterior puede ser simplemente representada por un número complejo \bar{X} que gira a la velocidad angular, conocido como su *representación fasorial* o simplemente *fasor*, como se muestra a continuación:

$$x(t) \Leftrightarrow \bar{X} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) e^{j\phi} = \left(\frac{X_m}{\sqrt{2}}\right) (\cos \phi + j \sin \phi) \quad (1.3)$$

Donde se tiene que:

- $X_m/\sqrt{2}$ es el módulo (valor eficaz) de la señal.

La figura (1.1) ilustra la representación de un fasor:

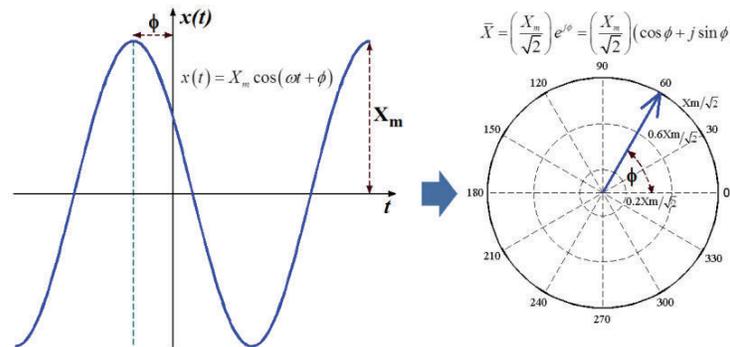


Figura 1.1 Representación de un fasor

Por lo tanto, un fasor es un número complejo que representa a una senoide, con parte real X_r y parte imaginaria X_{im} .

$$X = X_r + jX_{im} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \phi + j \sin \phi) \quad (1.4)$$

Esto aplica a las señales eléctricas sinusoidales como los voltajes y corrientes. Dado que los vectores también pueden representarse mediante números complejos los vectores que representan señales sinusoidales eléctricas son llamados fasores.

1.1.2 DEFINICIÓN DE SINCROFASOR

Un sincrofasor es un fasor evaluado a partir de una señal muestreada, usando una señal de tiempo estándar como referencia para las medidas. Los sincrofasores de lugares remotos tienen una relación de fase definida y común. Cada sincrofasor tiene una estampa de tiempo que corresponde al instante en que es medido. [6]

Un sincrofasor que representa una señal dada en la ecuación (1.1) es el valor X (fasor) dado por la ecuación (1.4), en donde:

- $x_m/\sqrt{2}$ es el valor eficaz de la señal.
- 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 coordinado (UTC o *Coordinated Universal Time*). Esta “onda coseno universal” esta sincronizada con la hora UTC de forma que su máximo coincide con el cambio del segundo o sea con el comienzo de cada nuevo segundo el que está determinado por el flanco ascendente de una señal llamada PPS (pulso por segundo). [6]

Como una función coseno tiene su máximo en $t=0$, la figura (1.2) muestra dos casos de defasaje en que el ángulo del sincrofasor es:

- $\phi = 0^\circ$ cuando el máximo de $x(t)$ ocurre coincidentemente con el flanco positivo del pulso por segundo (1 PPS).
- $\phi = -90^\circ$ cuando el cruce por cero de pendiente positiva o creciente ocurre coincidentemente con el flanco positivo del pulso por segundo (1 PPS). [6]

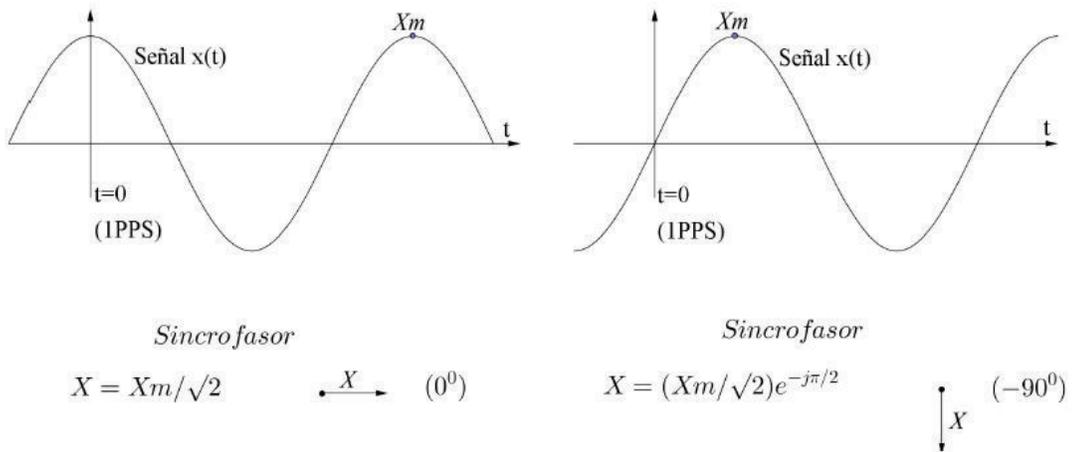


Figura 1.2 Convención de la representación de sincrofasores. Dos señales $x(t)$ y sus correspondientes sincrofasores

La figura (1.3) muestra en negro la señal $x(t)$ medida de manera muestreada y en rojo la onda coseno universal y a modo de ejemplo los coeficientes que permiten hacer el cálculo de fasores o sincrofasores con filtros como DFT (transformada discreta de Fourier), coseno, etc. de ventana de un ciclo.

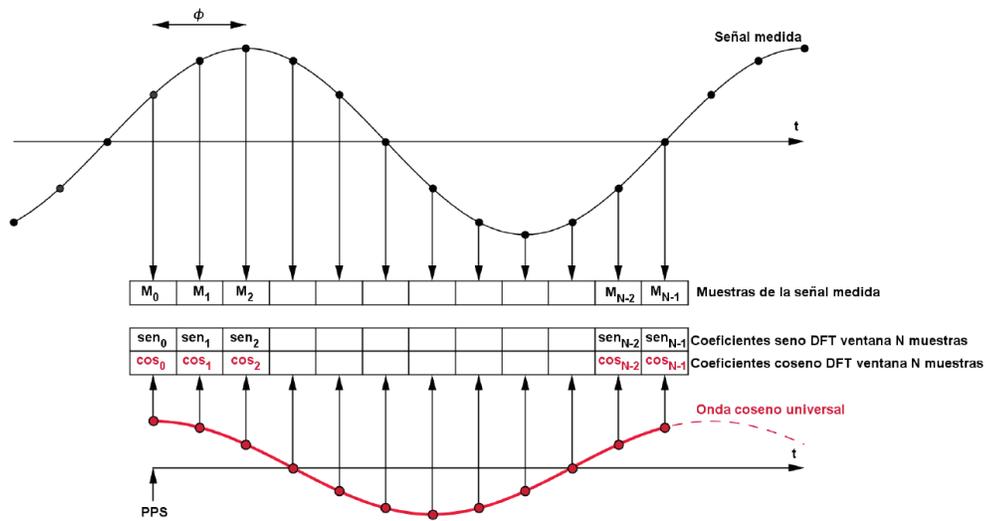


Figura 1.3 Representación de la senoide $x(t)$ y la onda coseno universal para cálculo de su sincrofasor

En un caso general la frecuencia y la amplitud son funciones del tiempo y se puede definir la función $g(t) = f(t) - f_0$ diferencia entre la frecuencia real y la nominal. La senoide puede ser escrita:

$$x(t) = X_m(t) \cos\left(2\pi \int f dt + \phi\right) \quad (1.5)$$

Por lo que:

$$x(t) = X_m(t) \cos\left(2\pi f_0 t + 2\pi \int g dt + \phi\right) \quad (1.6)$$

Y el sincrofasor para esta onda es:

$$X(t) = \frac{X_m(t)}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \int g dt + \phi)} \quad (1.7)$$

En el caso especial donde $X_m(t) = X_m$ es constante y $g = \Delta f$ es una constante offset de la frecuencia nominal, $\int g(t) dt = \int \Delta f dt = \Delta f t$ así el sincrofasor es simplemente:

$$X(t) = \frac{X_m}{\sqrt{2}} e^{j(2\pi \Delta f t + \phi)} \quad (1.8)$$

El cual girará a la tasa uniforme Δf , lo cual es la diferencia entre la frecuencia actual y la frecuencia nominal. [6]

Este concepto se ilustra en la Figura (1.4). Considere que una frecuencia sinusoidal del sistema fuera del nominal es observada en intervalos $\{0, T_0, 2T_0, \dots, nT_0\}$ donde $T_0 = 1/f_0$ es el periodo nominal del sistema de potencia, y las correspondientes representaciones de fasores son $\{\mathbf{X}_0, \mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \dots, \mathbf{X}_n, \dots\}$. Si la frecuencia $f \neq f_0$ y $f < 2f_0$, el fasor observado tendrá una magnitud constante, pero los ángulos de fase de la secuencia de fasores $\{\mathbf{X}_0, \mathbf{X}_1, \mathbf{X}_2, \dots, \mathbf{X}_n, \dots\}$ van a cambiar uniformemente a una tasa $2\pi(f - f_0)T_0$ como se ilustra. [3]

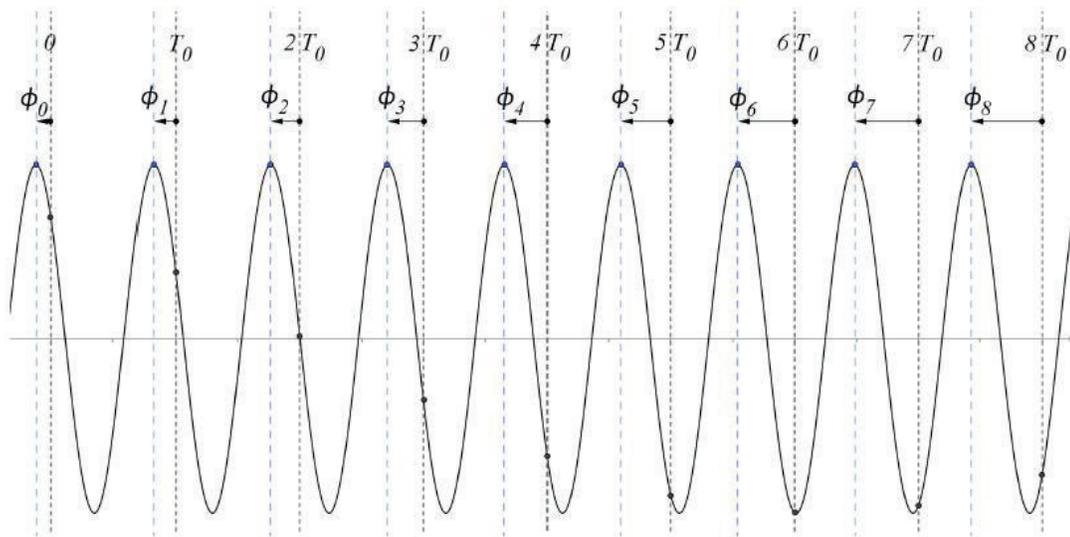


Figura 1.4 Sinusoide de frecuencia $f > f_0$ observada a periodos T_0

Varios detalles de la definición de sincrofasores se detallan a continuación:

- Todas las medidas de los sincrofasores están referidas a una base de tiempo común, y relacionadas a una frecuencia común. Esto es lo que permite la comparación directa de los ángulos sincrofasores.
- La estimación de la fase incluye las diferencias en la frecuencia.
- La estimación de sincrofasores incluye los efectos de otras contribuciones como son oscilaciones y variaciones locales de frecuencia.
- Los sincrofasores son funciones del tiempo por lo que cambian de una observación a la siguiente, salvo que sean una senoide pura de frecuencia nominal.
- Para determinar la fase se requiere una precisa referencia de tiempo que proporcione el tiempo UTC. [6]

1.1.3 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL PMU

Las Unidades de Medición Fasorial denominadas PMU (*Phasor Measurement Unit*) son equipos que permiten **estimar** los sincrofasores de las señales sinusoidales de corriente y voltaje.

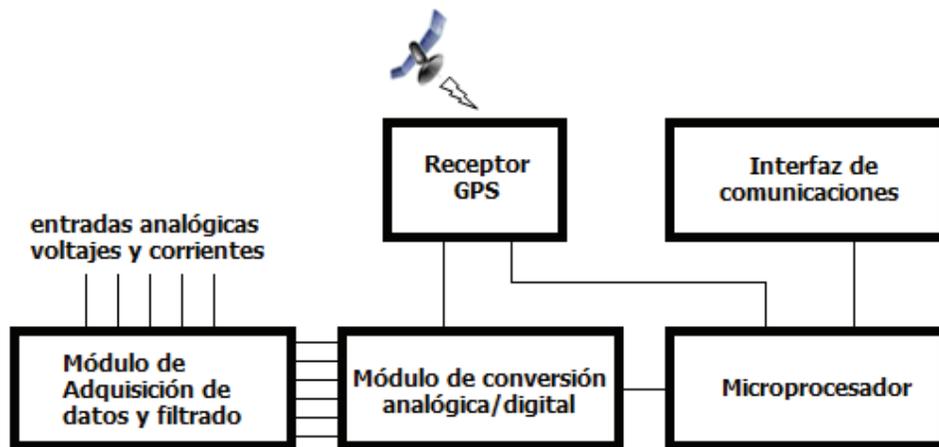


Figura 1.5 Estructura básica de un PMU

Definición [IEEE C37.118.1, 2011]

Una PMU es un equipo que produce estimaciones de fasores sincronizados, de frecuencia y de variación de frecuencia (ROCOF o Rate Of Change Of Frequency) a partir de señales de voltaje y/o corriente y una señal de sincronización horaria o temporal. [6]

Una PMU debe calcular los sincrofasores y poder reportarlos a una tasa constante. Las estimaciones deben incluir sincrofasores de fase o de secuencia positiva o ambos y estas medidas deben poder ser seleccionables por el usuario. Una PMU puede hacer otras mediciones de forma sincronizada con las mediciones anteriormente especificadas (sincrofasores, frecuencia y ROCOF), tales como: estados booleanos, muestreos de formas de onda u otros datos calculados. [6]

Evidentemente PMUs idénticas (con igual hardware y algoritmos) deben producir los mismos fasores en todas las condiciones. Hasta fines del año 2011 la norma IEEE C37.118 (IEEE C37.118-2005) no incluía una definición de PMU aunque utilizaba el término. [6]

La mejor definición de PMU encontrada previo a la aparición de la norma IEEE 2011 es la de NASPI (North American SynchroPhasor Initiative) [NASPI, 2008] que se muestra a continuación. [6]

Definición [NASPI, 2008]

Una PMU es un equipo que provee como mínimo medidas de sincrofasores y de frecuencia de una o más formas de onda de voltaje y/o corriente alterna trifásica. Los sincrofasores pueden ser por fase o en componentes simétricas. Los sincrofasores y valores de frecuencia deben satisfacer la definición general y precisión mínima requerida en la norma IEEE C37.118-2005. La PMU puede proveer además de los sincrofasores medidas de otras formas de onda analógicas y señales digitales, incluyendo valores crudos muestreados de forma sincronizada y puede guardar información localmente. La PMU puede también opcionalmente ejecutar otras funciones como protección, medida, registro de fallas, etc., pero esas otras funciones no deben interferir con el desempeño de la función PMU ni viceversa. [6]

Se puede evidenciar que la definición IEEE C37.118.1, 2011 es muy similar a la definición NASPI del 2008. Esto hace suponer entonces que la definición NASPI fue un insumo relevante para la definición IEEE.

Las unidades de medición fasorial proporcionan la medición en tiempo real de la operación del estado del sistema eléctrico, con activación satelital con tiempos de muestreo en intervalos inferiores a 20ms, y las tasas de muestreo han ido subiendo constantemente a lo largo de los años, comenzando con una velocidad de 12 muestras por ciclo de la frecuencia nominal en las primeras PMU, hasta tan altas como 96 a 128 muestras por ciclo en dispositivos modernos. Incluso mayores tasas de muestreo son probables en el futuro para dar lugar a estimaciones más exactas de fasores, ya que las mayores tasas de muestreo conducen a una mejor precisión en la estimación. La PMU está basada en tecnología probada y es considerada como la más avanzada y precisa de tiempo sincronizado a disposición de los ingenieros de energía. [5]

Las mediciones de los fasores de voltaje en las barras del sistema de potencia han sido un factor clave para que los ingenieros de potencia puedan determinar el estado del sistema. Muchas de las consideraciones operacionales y de planificación en los sistemas eléctricos de potencia, están estrechamente

relacionadas con el seguimiento y la supervisión de variables eléctricas. Las medidas deben ser fiables y precisas, de tal forma que ofrezcan la mejor estimación del estado del sistema en cualquier instante de tiempo. [5]

Las unidades de medición fasorial satisfacen la necesidad de sincronizar las variables y los fasores con sus ángulos (P, Q, V, I) en las barras de la red. Esta posibilidad ha abierto un amplio número de aplicaciones para el análisis de sistemas de energía, el funcionamiento, la fiabilidad y la seguridad. [5]

Un fasor es un número complejo el cual presenta la componente de frecuencia fundamental de la corriente y voltaje en un tiempo común. Para la aplicación en sistemas eléctricos de potencia, el tiempo común es independiente de la ubicación del dispositivo de medición. La medición de fasores reduce considerablemente la cantidad de datos analógicos del sistema de potencia. [5]

La PMU proporciona mediciones ideales para monitorear y controlar el sistema, particularmente en condiciones de estrés o sobrecarga. La característica esencial de esta técnica es que estas mediciones de secuencia positiva (y de secuencia negativa y cero, si es necesario) de voltajes y corrientes de un sistema de potencia son en tiempo real y con tiempos precisos de sincronización. Esto permite una comparación exacta de mediciones localizadas muy distantes entre sí, al igual que, mediciones en tiempo real para tomar acciones de control. [5]

La ventaja de referirse a un ángulo de fase a una hora de referencia mundial es de gran ayuda en la captura de la imagen del sistema eléctrico en área amplia. El análisis considera utilizar un microprocesador basado en un registro digital de fallas y un PMU, lo cual es llevado a cabo según el estándar IEEE C37.118 para diferentes niveles de exigencias. [5]

1.2 COMPONENTES DE UNA PMU

Una unidad de medición fasorial PMU consta de las siguientes partes:

- Una antena para recepción de la señal del sistema de posicionamiento global GPS: Provee una señal de sincronización de un pulso por segundo y una etiqueta de tiempo que consiste en el año, mes, día, hora y segundo. La señal del sistema GPS se toma en forma gratuita.
 - Una unidad de conversión análoga - digital (A/D): Toma las señales análogas originales de voltaje o corriente y las transforma en señales digitales denominadas “fasores locales”. La tasa de muestreo se obtiene de la señal de sincronización que da el sistema GPS. En esta unidad también se hace filtrado de ruido y señales impulso.
 - Un microprocesador: El cual hace el cálculo de los fasores.
 - Un puerto de comunicaciones: Es un módem que se conecta a un sistema de comunicaciones que transmite los fasores locales a un terminal remoto.
- [5]

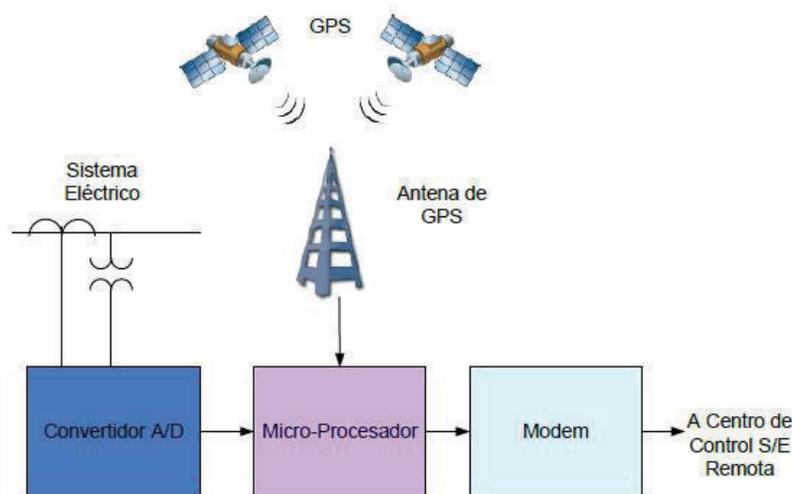


Figura 1.6 Componentes de una PMU

1.3 SINCRONIZACIÓN DE MEDIDAS FASORIALES

La medición de dos señales eléctricas, sean estas corriente o voltaje; en dos barras distantes del sistema no se puede efectuar con instrumentos que no realicen el muestreo de dicha señal en el mismo instante de tiempo t_k ; por este motivo se hace obligatoria la sincronización de la señal referencial de tiempo con un Sistema de Posicionamiento Global GPS (Global Positioning System).

El GPS es un sistema de posicionamiento por satélite que permite determinar en toda el planeta la posición de un objeto. El GPS además de ser empleado para la determinación del posicionamiento tiene otras aplicaciones concernientes con el tiempo como son la señal de un Pulso por Segundo (Pulse per Second PPS) y la hora universal coordinada UTC (Coordinated Universal Time).

El GPS es patrocinado por el programa del gobierno de Estados Unidos que proporciona la posición en todo el mundo y el tiempo de emisión gratuito. Esto proporciona tiempos precisos continuos menores a 1 ms. En la práctica, se ha realizado tiempos de sincronización en el orden de unos pocos cientos de nanosegundos. En el caso de PMU, la señal más importante es un pulso por segundo. [5]

Para una mayor eficiencia del uso de medidores fasoriales, se requiere algún tipo de concentrador de datos. El más simple es un sistema que va a recuperar los archivos grabados en el sitio de medición y luego correlaciona los archivos de diferentes sitios guardados en el tiempo de grabación. Este sistema permite hacer y analizar eventos mediante la utilización de mediciones precisas de fasores. La adquisición continua de datos se requiere para: aplicaciones en tiempo real, de tiempo real suave para SCADA y en tiempo real fuertes para los controles basados en la respuesta. [5]

Para sincronizar sus respectivos temporizadores de muestreo cada unidad de medición fasorial recoge la señal de un 1 PPS. Los fasores estimados por la unidad de medición fasorial se envían de manera conjunta con su respectiva etiqueta de tiempo con la hora universal coordinada u hora local.

Las señales análogas se adquieren del secundario de los transformadores de medición y atraviesan por filtros de sobrevoltaje y anti-aliasing. Posteriormente, para el muestreo de la señal se divide a la misma en un número de pulsos por segundo mediante un oscilador bloqueador de fase. Finalmente, el microprocesador estima los fasores a los cuales asigna una etiqueta de tiempo.

1.4 TRANSMISIÓN DE DATOS

La comunicación es un componente imprescindible como parte de un Sistema de Monitoreo de Área Extendida (Wide Area Monitoring Systems WAMS). Los sistemas de comunicación distribuyen la información necesaria para la operación de WAMS. [5]

Para cumplir los requerimientos en la comunicación, es necesario que sean diseñados sistemas robustos, rápidos y con una operación confiable. Los factores importantes a considerar para lograr los objetivos son: el tipo y topología de la red de comunicación, protocolos de comunicación y los medios usados. [5]

La transmisión de datos en la red debe consistir en tres capas. La capa inferior es tipo estrella (consiste en unidades de medición), unidades switch y unidades de control en la planta y subestación. La capa media es tipo anillo y consiste en el equipamiento de comunicación en la subestación, tal como el modem, bridge y router. La capa mayor es basada en la tecnología de internet, compuesto por un router y conexiones al centro de control y a puntos cables de algunas subestaciones juntas. [5]

Actualmente, las empresas eléctricas usan combinaciones de sistemas de comunicaciones análogas y digitales para sus operaciones, que consisten de comunicaciones a través Líneas de Potencia (Power Line Communications PLC), radio, microonda, líneas dedicadas de teléfono, satélites y fibra óptica. Cada uno de estos sistemas tiene aplicaciones dependiendo de cuál es la mejor solución. [5]

La transmisión de datos por grandes distancias podría ser basada en la fibra óptica, microonda y satélite. La fibra óptica es la primera opción al tomar en cuenta el ancho de banda, robustez y retardo de tiempo. [5]

Los datos de las unidades de medición fasorial pueden enviarse mediante conexiones de Ethernet o seriales. Si se utiliza una conexión de Ethernet, se tiene la opción de usar el Protocolo Datagrama de Usuario UDP (User Datagram

Protocol) y el Protocolo de Control de Transmisión TCP (Transmission Control Protocol).

El UDP proporciona mejor desempeño de tiempo real y utiliza menos ancho de banda ya que su modelo de transmisión es simple y sin protocolo de enlace. El TCP está orientado a la conexión, requiere un protocolo de enlace para configurarse y mantener una conexión a los extremos; éste provee un canal más robusto de comunicaciones, pero requiere un mayor ancho de banda.

La Figura (1.7) muestra una arquitectura multicapa, la cual integra dos dominios de control, dispositivos de protección y sistemas de gestión de la energía (Energy Management System EMS). Hay tres capas en esta arquitectura. La capa inferior está formada por PMUs estándar; o por PMUs con funcionalidades de protección adicionales. La siguiente capa se compone de varios Centros de Protección Local (Local Protection Center LPC), cada uno de los cuales interfiere directamente con un número de PMUs. La capa alta, es un Centro de Protección del Sistema (System Protection Center SPC), este actúa como coordinador de los LPCs. [5]

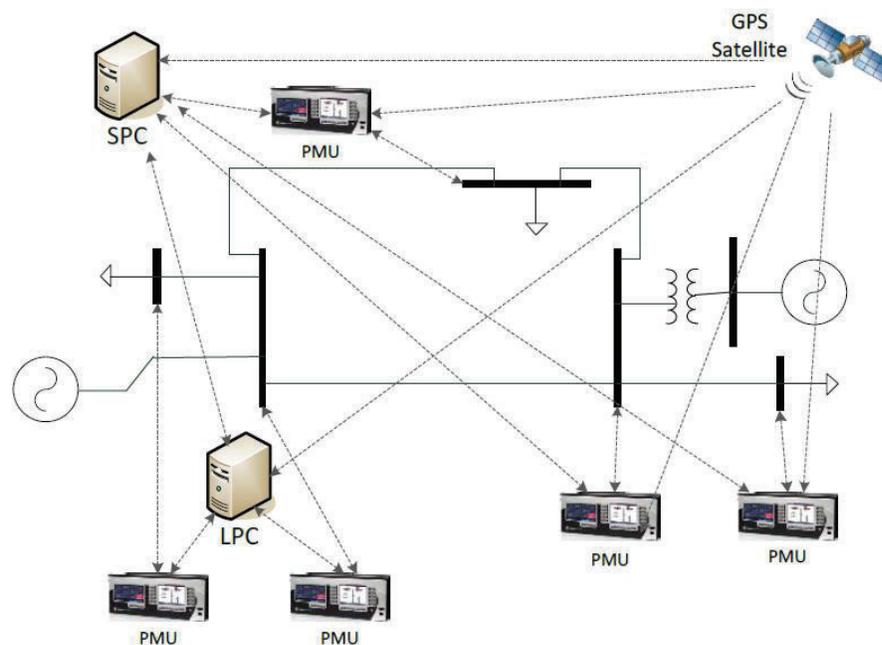


Figura 1.7 Red Multicapa de Sincronización de PMU – GPS conectados con LPC y SPC

Se debe apuntar a lograr la capacidad de supervisión, por ejemplo: WAMS. WAMS es la aplicación más común, basado en PMUs. El principal propósito es mejorar la estimación de estado, análisis post falla e información del operador. [5]

1.5 CONCENTRADOR DE DATOS FASORIALES

La función de un Concentrador de Datos de Fasores (Phasor Data Concentrator PDC) es recibir la información proveniente de PMUs u otros concentradores de datos, organizarlos de acuerdo a su estampa de tiempo, obteniendo como resultado medidas de toda la red de PMUs disponible para enviarla en un solo paquete de información hacia los históricos, otros PDCs o aplicaciones de análisis de datos, como se muestra en la Figura (1.8). Otra función del concentrador de datos es informar el estado del sistema de monitoreo general, creando registros del rendimiento tales como informes de pérdida de conexión, pérdida de datos y datos erróneos. [30]

El PDC también realiza análisis de calidad de los datos de entrada e inserta banderas que indican la calidad de los datos en los productos de salida del concentrador, ya sea paquetes en formato IEEE C37.118, datos hacia históricos o software de análisis de datos. El rol de un PDC varía de acuerdo a su utilización y localización, las capacidades de procesamiento también se verán afectadas de acuerdo a estos factores. El concentrador de datos puede ser utilizado como Local o de subestación, regional y PDC central también llamado SuperPDC. [30]

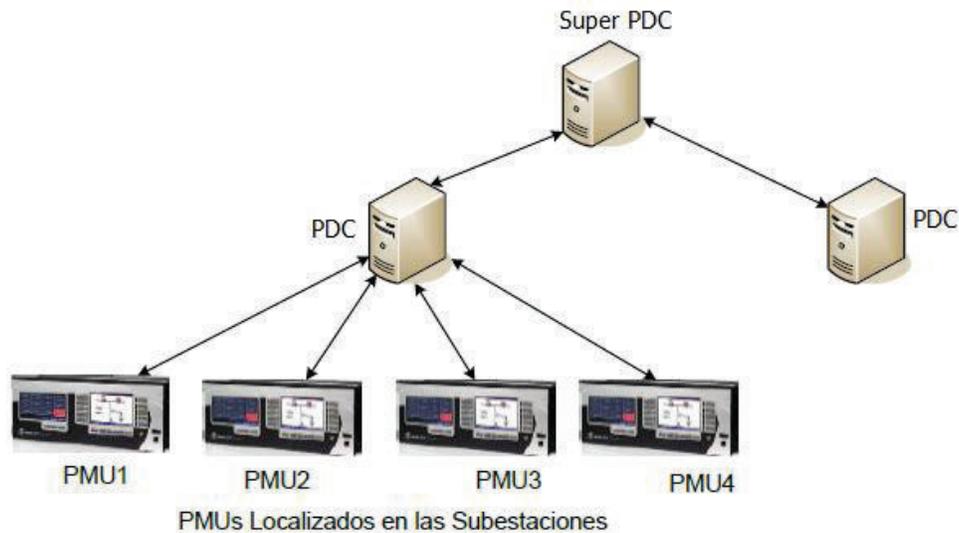


Figura 1.8 Concentrador de datos de Fasores, Jerarquía y niveles

- PDC de bajo nivel (PDC local):

Son usados para almacenamiento de datos locales por ejemplo en una subestación o central de generación. Almacenan un número pequeño de PMUs. Normalmente el tiempo de almacenamiento es limitado de 3 a 6 meses, ya que los históricos son guardados por el SuperPDC o un almacenador de históricos principal. El PDC local puede tener un sistema de visualización de datos en tiempo real para el operador de la subestación o central. [30]

- PDC de alto nivel:

Concentran información de múltiples PMUs o datos provenientes de otros PDC, estos concentradores pueden ser regionales o SuperPDC. La función del PDC regional es almacenar la información de determinada área del sistema monitoreado y enviarla al concentrador de datos principal, puede tener visualización y control sobre el sistema. El concentrador de datos principal o Super PDC concentra la información de todas las PMUs instaladas en el sistema de potencia, realiza el almacenamiento de históricos y envía la información de todo el sistema a los software de análisis de área amplia. [30]

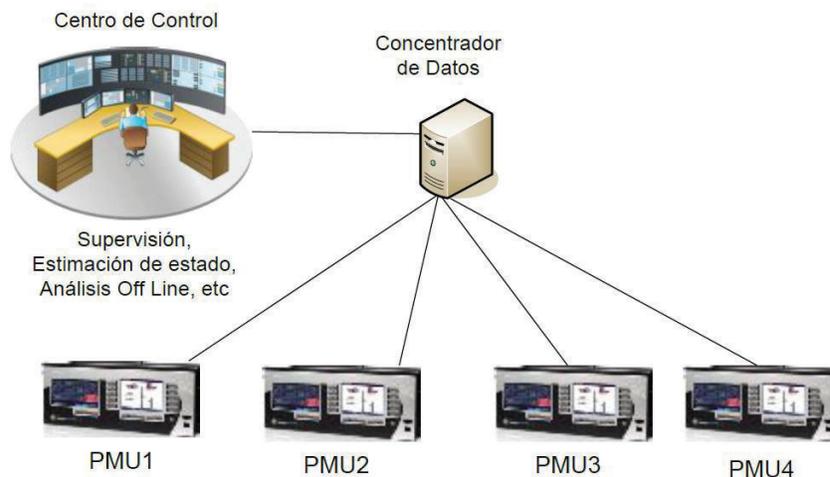


Figura 1.9 Diseño de WAMS

En aplicaciones WAMS un número de PMUs son conectados a un concentrador de datos (PDC), el cual básicamente es un almacenador masivo, accesible de un centro de control, como se muestra en la Figura (1.9). [5]

1.6 SISTEMAS DE MONITOREO DE ÁREA EXTENDIDA

Los Sistemas de Monitoreo de Área Extendida (Wide Area Measurement System WAMS) son un sistema de mediciones distribuidas en el sistema eléctrico de potencia (SEP) que involucra principalmente mediciones sincrofásicas (PMUs), algoritmos avanzados de procesamiento digital de señales y una infraestructura capaz de proporcionar información dinámica del sistema. En general esta tecnología incluye aplicaciones de supervisión y control de la operación del SEP en tiempo real. ¹

Estos sistemas de medición también se conocen como Sistemas de Medición Fasorial Sincronizados (SPMS o Synchronous Phasor Measurements Systems). Los sistemas WAMS o SPMS como se observa en la Figura (1.10) están constituidos principalmente por equipos de medición (PMU), concentradores de datos (PDC) y medios de comunicación. ²

¹ Tomado de <http://amoise-proyectos.blogspot.com/>

² Tomado de <http://amoise-proyectos.blogspot.com/>

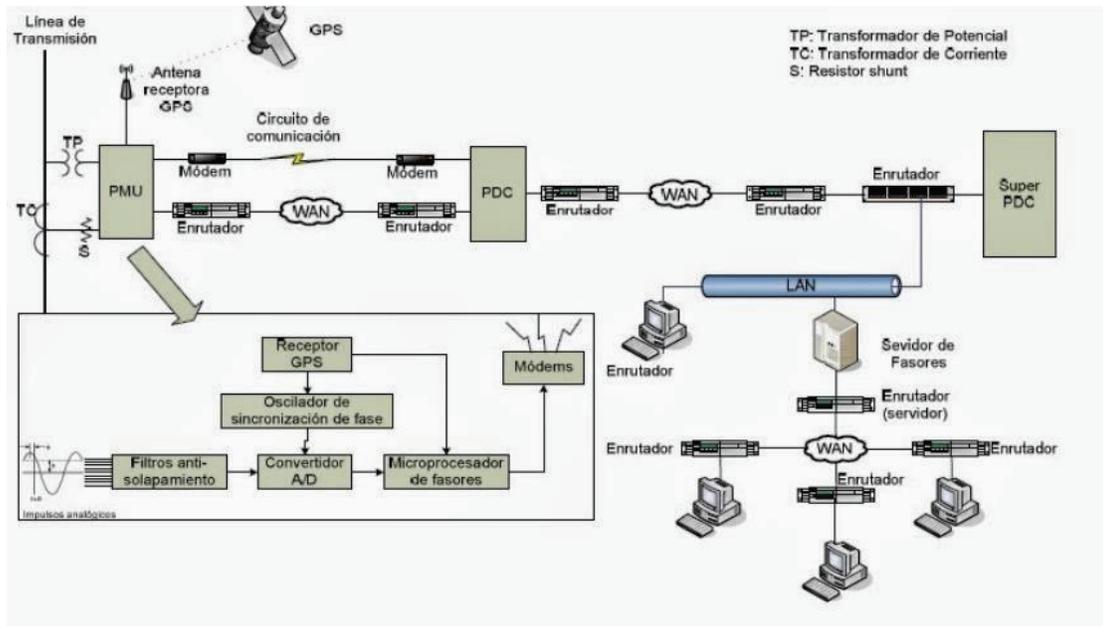


Figura 1.10 Estructura de un sistema WAMS

Los sistemas de monitoreo de área amplia permiten detectar aquellas condiciones potenciales que pueden hacer colapsar al sistema, advirtiendo a los operadores o a los sistemas automáticos para tomar acciones que eviten que el colapso ocurra.

3

Las tecnologías WAMS perfeccionan el monitoreo de los sistemas eléctricos de potencia aumentando la confiabilidad en tiempo real. Adicionalmente se puede obtener información dinámica del estado del sistema para diseñar e implementar esquemas de control preventivo y/o correctivo.

Una de las contribuciones significativas de las WAMS es que a través de las unidades de medición fasorial se pueden tener mediciones sincronizadas del sistema de potencia con altas tasas de muestreo, y de esta manera relevar la tecnología del sistema SCADA (con más de 50 años de antigüedad). Las WAMS, debido a sus altas tasas de muestreo, disponen de una amplia cantidad de información que siendo debidamente procesada se emplea para distintas aplicaciones en el control y monitoreo de los sistemas de potencia.

³ Tomado de <http://amoise-proyectos.blogspot.com/>

1.7 APLICACIONES DE PMUs

El desarrollo en Tecnologías de Medición Sincronizada (SMT) ha incrementado en los sistemas eléctricos de potencia. Las PMU modernas tienen otras características tales como: medición de frecuencia, componentes de potencia, indicadores de calidad de energía y monitoreo del estado de los equipos de la subestación. El uso de PMU está siendo fuertemente usado en todo el mundo como la mejor tecnología para ser aplicada en sistemas WAMS. En general el objetivo de la instalación de PMU es hacer la transición de un sistema de mediciones con un SCADA convencional a un sistema de medición más avanzado utilizando mediciones sincronizadas en un área amplia con mediciones en tiempo real con localidades distantes geográficamente. Las mediciones sincronizadas están siendo usadas en ciertas partes del mundo, en aplicaciones tales como: sistemas de monitoreo, análisis post-disturbios y monitoreo de oscilaciones inter-área. [5]

Conjuntamente con el desarrollo de las WAMS existen variadas aplicaciones de las PMUs. En la Tabla (1.1) de la referencia [1] se presentan las siguientes:

Tabla 1.1 Aplicaciones de PMUs

FUNCIÓN	APLICACIÓN
Supervisión del SEP	Monitoreo de la diferencia angular en fasores de voltaje.
	Medición de frecuencia.
	Monitoreo del estado de operación del generador de acuerdo a la observación de la gráfica P-Q.
	Estimación de Estado.
Control del Estado del SEP	Predicción de inestabilidad en tiempo real.
	Estabilidad de voltaje por medio de la observación de la curva P-V.
	Protección Adaptativa.
	Estimación de la seguridad de voltaje.
	Amortiguamiento de oscilaciones inter área con PSS y unidades de medición fasorial.
	Control de FACTS.
	Monitoreo de estabilidad de acuerdo a la medición de la velocidad del rotor del generador ω (Análisis de Energía).
Análisis del SEP	Identificación de modelos y parámetros.
	Validación de simulaciones.
Grabación de Eventos	Registro sincronizado de disturbios.

En la Tabla (1.2) tomada de la referencia [1] se exhibe un cuadro comparativo entre las aplicaciones de estabilidad especificadas en la Tabla anterior, examinando parámetros tales como los aportes de las unidades de medición fasorial, su ubicación, los problemas y las acciones de control.

Tabla 1.2 Cuadro comparativo aplicaciones de PMUs

APLICACIÓN	NRO PMUs	APORTES PMUs	PROBLEMAS	ACCIONES DE CONTROL	APORTES
Modelo de estabilidad de voltaje	Nodos de carga	Medir fasores de tensión y corriente en los nodos de carga		Deslastre de carga	No requiere análisis fuera de línea
Amortiguamiento de oscilaciones inter área	Nodos con lazos de control remoto	Señales sincronizadas desde puntos remotos	Tiempos de retardo en las señales		Amortiguamiento de oscilaciones inter área
Análisis de energía	Nodos de generación	Encontrar la velocidad crítica	La velocidad crítica es determinada fuera de línea	Deslastre de generación	Incremento de potencia en ciertas líneas
Protecciones adaptivas	Interconexión entre áreas	Medir los ángulos de los generadores	El equivalente está basado en algunos datos fuera de línea	Disparo de línea	Controlar la señal de disparo del relé
Predicción de estabilidad en tiempo real	Todos los nodos	Punto inicial para resolver ecuaciones diferenciales	Tiempos de cálculo, acciones de control		Determinar la estabilidad de un disturbio en tiempo real
Estabilidad de Tensión y árboles de decisión	La confiabilidad del algoritmo depende del número de PMUs	Medición de los ángulos de las tensiones, y los flujos de potencia	La confiabilidad del algoritmo depende del número de PMUs y entrenamiento	Control compensación reactiva	Rapidez en las decisiones
Monitoreo de Frecuencia	Sistema observable	Obtener la frecuencia en distintos puntos del sistema		Deslastre de carga	

En cuanto al número necesario de unidades de medición fasorial es necesario considerar que para la mayoría de las aplicaciones, las PMUs deben estar colocadas en lugares específicos tales como:

- Barras de carga
- Barras de generación
- Interconexiones
- Todas las barras del sistema, entre otras.

Esto constituye una diferencia considerable con la mayoría de aplicaciones en estado estacionario, que necesitan básicamente un sistema observable en el cual se pueden calcular los voltajes en todas las barras del sistema haciendo uso de las impedancias de las líneas de transmisión. Por lo tanto, la instalación para las aplicaciones descritas en la Tabla (1.1) presenta mayor dificultad.

CAPÍTULO II

2. METODOLOGÍAS PARA LA UBICACIÓN DE PMUs

En el presente capítulo se realiza una revisión y descripción de los métodos para Ubicación Óptima de PMUs OPP (Optimal PMUs Placement) con los respectivos criterios que deben presentar para garantizar la visualización de un sistema eléctrico de potencia.

2.1 ANÁLISIS DE LA OBSERVABILIDAD DE UN SEP

El estimador de estado de un sistema de potencia requiere una completa observabilidad de la red de transmisión a partir de las mediciones que se dispongan. Un sistema de potencia es observable por un conjunto de mediciones, cuando estas mediciones pueden construir un árbol de expansión de rango completo de todo el sistema. El análisis de observabilidad de un sistema de potencia es usualmente llevado a cabo de dos diferentes formas de análisis: numérica y topológica. [19]

2.1.2 ANÁLISIS DE OBSERVABILIDAD NUMÉRICO

El modelo de medición utilizado en la estimación de estado es:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (2.1)$$

Donde:

- x : Es el vector de estado del sistema, es decir, el fasor del voltaje en todas las barras del sistema.
- z : Es el vector de medición.
- $\mathbf{h}(\mathbf{x})$: Es la función no-lineal que relaciona el vector de medición con el vector de estado del sistema, y,
- e : Representa el vector de error de medición.

Si las PMUs proporcionan unas mediciones adecuadas (fasores de voltaje y corriente) el error de medición es pequeño y éste puede ser no tomado en cuenta. El uso exclusivo de las mediciones de las PMUs se traduce en la formulación del estimador de estado lineal. El modelo del estimador de estado lineal viene dado por:

$$\mathbf{z} = \mathbf{H}\mathbf{x} \quad (2.2)$$

Donde: \mathbf{H} es la matriz de función de medición.

Cuando el sistema es completamente observable por las PMUs el estimador de estado lineal proporciona el estado del sistema mediante la resolución de las ecuaciones lineales en (2.2). El análisis de observabilidad numérico comprueba si el rango de la matriz de medición está lleno o no. Para un sistema de N barras el conjunto de mediciones (fasores de voltaje y corriente) obtenidos de las PMUs pueden hacer que el sistema sea numéricamente observable si:

$$\text{Rango}(h) = 2N - 1 \quad (0.3)$$

La colocación óptima de PMUs para la observabilidad numérica de un sistema de potencia puede llevarse a cabo de dos maneras diferentes:

Método I: Colocando las PMUs una a una en la red del sistema para mejorar el rango de la matriz de medición. No se colocan más PMUs en la red del sistema cuando se satisface la ecuación (2.3). [19]

Método II: Teniendo en cuenta que los PMUs se encuentran en todas las barras del sistema, los PMUs son secuencialmente eliminados de las diferentes barras uno por uno. El proceso de eliminación se termina cuando en una determinada barra hace que el rango de la matriz de medición sea deficiente. [19]

Con los dos métodos para llegar a determinar la ubicación óptima (mínima) de unidades de medición fasorial es necesario comprobar con un gran número de

combinaciones. Cada combinación consiste en pruebas de rango que aumenta la carga computacional del análisis numérico de observabilidad.

2.1.2 ANÁLISIS DE OBSERVABILIDAD TOPOLÓGICO

En el análisis de observabilidad topológico el sistema de potencia es representado por un gráfico topológico. El gráfico tiene N número de nodos que representan las barras de la red y E número de bordes que representan los enlaces de la red es decir la conexión de las barras del sistema. En la ubicación óptima de PMUs por el análisis de observabilidad topológico, se busca de que cada barra de la red sea observable por al menos una PMU. [19]

2.2 PROBLEMA DE MINIMIZACIÓN

El objetivo del problema de la colocación óptima de una PMU es la selección estratégica del número mínimo de PMUs y la ubicación óptima de los mismos para asegurar una completa observabilidad del sistema de potencia. [26] La función objetivo a minimizar es el número de barras con PMUs, minimizando así indirectamente el número de dispositivos en el sistema. La función viene dada como:

$$\min f: \sum_{i=1}^{n\text{barra}} w_i x_i \quad (0.4)$$

Donde x_i es el estado del PMU en la i – ésima barra y w es el peso dependiendo de la función que va a ser minimizada la cual no debe restringir el número de barras del sistema con PMUs. Aquí se debe tomar en cuenta que la barra se refiere realmente a la subestación y no a la actual barra del sistema. Sin embargo, con una suposición común que una sola PMU puede medir la totalidad de variables de una subestación, esto se traduce a minimizar el número de dispositivos. [26]

2.3 HIPÓTESIS Y PROCESAMIENTO DE DATOS

Cuando se trata de un sistema práctico con varios niveles de voltaje, subestaciones de transformación, gran cantidad de barras y líneas de transmisión,

etc, se toma el costo real de la técnica tradicional, que es el número de dispositivos por cada subestación, los datos del sistema necesitan ser reducidos en uno, con las barras, líneas y la matriz de incidencia de nodo para el problema de ubicación de la PMU. Una barra en un sistema de potencia se define como algo que requiere instrumentación, tiene un impacto y físicamente capaz de tener una PMU. [26]

2.3.1 REDUCCIÓN DE BARRAS DENTRO DE UNA SUBESTACIÓN

Todas las barras de un sistema no son modeladas para el problema de ubicación. Las barras así como los transformadores dentro de la misma subestación no son modelados por separado y por lo tanto, cada subestación es modelada como una sola barra. Esto se basa en la hipótesis que el ajuste del tap del transformador se conoce con gran precisión en la subestación, la impedancia del transformador es muy pequeña y por lo tanto puede ser despreciada y todas las barras que pertenecen al mismo nivel de voltaje en una subestación se cortocircuitan a través de seccionadores/disyuntores. Por lo tanto, teniendo las mediciones correspondientes a un nivel de voltaje particular en una subestación, los otros niveles de voltaje se supone que se conocen. Entonces, un transformador es tratado como un cortocircuito virtual y esto reduce extremadamente el número de posibles opciones de ubicación de una PMU en el sistema. [26]

2.3.2 SUFICIENTES CANALES EN LOS PMUs

En el presente proyecto se asumió que una unidad de medición fasorial instalada en una subestación tiene un **número suficiente de canales para medición de todas las corrientes y voltajes** de todas las posiciones de dicha subestación. [26]

2.4 REGLAS DE OBSERVABILIDAD

El conjunto de reglas las cuales rigen la observabilidad de una subestación son:

- Si se conoce el fasor de voltaje extremo y el fasor de corriente de una rama, entonces, el fasor de voltaje en el otro extremo de la rama, se puede calcular.

- Si se conoce el fasor de voltaje en los dos extremos de una rama, entonces, el fasor de corriente por la rama puede ser obtenido directamente.
- Si existe una barra de carga sin una PMU y se conoce el fasor de corriente de uno de las ramas incidentes excepto de una, entonces, el fasor de corriente de la rama desconocida puede ser calculado utilizando las leyes de corriente de Kirchoff.
- Si el fasor de voltaje de una barra de carga es desconocido y los fasores de voltaje de todas las barras adyacentes son conocidos, entonces, el fasor de voltaje de la barra de carga puede ser obtenido a través de las ecuaciones de voltaje de nodo.
- Si los fasores de voltaje de un conjunto de barras de carga adyacentes son desconocidos, pero los fasores de voltaje de todas las barras adyacentes a éstas son conocidos, entonces, los fasores de voltaje de las barras de carga, pueden ser calculadas por las ecuaciones de voltaje de nodo. [26]

2.5 MÉTODOS MATEMÁTICOS Y HEURÍSTICOS PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE PMUs

Para la ubicación óptima de una PMU se han desarrollado diferentes métodos, éstos pueden ser métodos matemáticos o métodos heurísticos, a continuación se va a detallar las diferentes metodologías que existen. [27]

2.5.1 ALGORITMOS MATEMÁTICOS

2.5.1.1 Programación Entera (IP)

La programación entera (Integer Programming IP) es un método de programación matemática, para resolver y optimizar problemas que tienen variables de diseño entero, mientras que la función objetivo y las restricciones son lineales, no-lineales, o cuadráticas, llevando así a los siguientes métodos: programación lineal entera (ILP), programación entera no-lineal (INLP) y programación entera cuadrática (IQP).

El objetivo del método es llevar a cabo la ubicación de la PMU en barras estratégicas haciendo que todo el sistema de potencia sea observable. La existencia de restricciones considerando las mediciones y aportaciones de la PMU, que pueden ser cero en algunos casos. Un método numérico se presenta factible para la ubicación de una PMU cuando transforma mediciones críticas existentes en otras redundantes. El principal objetivo es mejorar la mala capacidad de detección e identificación de datos que el estimador de estado da al sistema, tomando la ventaja tecnológica que proporciona una PMU. Dependiendo de la configuración de la medición y de la topología del sistema las mediciones críticas son transformadas en redundantes. El problema se amplía para incorporar mediciones convencionales como candidatas para la colocación y pueden ser usadas para determinar la ubicación óptima cuando un nivel deseado de redundancia local es considerado en el sistema. La formulación redundante de ubicación óptima de una PMU para la observabilidad completa o incompleta del sistema, considera situaciones en las cuales se posee o no mediciones de una determinada barra del sistema. Este problema puede ser modelado y resuelto utilizando la programación lineal entera (ILP).

Una primera etapa utiliza una ILP basada en un enfoque para asegurar la observabilidad topológica del sistema, mientras que la segunda etapa determina la observabilidad numérica, al observar si la matriz Jacobiana de medición la cual se refiere a las mediciones fasoriales de voltaje y corriente en la barra de estado del modelo lineal es de rango completo.

2.5.1.2 Búsqueda Exhaustiva

La búsqueda exhaustiva es una técnica general de optimización que enumera sistemáticamente todos los posibles candidatos para la solución y selecciona el candidato que satisface las restricciones en el valor óptimo de la función objetivo. Su principal ventaja es que garantiza que se encuentre el valor óptimo global. Sin embargo, esto no es conveniente para sistemas a gran escala con un enorme espacio de búsqueda.

2.5.2 ALGORITMOS HEURÍSTICOS

A continuación se da una breve descripción de los diferentes tipos de algoritmos heurísticos que son utilizados para resolver problemas de optimización que es el caso de la ubicación óptima de PMUs.

2.5.2.1 Algoritmo Genético (GA)

Un algoritmo genético (Genetic Algorithm GA) es un método de optimización basado en la conjetura de selección natural y la genética. Este algoritmo opera en una población de individuos, conocidos como “cromosomas” la cual es una solución potencial al problema dado y se combinan para producir nuevos individuos.

2.5.2.2 Recocido Simulado (SA)

El algoritmo Recocido Simulado (Simulated Annealing SA) es un método genérico de optimización heurística inspirado en la hibridación en la metalurgia.

Para el problema de ubicación óptima de una PMU, este método usa una modificación de la bisectriz de búsqueda para encontrar el número de PMUs y un método básico de simulación de hibridación, que busca un conjunto de ubicación que lleva a una red observable para un número determinado de PMUs.

2.5.2.3 Evolución Diferencial (DE)

El algoritmo de evolución diferencial (Differential Evolution DE) es un método de optimización heurística que utiliza una muestra del par de diferencias aleatorias de los vectores objetivos para guiar la operación de mutación en lugar de utilizar las funciones de distribución de probabilidad.

2.5.2.4 Optimización de Enjambre de Partículas (PSO)

El algoritmo de optimización de enjambre de partículas (Particle Swarm Optimization PSO) es un método de optimización basado en la población en el cual cada solución potencial (llamada partícula) es asignada una velocidad aleatoria y ésta fluye a través del hiperespacio del problema. Este algoritmo se ha

encontrado extremadamente eficaz en la resolución de una amplia gama de problemas de optimización de ingeniería.

2.5.2.5 Algoritmo Inmunológico (IA)

El algoritmo inmunológico (Immune Algorithm IA) es una estrategia de búsqueda basado en los principios del algoritmo genético e inspirado en el mecanismo de protección de los organismos vivos contra bacterias y virus.

2.5.2.6 Búsqueda Local Iterativa (ILS)

La búsqueda local iterativa (Iterated Local Search ILS) es una técnica global de optimización que explora una secuencia de soluciones creada como una perturbación de la mejor solución actual, el resultado es refinado utilizando la técnica de incrustación heurística.

2.5.2.7 Árbol de Búsqueda Extendido (STS)

El algoritmo árbol de búsqueda extendido (Spanning tree search STS) es un método dinámico que determina el mejor camino desde el origen al destino, evitando los bucles que pueden causar que los resultados sean mal interpretados.

2.5.2.8 Algoritmo Ávido

Este algoritmo es una metodología de optimización que sigue la resolución del problema heurístico haciendo la elección localmente óptima en cada etapa, con la esperanza de encontrar la solución global.

2.5.2.9 Algoritmo de Seguridad Recursivo N

Este algoritmo es una búsqueda basada en un árbol de expansión con varias soluciones, con un punto de partida diferente.

2.5.2.9 Árbol de decisión

Este algoritmo representa un árbol en el que cada nodo de rama representa una elección entre una serie de alternativas y cada nodo de hoja representa una clasificación o decisión.

2.5 MÉTODO PROPUESTO

En este caso el método propuesto en este trabajo para la ubicación óptima de las PMUs es el algoritmo de Programación Entera Lineal ILP (Integer Linear Programming).

2.5.1 PROCEDIMIENTO PARA LA PROGRAMACIÓN LINEAL

Para un sistema de “n” barras, el problema de ubicación de una PMU se puede formular como:

$$\begin{aligned} \min f: & \sum_{i=1}^n w_i x_i \\ \text{s.t. } & f(X) \geq \hat{1} \end{aligned} \quad (0.5)$$

Dónde:

X es un vector de decisión binario, cuyas entradas se definen como:

$$x_i = \begin{cases} 1 & \text{si un PMU es ubicado en la barra } i \\ 0 & \text{si no dispone de PMU la barra } i \end{cases}$$

w_i es el costo de la PMU instalada en la barra i . [33]

$f(X)$ es la función vector cuyas entradas son diferentes de cero si corresponden a una barra cuyo valor de voltaje puede ser resuelto por la medición dada y cero en otro caso. [33]

$\hat{1}$ es un vector cuyas entradas son todas 1. [33]

El producto interno del vector de la variable de decisión y el vector de costos representa los costos totales de instalación de las PMUs. Las funciones de restricción garantizan la observabilidad completa del sistema de potencia y reducen al mínimo el costo de instalación de las PMUs. [33]

El procedimiento para la construcción de las ecuaciones de restricción se describe a continuación para tres posibles casos que son: (1) ningún tipo de medida convencional o cero mediciones de inyección, (2) mediciones de flujos o (3) mediciones de flujos así como también mediciones de inyección (que pueden ser cero o medidas). [33] La descripción del procedimiento para cada uno de los casos se lo realizará usando el sistema de prueba de la IEEE de 14 barras que se muestra en la figura (2.1)

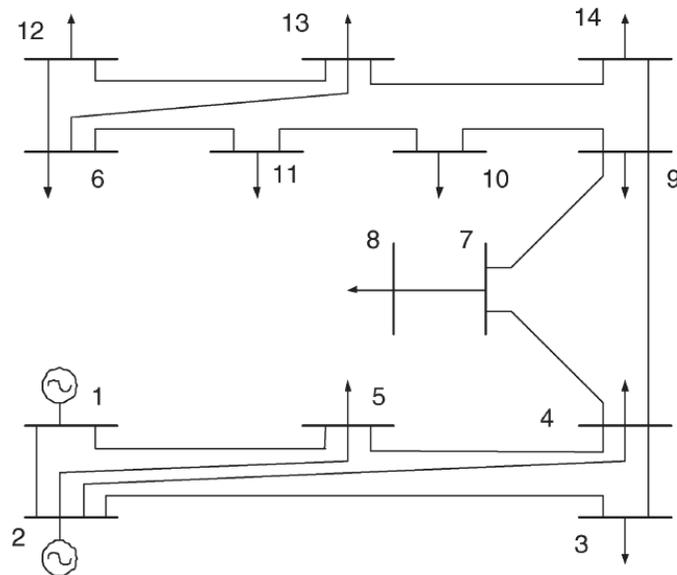


Figura 2.1 Sistema de pruebas de 14 barras de la IEEE

Considerando el sistema de prueba de la IEEE de 14 barras y la configuración de las medidas que posee que se muestran en la figura (2.2). El punto negro cerca de la barra 7 representa que dicho nodo es una barra de inyección cero (o tiene una medición de inyección instalada) mientras que el cuadro negro en la línea 5-6 representa una medición del flujo por la línea 5-6. [33]

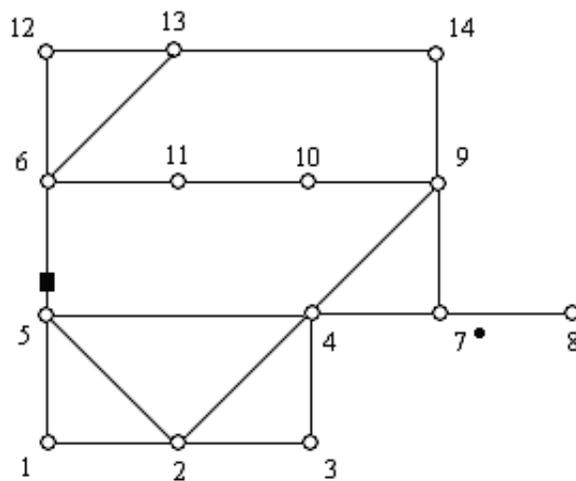


Figura 2.2 Sistema de prueba de 14 barras de la IEEE con mediciones convencionales

Caso 1. Un sistema con mediciones no convencionales y/o cero inyecciones

En este caso, la medición del flujo y la inyección cero son ignoradas. Con el fin de formar el conjunto de restricciones, la matriz de conectividad binaria A , cuyas entradas son definidas a continuación, se formará primero:

$$A_{k,m} = \begin{cases} 1 & \text{si } k = m, \text{ o } k \text{ y } m \text{ están conectadas} \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

La matriz A puede ser obtenida directamente de la matriz de admitancias de barras mediante la transformación de sus entradas en forma binaria:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix}
 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\
 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1
 \end{bmatrix} \quad (0.6)$$

Las restricciones de este caso vienen dadas como:

$$f(X) = \mathbf{A} \cdot \mathbf{X} = \begin{cases}
 f_1 = x_1 + x_2 + x_5 \geq 1 \\
 f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 \geq 1 \\
 f_3 = x_2 + x_3 + x_4 \geq 1 \\
 f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 \geq 1 \\
 f_5 = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 \geq 1 \\
 f_6 = x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} \geq 1 \\
 f_7 = x_4 + x_7 + x_8 + x_9 \geq 1 \\
 f_8 = x_7 + x_8 \geq 1 \\
 f_9 = x_4 + x_7 + x_9 + x_{10} + x_{14} \geq 1 \\
 f_{10} = x_9 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \\
 f_{11} = x_6 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \\
 f_{12} = x_6 + x_{12} + x_{13} \geq 1 \\
 f_{13} = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} \geq 1 \\
 f_{14} = x_9 + x_{13} + x_{14} \geq 1
 \end{cases} \quad (0.7)$$

El operador “+” sirve como el operador lógico “OR” y el uso del número 1 en el lado derecho de la desigualdad asegura que al menos una de las variables que aparecen en la suma sea distinta de cero. Por ejemplo, al considerar las restricciones asociadas a la barra 1 y 2 se tienen:

$$\begin{aligned}
 f_1 &= x_1 + x_2 + x_5 \geq 1 \\
 f_2 &= x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 \geq 1
 \end{aligned} \quad (2.8)$$

Para la primera restricción $f_1 \geq 1$ implica que al menos una PMU debe ser colocada en las barras 1, 2 o 5 con el fin de hacer que la barra 1 sea observable. Del mismo modo, la segunda restricción $f_2 \geq 1$ implica que al menos una PMU

debe ser colocada en las barras 1, 2, 3, 4 o 5 con el fin de hacer que la barra 2 sea observable.

Caso 2. Un sistema con algunas mediciones de flujos

En este caso se considera una situación en la cual algunas mediciones de flujos pueden estar presentes. La medición del flujo de potencia por la línea 5-6 en el sistema de prueba de 14 barras de la IEEE va a ser usado para ilustrar el enfoque de cómo tratar con las mediciones de flujo existentes. La existencia de esta medición de flujo da lugar a la modificación de las restricciones de las barras 5 y 6 respectivamente. La modificación sigue la observación que tiene una medición de flujo a lo largo de un enlace, lo que permite el cálculo de uno de los fasores de voltaje de la barra cuando el otro fador del otro extremo es conocido. Por lo tanto, las ecuaciones de restricciones asociadas a las barras terminales de la medición del enlace se puede combinar en una sola restricción. [33] En el caso del ejemplo las restricciones para las barras 5 y 6 pueden ser combinadas en una sola restricción:

$$\begin{cases} f_5 = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 \geq 1 \\ f_6 = x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} \geq 1 \end{cases} \quad (2.9)$$

$$f_{5,6} = f_5 + f_6 = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} \geq 1$$

Lo cual implica que si cualquiera de los dos fasores de voltaje de la barra 5 o de la 6 es observable, el otro será observable. [33]

Aplicando estas modificaciones a las restricciones del ejemplo del caso anterior, el conjunto de restricciones pueden ser obtenidas así:

$$f(X) = \begin{cases} f_1 = x_1 + x_2 + x_5 \geq 1 \\ f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 \geq 1 \\ f_3 = x_2 + x_3 + x_4 \geq 1 \\ f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 \geq 1 \\ f_{5,n} = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} \geq 1 \\ f_7 = x_4 + x_7 + x_8 + x_9 \geq 1 \\ f_8 = x_7 + x_8 \geq 1 \\ f_9 = x_4 + x_7 + x_9 + x_{10} + x_{14} \geq 1 \\ f_{10} = x_9 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \\ f_{11} = x_6 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \\ f_{12} = x_6 + x_{12} + x_{13} \geq 1 \\ f_{13} = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} \geq 1 \\ f_{14} = x_9 + x_{13} + x_{14} \geq 1 \end{cases} \quad (0.10)$$

Caso 3. El sistema con ambas inyecciones de mediciones (algunas en las cuales pueden ser con inyección cero pseudo-inyecciones) y mediciones de flujos.

Este caso considera la situación más general en donde ambas mediciones de inyección y mediciones de flujos pueden estar presentes, pero no lo suficiente para hacer que todo el sistema sea observable. Las mediciones de inyección ya sean cero inyecciones o no, son tratadas de la misma forma. [33]

Considerando nuevamente el mismo sistema de prueba de 14 barras de la IEEE, donde la barra 7 es una barra de inyección cero. Es fácil observar que si los fasores de voltaje en cualquiera de las tres de las cuatro barras 4, 7, 8 y 9 son conocidos, se puede calcular el cuarto fasor utilizando la Ley de Corrientes de Kirchoff aplicada a la barra 7 donde la corriente neta inyectada es conocida. [33]

Hay dos formas diferentes de tratar las mediciones de inyección y formar las restricciones del sistema. Una de ellas es formar restricciones no-lineales para los vecinos de las barras que tienen mediciones de inyección instaladas. También se puede hacer el mismo análisis utilizando una transformación topológica. [33]

a) *Formando restricciones no-lineales*

Una forma para tratar a las barras de inyección es modificar las restricciones asociadas a las barras vecinas a este tipo de barras y formar un conjunto de restricciones no lineales. [33]

Para tratar la barra de inyección cero 7 en el sistema de prueba de 14 barras de la IEEE, las restricciones asociadas a las barras vecinas 4, 8 y 9 pueden ser modificadas como se indica a continuación:

$$\begin{aligned} f_4 &= x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 + f_7 \cdot f_8 \cdot f_9 \geq 1 \\ f_8 &= x_7 + x_8 + f_4 \cdot f_7 \cdot f_9 \geq 1 \\ f_9 &= x_4 + x_7 + x_9 + x_{10} + x_{14} + f_4 \cdot f_7 \cdot f_8 \geq 1 \end{aligned} \quad (2.11)$$

Note que el operador “.” es usado como el operador lógico “AND” en las ecuaciones anteriores. [33]

Las expresiones para f_i se pueden simplificar aún más mediante el uso de las siguientes propiedades de los operadores lógicos AND (.) y OR (+). Dado dos conjuntos A y B, donde el conjunto A es un subconjunto del conjunto B, luego se tiene que $A + B = B$ y $A \cdot B = A$. [33]

Por ejemplo, sustituyendo la expresión de f_7 en la expresión para f_4 , f_4 puede ser escrita como:

$$f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 + x_8 \cdot f_8 \cdot f_9 \geq 1 \quad (2.12)$$

Luego si se sustituye la expresión de f_8 se tiene:

$$f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 + x_8 \cdot f_9 \geq 1 \quad (2.13)$$

Y sustituyendo f_9 se tiene:

$$f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 + x_8 \cdot x_{10} + x_8 \cdot x_{14} \geq 1 \quad (2.14)$$

Si se aplica de forma similar las simplificaciones lógicas a las otras expresiones, el conjunto de restricciones puede ser escrito como:

$$\begin{aligned}
 f_4 &= x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 + x_8 \cdot x_{10} + x_8 \cdot x_{14} \geq 1 \\
 f_8 &= x_4 + x_7 + x_8 + x_9 \geq 1 \\
 f_9 &= x_4 + x_7 + x_9 + x_{10} + x_{14} + x_2 \cdot x_8 + x_3 \cdot x_8 + x_5 \cdot x_8 \geq 1
 \end{aligned} \tag{2.15}$$

Nótese que las restricciones correspondientes a las otras barras permanecen de la misma forma que se muestra en la ecuación (2.10). Una excepción a esto es la restricción de la barra 7 donde la inyección es medida (es decir, es conocida). Esta restricción se elimina del conjunto de restricciones. La razón por la que la restricción asociada a la barra de carga es removida se debe a que sus efectos son tomados en cuenta indirectamente por el producto aumentado a las restricciones asociadas con las barras vecinas.

Las restricciones para este caso se muestran a continuación:

$$f(X) = \begin{cases}
 f_1 = x_1 + x_2 + x_5 \geq 1 \\
 f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 \geq 1 \\
 f_3 = x_2 + x_3 + x_4 \geq 1 \\
 f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 + x_8 \cdot x_{10} + x_8 \cdot x_{14} \geq 1 \\
 f_{5,n} = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} \geq 1 \\
 f_8 = x_4 + x_7 + x_8 + x_9 \geq 1 \\
 f_9 = x_4 + x_7 + x_9 + x_{10} + x_{14} + x_2 \cdot x_8 + x_3 \cdot x_8 + x_5 \cdot x_8 \geq 1 \\
 f_{10} = x_9 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \\
 f_{11} = x_6 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \\
 f_{12} = x_6 + x_{12} + x_{13} \geq 1 \\
 f_{13} = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} \geq 1 \\
 f_{14} = x_9 + x_{13} + x_{14} \geq 1
 \end{cases} \tag{0.16}$$

Esta manera de formar las restricciones para las barras de carga o las barras que tienen inyección de medidas es complicada y lleva demasiado tiempo. También se descubrió que una parte no lineal se introducirá en las restricciones y se desacelerará la programación entera.

b) Transformación Topológica

Este método alternativo denominado transformación topológica es desarrollado para el manejo de las mediciones de inyección. La principal idea es fusionar la barra que posee medición con cualquiera de sus barras vecinas. Esto se basa en la observación de que si se conocen todos los fasores de voltaje de las barras vecinas, el fasor de voltaje de esta barra de inyección puede ser calculado aplicando la Ley de Corrientes de Kirchoff. La figura (2.3) muestra el diagrama del sistema actualizado después de fusionar las barras 7 y 8 en una nueva barra 8'. El nuevo enlace creado 8'-9 refleja la conexión original entre las barras 7 y 9. [33]

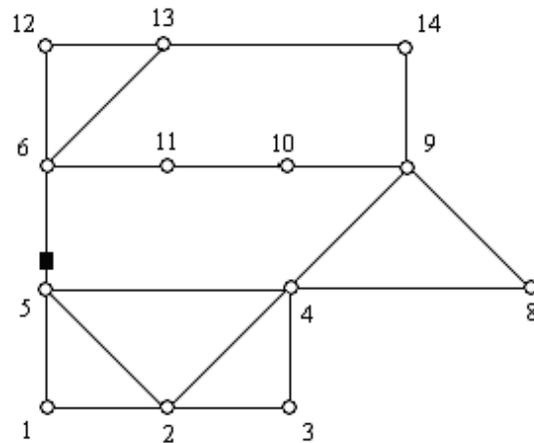


Figura 2.2 Diagrama unifilar después de fusionar las barras 7 y 8

Por lo tanto, la función vector de las restricciones se forma de la siguiente manera:

$$f(X) = \begin{cases} f_1 = x_1 + x_2 + x_5 \geq 1 \\ f_2 = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 \geq 1 \\ f_3 = x_2 + x_3 + x_4 \geq 1 \\ f_4 = x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_{8'} + x_9 \geq 1 \\ f_{5.n} = x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} \geq 1 \\ f_{8'} = x_4 + x_{8'} + x_9 \geq 1 \\ f_9 = x_4 + x_{8'} + x_9 + x_{10} + x_{14} \geq 1 \\ f_{10} = x_9 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \\ f_{11} = x_6 + x_{10} + x_{11} \geq 1 \\ f_{12} = x_6 + x_{12} + x_{13} \geq 1 \\ f_{13} = x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} \geq 1 \\ f_{14} = x_9 + x_{13} + x_{14} \geq 1 \end{cases} \quad (0.17)$$

La transformación topológica es rápida y no introduce en ninguna parte una restricción no lineal. Sin embargo hay que recalcar que si la solución óptima elige la barra ficticia recién creada, como barra candidata, se puede colocar la PMU en una de las dos barras o en las dos barras. En este caso, se necesita aplicar un análisis de la topología para comprobar la observabilidad del sistema. Esto también asegura que se colocará el mínimo número de PMUs en el sistema.

CAPÍTULO III

3. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN SISTEMAS DE POTENCIA

En el presente capítulo se presenta una descripción referente a la Estabilidad de Voltaje en sistemas eléctricos de potencia con sus respectivos métodos de evaluación. Se describen además los métodos para Análisis de Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia SEP haciendo énfasis en el Análisis de Contingencia AC. Posteriormente, se expone la necesidad de incluir aspectos relacionados a la Estabilidad de Voltaje en el AC. Finalmente, se describen varios indicadores utilizados para examinar la estabilidad de voltaje en sistemas de potencia.

3.1 ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

La IEEE/CIGRE define la estabilidad de sistemas de potencia de la siguiente manera:

“La capacidad de un sistema eléctrico, de recuperar un estado de equilibrio operativo después de ser sometido a una perturbación física, para una condición de operación inicial dada, con variables del sistema limitadas de manera que prácticamente todo el sistema permanezca intacto”. [5]

La estabilidad de un SEP se define como la característica de un sistema de potencia para mantener un estado de equilibrio en condiciones normales de operación y para restablecer a un estado aceptable de equilibrio después de una perturbación.

Los sistemas eléctricos de potencia SEP son sistemas altamente no lineales de naturaleza dinámica, es decir, que presenta cambios constantes a nivel de carga, generación y sus parámetros de operación. Al ser sometido el SEP a una perturbación de cualquier tipo, la estabilidad es función de las condiciones iniciales de operación, así como la naturaleza de la perturbación. [5]

Los SEP están sometidos a una amplia gama de perturbaciones: grandes y pequeñas. Las pequeñas perturbaciones se presentan en variaciones de la demanda donde el sistema debe ser capaz de adaptarse a las diferentes condiciones de carga. También debe ser capaz de permanecer estable a diferentes perturbaciones de carácter severo, tales como: pérdida de generación o disparos en líneas de transmisión. Un evento de esa naturaleza puede provocar la formación de subsistemas eléctricos debido al aislamiento de las áreas del sistema en falla. [5]

La estabilidad es una condición de equilibrio entre fuerzas opuestas. Dependiendo de la topología del sistema de transmisión, el estado operativo del sistema y el tipo de perturbación, los diferentes conjuntos de fuerzas opuestas pueden experimentar un desequilibrio sostenido que conduce a diferentes formas de inestabilidad. [5]

La clasificación de la estabilidad de SEP se basa en las siguientes consideraciones:

- La naturaleza física del modo resultante de la inestabilidad, como se indica en la variable principal del sistema en el que la inestabilidad se puede observar.
- El tamaño de la perturbación, lo que influye en el método de cálculo y la predicción de la estabilidad.
- Los dispositivos, procesos y el lapso de tiempo que hay que tener en cuenta para evaluar la estabilidad. [5]

En la figura (3.1) se presenta la clasificación general de la estabilidad en sistemas de potencia:

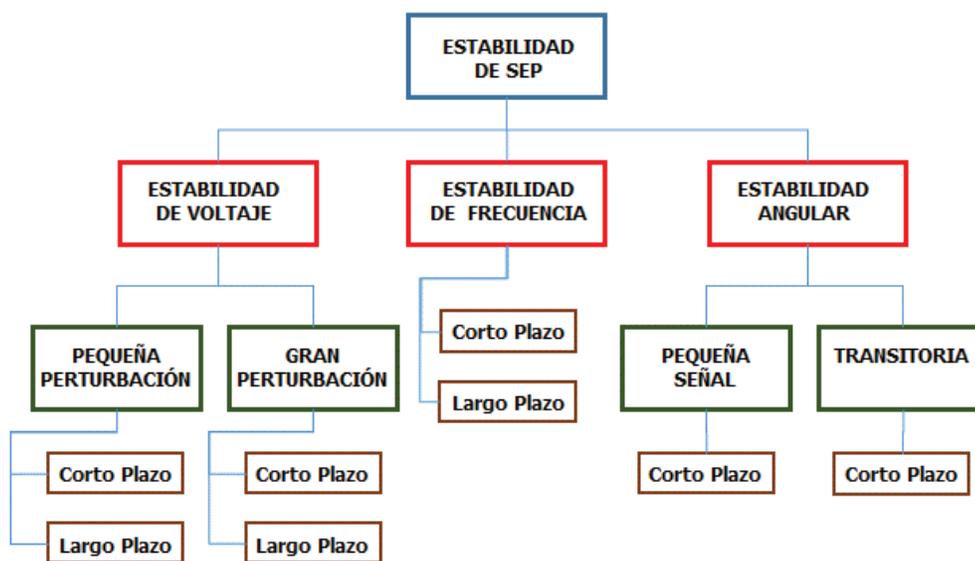


Figura 3.1 Clasificación de Estabilidad en SEP

Estabilidad de Voltaje:

Se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener el voltaje estable en todas las barras del sistema después de estar sometido a una perturbación de una condición de operación inicial dada. Depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la demanda y alimentación de la carga del sistema eléctrico. La inestabilidad que puede resultar se produce en forma de una disminución progresiva o en el aumento de los voltajes de algunas barras. [5]

Estabilidad Angular:

Es la capacidad de una máquina síncrona de un sistema interconectado de mantener el sincronismo después de estar sometido a una perturbación. Esto depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre el torque electromagnético y el torque mecánico de cada máquina síncrona en el sistema. La inestabilidad puede resultar cuando incrementa las oscilaciones angulares de algunos generadores que conduce a la pérdida de sincronismo con los otros generadores. [5]

Estabilidad de Frecuencia:

Se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia en equilibrio después de una perturbación grave del sistema que resulta de un desbalance importante entre la generación y la carga. Depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre la generación del sistema y la carga, con una mínima pérdida accidental de la carga. La inestabilidad que pueda resultar se produce en forma de oscilaciones de frecuencia sostenidas que lleva a un disparo de las unidades generadoras y/o cargas. [5]

3.1 ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SEP

Tradicionalmente, el problema de estabilidad ha sido relacionado a la estabilidad del ángulo del rotor, es decir el mantener la operación sincrónica de los generadores. La inestabilidad también puede ocurrir sin pérdida de sincronismo, en ese caso la preocupación es el control y la estabilidad de voltaje. En la referencia [32] se define la estabilidad de voltaje como: *“la habilidad de un sistema de potencia para mantener voltajes estables en todas las barras del sistema después de haber sido sometido a una perturbación desde una condición operativa inicial dada. Depende de la capacidad de mantener/restaurar el equilibrio entre generación y carga en el sistema eléctrico de potencia”*.

Un sistema de potencia tiene voltajes estables si los mismos después de un disturbio están cerca de los voltajes de operación en condiciones normales. Un sistema de potencia se vuelve inestable cuando los voltajes disminuyen sin control debido al incremento de carga, debilitamiento del control de voltaje y/o por la salida de un equipo sea éste: generador, línea de transmisión, transformador, barra, entre otros. El control de voltaje y la inestabilidad son problemas locales. Sin embargo, las consecuencias de la inestabilidad de voltaje pueden tener un amplio impacto. El colapso de voltaje es el resultado catastrófico de una secuencia de eventos que conducen súbitamente a un perfil de bajo voltaje en la mayor parte del sistema.

A la estabilidad de voltaje también se la denomina “estabilidad de carga”. La estabilidad de voltaje se ve amenazada cuando una perturbación aumenta la demanda de potencia reactiva más allá de la capacidad sostenible de los recursos disponibles de energía reactiva.

El principal factor que causa la inestabilidad de voltaje es la incapacidad del SEP de satisfacer la demanda de potencia reactiva en un sistema fuertemente estresado (altas transferencias por líneas de transmisión) para mantener los voltajes objetivos. Otros factores que contribuyen a la estabilidad de voltaje son los límites de potencia reactiva de los generadores, la característica de la carga, las características de los dispositivos de compensación de potencia reactiva y la acción de los dispositivos de control de voltaje.

Los sistemas de potencia carecen de la capacidad de transferir potencia a través de largas distancias o a través de altas impedancias debido al requerimiento de una gran cantidad de potencia reactiva en algún valor crítico de potencia o distancia. La transferencia de potencia reactiva es difícil debido a las extremadamente altas pérdidas de potencia reactiva, razón por la cual la potencia reactiva para control de voltaje se produce y consume en el área de control.

3.2.1 CLASIFICACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Como se observa en la figura (3.1) la estabilidad de voltaje se clasifica en dos categorías: estabilidad de voltaje de pequeña perturbación y de gran perturbación; y en función del tiempo puede ser de corto y largo plazo.

A continuación se explica con mayor detalle la clasificación de la estabilidad de voltaje:

- *Estabilidad de Voltaje ante Gran Perturbación*

La estabilidad de voltaje de gran perturbación corresponde a la capacidad del sistema para mantener y controlar los voltajes en presencia de grandes perturbaciones, tales como: fallas, pérdidas de generadores o contingencias de líneas importantes. Esta capacidad es determinada por las características de las

cargas del sistema y por las interacciones entre los dispositivos de control y protección. [31]

La determinación de la estabilidad de voltaje para una gran perturbación, requiere de la evaluación del sistema desde el punto de vista dinámico no-lineal y modelamiento detallado a través de un sistema de ecuaciones algebraico-diferencial no lineales. El comportamiento del sistema debe ser analizado por un período de tiempo lo suficientemente grande como para permitir la identificación de las interacciones entre los dispositivos de control y protección, tales como: los transformadores con ajuste de la posición del tap y los limitadores de la corriente de campo de los generadores; para tal efecto, el período de estudio puede ir desde unos pocos segundos hasta decenas de minutos. [31]

- *Estabilidad de Voltaje ante Pequeña Perturbación:*

Se refiere a la capacidad de un sistema de potencia para mantener las tensiones cuando el sistema es sometido a pequeñas perturbaciones, tales como pequeñas variaciones en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad es determinada por las características de las cargas y por las interacciones entre los dispositivos de control y protección en un cierto instante de tiempo. [31] Este concepto es útil para determinar, en cualquier instante, cómo el voltaje del sistema responderá a pequeños cambios en el sistema. [5]

Con supuestos adecuados, el sistema de ecuaciones se puede linealizar para el análisis lo que permite el cálculo de información valiosa y útil en la sensibilidad de identificación de los factores que influyen en la estabilidad. Esta linealización, sin embargo, no puede evaluar los efectos de las no lineales, tales como el control del cambiador de la posición del tap de transformadores (bandas muertas, pasos discretos del tap, y retardos de tiempos). Por lo tanto, una combinación de análisis lineal y no lineal se utiliza de manera complementaria. [5]

En lo referente al tiempo, los problemas de estabilidad de voltaje pueden durar desde unos pocos segundos a decenas de minutos. Por lo tanto, la estabilidad de voltaje puede ser de corto plazo o un fenómeno a largo plazo:

- *Estabilidad de Voltaje de Corto Plazo:*

Implica la dinámica rápida de los componentes de carga que actúan tales como motores de inducción, las cargas de control electrónico, y los convertidores de HVDC. El período de estudio de interés es del orden de varios segundos, y el análisis requiere una solución apropiada de las ecuaciones diferenciales del sistema, y es similar al análisis de la estabilidad angular. La modelación dinámica de las cargas es a menudo esencial. Es lo contrario con la estabilidad angular, en donde es importante el análisis de cortocircuito cerca de las cargas. [5]

- *Estabilidad de Voltaje de Largo Plazo:*

Implica la acción lenta de los equipos tales como los cambiadores de tap de los transformadores, controladores de cargas termostáticas, y limitadores de corriente de generadores. El período de estudio de interés puede extenderse a varios minutos, y simulaciones a largo plazo son necesarios para el análisis del funcionamiento de la dinámica del sistema. La estabilidad es por lo general determinada como el resultado de la salida de algún equipo, en lugar de la gravedad de la perturbación inicial. La inestabilidad se debe a la pérdida de equilibrio de largo plazo (por ejemplo, cuando las cargas tratan de restaurar su potencia más allá de la capacidad de la red de transmisión y la generación conectada), después de una perturbación en estado estacionario en un punto de operación con pequeña perturbación inestable, o la falta de una de la atracción hacia el estado de equilibrio después de la perturbación (por ejemplo, cuando una acción correctiva se aplica demasiado tarde). La perturbación también puede ser una acumulación de carga sostenida (por ejemplo, incremento de la carga por la mañana). En muchos casos, el análisis estático se puede utilizar para calcular los márgenes de estabilidad, identificar los factores que influyen en la estabilidad, un panorama de una amplia gama de condiciones del sistema y un gran número de escenarios. Donde el tiempo de las acciones de control es importante, esto debe complementarse con simulaciones de cuasi-estado estacionario en el dominio del tiempo. [5]

3.3 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS DE POTENCIA

Las características de la estabilidad de voltaje se explican en un ejemplo ilustrativo. En la figura (3.2) se muestra un sistema de prueba simplificado de dos barras. El generador produce potencia activa, la cual se transfiere a través de la línea de transmisión a la carga. La capacidad de potencia reactiva del generador es infinita; en consecuencia el voltaje V_1 en bornes del generador es constante. La línea de transmisión se representa con una reactancia jX . La carga es de potencia constante incluyendo a la potencia activa P y reactiva Q . [7]

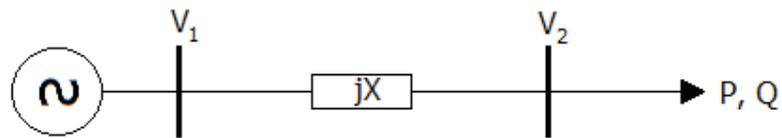


Figura 3.2 Sistema de pruebas de dos barras

El propósito del estudio es calcular el voltaje V_2 de la carga para diferentes valores de carga. El voltaje de la carga puede ser calculado analíticamente en este ejemplo. Generalmente los voltajes se calculan con un programa de flujos de potencia. La solución de la ecuación (3.1) es el voltaje de la carga para las ecuaciones del flujo de potencia del ejemplo, cuando el ángulo del voltaje es eliminado. [7]

$$V_2 = \sqrt{\frac{(V_1^2 - 2QX) \pm \sqrt{V_1^4 - 4QXV_1^2 - 4P^2X^2}}{2}} \quad (3.1)$$

Los voltajes solución para la carga se presentan a menudo como una curva PV (Potencia activa – Voltaje), como se muestra en la figura (3.3). La curva PV presenta los voltajes en la carga como una función de la carga o la suma de las cargas. Los sistemas de potencia presentan ambas soluciones: bajas corrientes - altos voltajes y altas corrientes – bajos voltajes. Los sistemas de potencia son operados en la parte superior de la curva PV; ya que en esta parte la curva PV es

estática y dinámicamente estable. La nariz de la curva PV se denomina punto de máxima cargabilidad. El punto crítico donde las soluciones se unen es el punto de colapso de voltaje. El punto de máxima cargabilidad es más interesante desde el punto de vista práctico respecto al verdadero punto de colapso de voltaje, debido a que la máxima cargabilidad del sistema de potencia se alcanza en este punto. El punto de máxima cargabilidad coincide con el punto de colapso de voltaje cuando se consideran cargas de potencia constante, pero en general las cargas siempre son diferentes. La dependencia de la carga con el voltaje afecta el punto de colapso de voltaje. [7]

Los sistemas de potencia se convierten en inestables en el punto de colapso de voltaje. Los voltajes decrecen rápidamente debido al requerimiento de una cantidad infinita de potencia reactiva. En la curva PV la parte inferior (a la izquierda del punto de colapso de voltaje) es estáticamente estable, pero dinámicamente inestable. Los sistemas de potencia solamente pueden operar en estado de equilibrio de modo que el sistema actúa dinámicamente para restaurar el estado de equilibrio cuando es perturbado. [7]

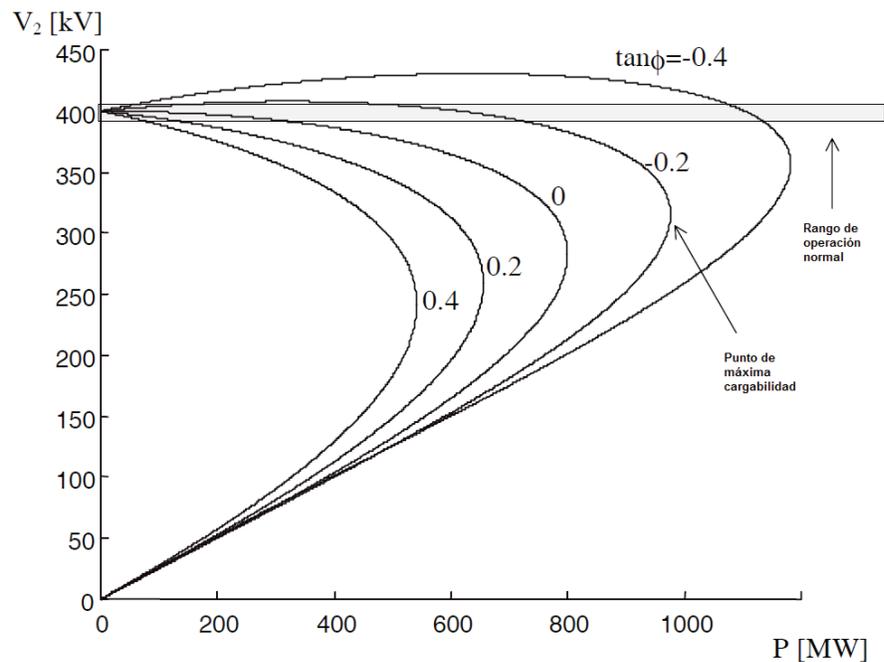


Figura 3.3 Curva PV

La figura (3.3) presenta cinco curvas PV para el sistema de prueba de parámetros:

- $V_1=400$ kV
- $X= 100$ ohm

Estas curvas representan diferentes eventos de compensación de carga $\tan \Phi = Q/P$. Dado que las pérdidas inductivas en la línea hacen que sea ineficiente una gran cantidad de potencia reactiva a través de líneas de transmisión largas, la potencia reactiva de la carga deberá ser soportada localmente. De acuerdo a la figura (3.3), adiciones de compensación de carga es beneficioso para el sistema. La compensación de carga hace que sea posible incrementar la cargabilidad de acuerdo a la estabilidad de voltaje. De esta manera, el monitoreo de la seguridad del sistema de potencia se vuelve más compleja porque el voltaje crítico podría estar cerca del rango de voltaje de operación normal. [7]

La oportunidad de incrementar la cargabilidad del sistema mediante compensación de carga y de línea es valiosa en la actualidad. Las inversiones en compensación son generalmente mucho menos costosas y más amigables con el medio ambiente que las inversiones en líneas de transmisión. Además, la construcción de una nueva línea consume mucho tiempo siendo imposible en muchos casos. Al mismo tiempo, nuevas centrales de generación se están construyendo lejos de los centros de carga, centrales térmicas se están cerrando en las ciudades y más electricidad está siendo exportada e importada. Esta tendencia inevitablemente requiere adicionar la capacidad de transmisión en el largo plazo. [7]

La descripción anterior del fenómeno de estabilidad de voltaje se ha limitado a un sistema radial porque presenta una simple y clara visión del problema. En la práctica, en los sistemas de potencia muchos factores afectan el progreso del colapso de voltaje debido a la inestabilidad de voltaje. [7]

3.4 EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Los sistemas de potencia deben ser operacionalmente seguros con la mínima probabilidad de ocurrencia de colapsos o daños en equipos. Una parte importante de la seguridad de los sistemas de potencia es la habilidad de resistir el efecto de las contingencias. La evaluación de seguridad es una combinación de la supervisión o monitoreo del sistema con el análisis de contingencias.

3.4.1 ESTADOS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA

En orden de reconocer consideraciones de seguridad en la evaluación de un sistema, el SEP puede ser clasificado en varios estados de operación en términos del grado en que las restricciones de adecuación y de seguridad son satisfechas. La figura (3.4) describe los estados de operación del SEP y las formas de transición para pasar de un estado a otro. La clasificación de estados es usada en el análisis de SEP y en la etapa de planificación. [24]

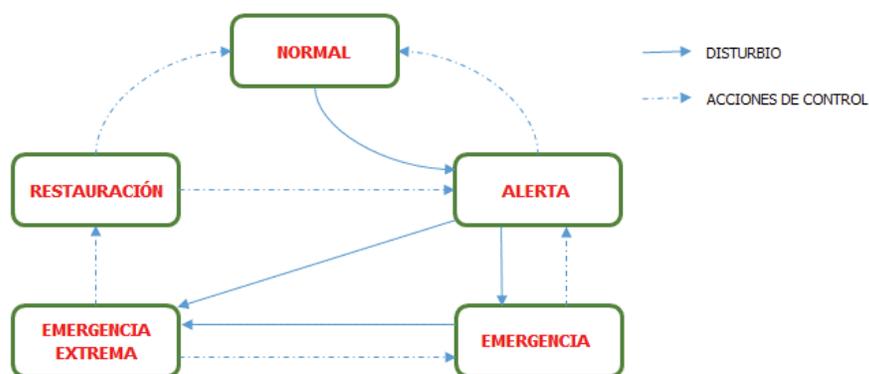


Figura 3.4 Estados de operación de un SEP

▪ Estado normal

Todas las restricciones de operación y equipos están dentro de sus límites, incluyendo el hecho de que la generación es adecuada para suministrar la carga (total de la demanda), sin equipos sobrecargados. En este estado, hay suficiente margen tal que la pérdida de cualquier equipo, especificado por cierto criterio (depende de la filosofía del planificador u operador del sistema en particular), no

resultaría en la violación de algún límite. El sistema es adecuado y seguro en este estado. [24]

- **Estado alerta**

Si el sistema entra en una condición en que la pérdida de un componente cubierto por los criterios de operación, resultará en una violación de voltajes o corrientes, entonces el sistema está en el estado de alerta. Este estado es similar al estado normal en el hecho de que todas las restricciones son satisfechas, pero no hay suficiente margen como para soportar una contingencia (disturbio). El sistema entra en estado de alerta por la salida de un equipo, por un cambio en el despacho de generación o por un aumento en la demanda global del sistema. En este estado el sistema apenas tiene suficiente margen para satisfacer las restricciones de seguridad. [24]

- **Estado emergencia**

Si ocurre una contingencia o la generación y la carga cambian antes de que se tomen las medidas correctivas necesarias, el sistema entrará en un estado llamado de emergencia. No hay corte de carga en este estado pero las restricciones de operación así como los límites de los equipos son violados. Si no se toman medidas de control a tiempo para restaurar el sistema al estado de alerta, el sistema pasará del estado de emergencia a un estado de extrema emergencia. En este estado tanto las restricciones de seguridad como de adecuación son violadas. Este es un estado temporal que requiere la intervención del operador debido a que las condiciones de operación de los equipos son violados. El primer objetivo es remover las restricciones violadas sin cortar carga, mediante acciones como el redespacho de unidades generadoras o la puesta en funcionamiento de otras. Si se cumple esto satisfactoriamente, se pasará a un estado de alerta, donde otras acciones serán necesarias para pasar al estado normal como por ejemplo el control de voltajes. [24]

- **Estado de emergencia extrema**

En el estado de extrema emergencia, las restricciones de los equipos y de operación han sido violadas y hay carga que no está siendo suministrada. Una de

las medidas a tomar para evitar que el sistema entre en colapso es el disparo selectivo de cargas que permite mantener el sistema bajo control. [24]

- **Estado de restauración**

El estado restaurativo es un estado de transición entre la emergencia extrema y el estado normal o de alerta. Es importante que la restauración del SEP dentro de lo posible sea realizada con rapidez y seguridad con el fin de limitar las consecuencias sociales y económicas para la población y la economía. El tiempo de restauración depende de varios factores, tales como: el tamaño del área donde se produce la interrupción, el tipo de generación en el sistema, la cantidad de generación con capacidad de arranque en negro y la posibilidad de recibir asistencia desde otras áreas. El proceso de restauración incluye reconexión de todos los generadores, líneas de transmisión, cargas y demás elementos del SEP.

3.4.2 ANÁLISIS DE SEGURIDAD

La seguridad del sistema se puede dividir en dos funciones principales que se llevan a cabo en los Centros de Control.

- Evaluación de seguridad
- Control de seguridad

La primera da el nivel de seguridad del estado operativo del sistema. Posteriormente determina las apropiadas restricciones de seguridad requeridas para la consecución de manera óptima del nivel de seguridad objetivo.

El nivel de seguridad estático de un sistema de potencia es caracterizado por la presencia de condiciones de operación en emergencia (violación de límites) en su estado actual (pre-contingencia) o potencial estado de operación (post-contingencia). La evaluación de seguridad del sistema es el proceso por el cual se detectan tales violaciones.

La evaluación del sistema comprende dos funciones:

- Monitoreo del sistema
- Análisis de contingencias

El monitoreo del sistema, con información actualizada de manera adecuada; proporciona al operador del SEP las actuales condiciones del sistema. En su forma más simple, esto únicamente detecta violaciones en el estado actual de operación del sistema. El análisis de contingencias es mucho más exigente y normalmente se realiza en tres distintos estados: definición de contingencias, selección y evaluación.

La definición de contingencias proporciona la lista de fallas a ser procesadas cuya probabilidad de ocurrencia es alta.

La segunda función, el control de seguridad; permite al personal de los centros de control cambiar la operación del sistema en el caso que el análisis de contingencias prevea un serio problema.

3.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Una condición impredecible del sistema se conoce como contingencia. Una contingencia es considerada la salida no programada de un elemento del SEP: generador, barra, transformador, línea de transmisión, entre otros; y su efecto es monitoreado con límites específicos de seguridad. El objetivo de la operación del sistema es mantener los flujos de potencia y los voltajes en la barras dentro de límites aceptables a pesar de los cambios en la demanda o los recursos disponibles. Generalmente los límites tomados en cuenta son sobrecargas en líneas de transmisión y transformadores; y barras con sobre/bajos voltajes.

El analizar todas las contingencias de posible ocurrencia en un Sistema Eléctrico de Potencia es un proceso extenso; por esto se hace necesario reducir las contingencias a ser estudiadas. Usualmente, la selección de contingencias a ser analizadas está definida por las todas las fallas simples, las fallas con mayor probabilidad de ocurrencia y las fallas cuyo impacto en el sistema han sido de una magnitud importante. Determinada la lista de fallas a ser analizadas, corresponde la resolución de un flujo de carga para cada una de ellas con el objetivo de determinar el estado operativo postcontingencia.

El inconveniente del criterio de selección antes descrito, es que en determinadas condiciones de operación, las contingencias analizadas no necesariamente presentan consecuencias en el sistema. Además, debido a las condiciones cambiantes de generación, demanda y la topología de la red se pueden presentar nuevas contingencias de magnitud considerable, las cuales no han sido contempladas.

Posterior al análisis de las contingencias seleccionadas, es necesario su ordenamiento en función de las violaciones de voltaje o las potenciales sobrecargas en elementos respecto al punto de operación precontingencia, para así determinar las de mayor severidad. Con este procedimiento se obtiene el denominado ranking estático de contingencias.

No obstante, el ranking de contingencias podría cambiar debido a las no linealidades del sistema cuando el SEP se encuentra operando cerca de sus límites de seguridad; y determinadas contingencias podrían conducir al sistema a experimentar problemas de estabilidad o incluso su colapso por voltaje.

Esto justifica la necesidad de añadir aspectos de estabilidad de voltaje dentro del análisis de contingencias. Esta modificación en el análisis de contingencias permite encontrar las contingencias críticas en función del margen de estabilidad de voltaje del sistema.

La estabilidad de voltaje se ha convertido en un aspecto importante del análisis de sistemas de potencia. Los cambios en las condiciones de operación debido al incremento de demanda y la falta de la correspondiente expansión en generación y transmisión han llevado a los sistemas a operar cerca de sus límites de estabilidad de voltaje. El problema de inestabilidad y colapso de voltaje ocurren principalmente en sistemas altamente cargados. Esto es asociado usualmente al no adecuado soporte de potencia reactiva.

La figura (3.5) muestra una curva PV con sus respectivos límites de estabilidad de voltaje. Considerando que un sistema opera con una demanda P^0 y una magnitud

3.5 ÍNDICES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Los estudios de estabilidad de voltaje han sido analizados bajo diferentes enfoques de manera tal que se pueden clasificar en análisis estático y análisis dinámico. Los métodos para análisis estático de estabilidad de voltaje dependen principalmente del modelo en estado estacionario, tales como un flujo de carga o una linealización del modelo dinámico descrito por la operación en estado estable. El análisis dinámico implica el uso de un modelo caracterizado por las diferentes ecuaciones algebraicas y diferenciales no lineales del sistema, las cuales incluyen la dinámica de generadores, transformadores con cambio de tap, entre otras; a través de simulaciones de estabilidad transitoria.

Aunque de manera general los estudios de estabilidad requieren un modelo dinámico del sistema de potencia, en el presente proyecto el análisis de voltaje ha sido planteado mediante técnicas de estado estático.

Conocer con exactitud la cercanía del punto actual de operación del sistema del límite de estabilidad de voltaje es significativo para la operación. Por lo tanto, para encontrar un índice de estabilidad de voltaje se ha convertido en una tarea importante para muchos estudios de estabilidad; ya que los índices proporcionan información confiable sobre la proximidad a la inestabilidad de voltaje en un sistema de potencia. [22]

A continuación se enumeran y describen brevemente diferentes métodos para el análisis de estabilidad de voltaje; y finalmente se describe de manera detallada el método a ser utilizado en el presente proyecto.

3.5.1 DESCRIPCIÓN DE ÍNDICES DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

Los índices utilizados para examinar la estabilidad de voltaje del sistema se describen de manera breve en esta sección. [22]

- **Curvas PV y QV**

Las curvas PV son el método más utilizado para predecir la seguridad de voltaje. Se utilizan para determinar el margen de cargabilidad de un sistema. La carga del sistema se incrementa gradualmente y en cada incremento es necesario recalcular flujos de potencia hasta alcanzar la nariz de la curva PV. El margen entre el punto de colapso de voltaje y el punto actual de operación es usado como criterio de estabilidad de voltaje.

Con las curvas QV es posible conocer cuál es la máxima potencia reactiva que se puede añadir al nodo más débil del sistema para alcanzar el voltaje mínimo límite. El margen de potencia reactiva es la distancia en MVAR desde el punto de operación a la parte inferior de la curva QV.

- **Índice L**

Índice de estabilidad de voltaje basado en la solución de las ecuaciones del flujo de potencia. El índice L es una medida cuantitativa para la estimación de la distancia del estado actual del sistema al límite de estabilidad. Este índice describe la estabilidad del sistema completo. El índice L varía en el rango entre 0 (condición sin carga) hasta 1 (colapso de voltaje).

- **Índice V/V0**

Asumiendo los valores de voltaje en las barras (V) conocidos a partir de un flujo de carga o estudios de estimación de estado, nuevos voltajes (V0) en las barras se obtienen resolviendo un flujo de carga para el sistema en un estado idéntico pero con todas las cargas con valor de cero. La relación V/V0 en cada nodo produce un mapa de la estabilidad de voltaje del sistema de potencia.

- **Análisis modal**

Método que calcula los más pequeños valores propios y los vectores propios asociados de la matriz Jacobiana reducida del sistema de potencia, basado en el modelo del sistema en estado estable. Los valores propios están asociados con un modo de voltaje y la variación de potencia reactiva. Si todos los valores propios son positivos el sistema es considerado estable en voltaje. Si uno de los valores

propios es negativo, el sistema es considerado inestable en voltaje. Un valor propio de cero en la matriz Jacobiana reducida significa que el sistema está en el borde la inestabilidad de voltaje.

Una situación potencial de colapso de voltaje de un sistema estable se puede predecir a través de la evaluación de los valores propios mínimos positivos. La magnitud de cada valor propio proporciona una medida para conocer qué tan cerca está el sistema del colapso de voltaje.

- **Índice de Estabilidad de línea Lmn**

Índice de estabilidad de línea basado en el concepto de transmisión de potencia en una línea simple, en la cual el discriminante de la ecuación cuadrática de voltaje se ajusta para que sea mayor o igual a cero para alcanzar la estabilidad. Si el discriminante es menor que cero, las raíces serán imaginarias; lo cual significa inestabilidad en el sistema. Las líneas que presenten valores de Lmn, indica que dichas líneas están cerca a sus puntos de inestabilidad. Para mantener una condición segura, el índice Lmn debe ser inferior a 1.

- **Índice rápido de Estabilidad de voltaje FVSI**

El Índice rápido de Estabilidad de voltaje (Fast Voltage Stability Index) está basado en un concepto de flujo de potencia a través de una línea simple. La línea con el valor más cercano a uno será la línea crítica de un nodo y puede conducir a la inestabilidad de todo el sistema. El índice FVSI se puede utilizar para determinar el nodo más débil del sistema lo cual está basado en la carga máxima permitida en un nodo de carga. El nodo más vulnerable en el sistema corresponde al nodo con la carga máxima permisible más pequeña.

- **Índice de Estabilidad de línea LQP**

Utiliza el mismo concepto del índice Lmm, en el cual el discriminante de la ecuación cuadrática de voltaje se ajusta para que sea mayor o igual a cero. Para mantener una condición segura, el valor del índice LQP debe ser menor a uno.

- **Índice de Predicción de colapso de voltaje VCPI**

El índice de Predicción de Colapso de Voltaje VCPI (Voltage Collapse Prediction Index) Investiga la estabilidad de cada línea del sistema y se basa en el concepto de máxima transferencia de potencia activa y reactiva a través de una línea, obtenido de flujos de potencia convencionales. El VCPI varía del valor 0 (condición sin carga) hasta el valor 1 (colapso de voltaje).

3.5.2 ÍNDICE DE SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA

Este método fue desarrollado a partir de índices basados en generación de potencia reactiva. El índice de soporte de potencia reactiva se fundamenta en la definición de un índice de severidad para una contingencia, el cual se interpreta como la cantidad adicional de generación de potencia reactiva que se requiere para llevar la nariz de la curva QV (Q eje horizontal) del caso base (sin contingencias) a la nariz de la curva QV con contingencia como se aprecia en la figura (3.6). Para establecer los requerimientos de potencia reactiva se eliminan los límites de generación de Q de las fuentes dinámicas disponibles en el sistema. [8]

El índice RSI propuesto se calcula de la siguiente manera:

- Obtener la solución de flujos de potencia de un caso base.
- Implementar la contingencia.
- Resolver con la contingencia con límites de generación de Q eliminados.
- Calcular el índice RSI:

$$RSI_i = \sum_{j=1}^n [m_j (Q_j^{cr} - Q_{ji}^{cr})] \quad (3.1)$$

Donde se tiene que:

- Q_j^{cr} y Q_{ji}^{cr} son las inyecciones de potencia reactiva en los casos de pre-contingencia y post-contingencia, respectivamente; asumiendo las n fuentes dinámicas de potencia reactiva sin límites.

- m_j es un factor de peso asociado a cada fuente que puede ser el inverso de la capacidad de generación reactiva de cada fuente

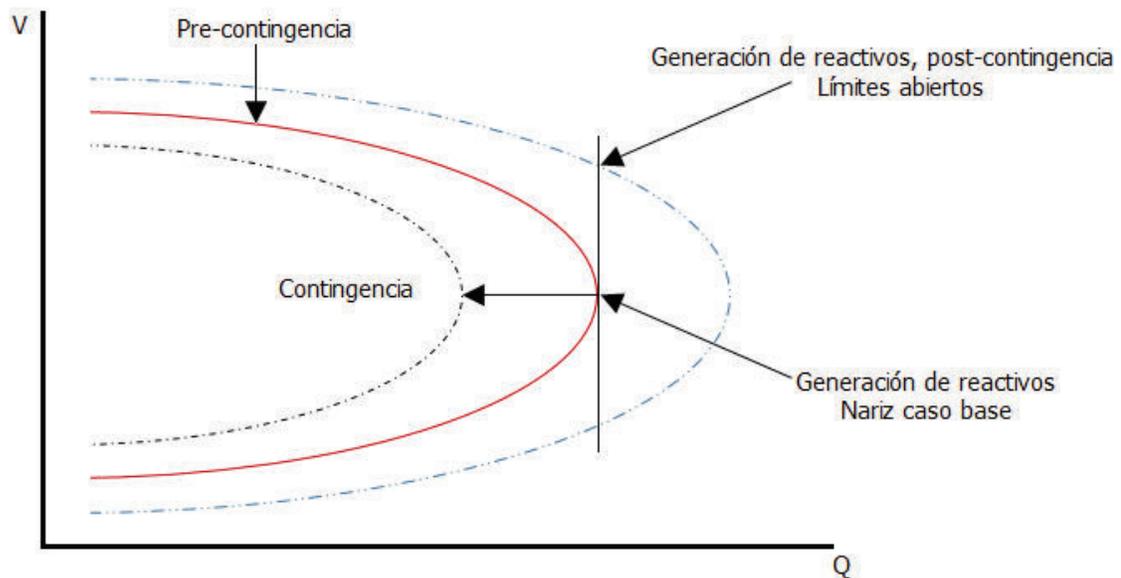


Figura 3.6 Índice RSI

El indicador se puede normalizar de tal forma que un valor de 1 corresponde al caso más crítico; mientras que un valor de 0 significa que se tiene el caso base sin contingencias. El método requiere calcular un flujo de carga por cada contingencia y en el caso de no convergencia, no es posible calcular el indicador (aunque se asigna 1 en el indicador normalizado). [8]

CAPÍTULO IV

4 RANKING DE CONTINGENCIAS EN EL S.N.I. CON CRITERIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE.

Con el fin de lograr los objetivos planteados en el presente proyecto de titulación, en este capítulo se evalúan una serie de contingencias simples y dobles en el Sistema Nacional Interconectado S.N.I. del Ecuador en diferentes escenarios energéticos y de demanda. Con esa información se determinan las contingencias más críticas en el sistema, evaluadas según los algoritmos de estabilidad de voltaje del capítulo anterior.

4.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Como se hizo mención en el Capítulo III, una contingencia se puede definir como la salida imprevista de cualquier elemento del sistema. Los programas especializados para análisis de contingencias evalúan la redistribución de flujos y los voltajes en la red después de ocurrido un evento. Posterior al análisis de contingencias, se estructura un Ranking de contingencias para determinar las fallas de mayor severidad en función de las violaciones de voltaje o sobrecargas en elementos.

No obstante, el ranking de contingencias puede cambiar debido a las no linealidades del sistema cuando el mismo se encuentra operando cerca de sus límites de seguridad; y determinadas fallas podrían conducir al sistema a experimentar problemas de estabilidad de voltaje o incluso su colapso.

Esto justifica la necesidad de añadir aspectos de estabilidad de voltaje dentro del análisis de contingencias y de esta manera; determinar las contingencias críticas en función del margen de estabilidad de voltaje del sistema.

4.2 PROPUESTA Y METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

En el Capítulo III se describieron métodos empleados para evaluar la estabilidad de voltaje del sistema de potencia. Para el presente análisis se ha determinado la aplicación del Índice de Soporte de Potencia Reactiva RSI (Reactive Support Index) tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

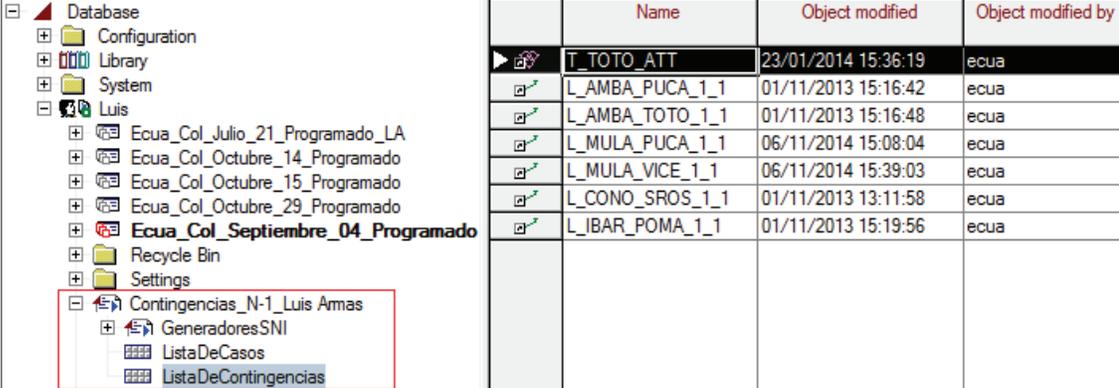
- Presenta resultados válidos cuando el caso precontingencia ha alcanzado los límites máximos de potencia reactiva; lo cual es una característica del S.N.I.: la operación con márgenes mínimos de reactivos.
- Presenta un significado físico lógico y comprensible ya que su resultado se interpreta como la cantidad adicional de potencia reactiva que se requiere para llevar la nariz de la curva QV del caso precontingencia a la nariz de la curva QV postcontingencia.

Para el cálculo del índice RSI se procede como se detalla a continuación:

- Obtención de una solución de un flujo de carga precontingencia
- Implementar la contingencia con límites de reactivos Q eliminados.
- Evaluar el índice RSI.

Para la simulación de contingencias se hace uso del software de flujos de potencia PowerFactory; en el cual utilizando su lenguaje de programación DigSilent Programming Language – DPL se automatizó el cálculo de contingencias para fallas simples y dobles.

El primer DPL que se elaboró permite la evaluación de contingencias simples con límites abiertos de potencia reactiva. Este DPL permite la selección de contingencias simples, los períodos de análisis y los generadores que en la contingencia tienen abiertos sus límites de potencia reactiva; como se observa en la figura (4.1).



	Name	Object modified	Object modified by
	T_TOTO_ATT	23/01/2014 15:36:19	ecua
	L_AMBA_PUCA_1_1	01/11/2013 15:16:42	ecua
	L_AMBA_TOTO_1_1	01/11/2013 15:16:48	ecua
	L_MULA_PUCA_1_1	06/11/2014 15:08:04	ecua
	L_MULA_VICE_1_1	06/11/2014 15:39:03	ecua
	L_CONO_SROS_1_1	01/11/2013 13:11:58	ecua
	L_IBAR_POMA_1_1	01/11/2013 15:19:56	ecua

Figura 4.1 DPL contingencia simples N-1

El segundo DPL que se elaboró tiene características similares: permite la selección de generadores con límites abiertos de reactivos y los respectivos periodos de análisis, pero a diferencia del caso anterior, las fallas a ser evaluadas deben ser contingencias dobles; como se aprecia en la figura (4.2).



	Name	Type	Object modified	Object modified by
	Daule_Porto		03/01/2016 15:10:59	Luis
	Mila_SanIdel		03/01/2016 15:04:09	Luis
	Mila_Zhor		03/01/2016 15:01:27	Luis
	Moli_Pasc		03/01/2016 15:00:52	Luis
	Moli_RioToto		03/01/2016 15:02:30	Luis
	Moli_Zhor		03/01/2016 15:02:03	Luis
	Pasc_Sali		03/01/2016 15:09:35	Luis
	Poma_Ibarra		03/01/2016 15:12:34	Luis
	Poma_Vicen		03/01/2016 15:12:00	Luis
	Quev_BabaSDom		03/01/2016 14:59:50	Luis
	Quev_DPeripa		03/01/2016 15:10:27	Luis
	Quev_Pasc		03/01/2016 15:00:23	Luis
	Sali_Trini		03/01/2016 15:09:08	Luis

Figura 4.2 DPL contingencias doble N-2

Toda la información de los flujos de potencia pre y post contingencia está automatizada con una macro de Excel para su ordenamiento y posterior cálculo del Índice RSI, tal como se muestra en la Figura (4.3):

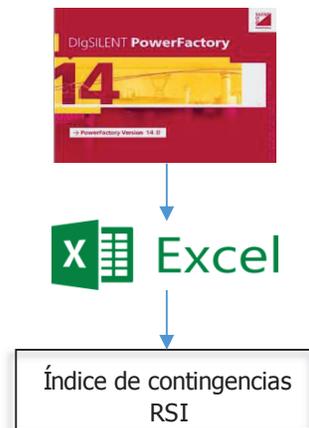


Figura 4.3 Estructura de cálculo Índice RSI

4.3 CASOS DE ESTUDIO

Varios escenarios energéticos y de carga son analizados para la determinación de las contingencias de mayor severidad del sistema en función del Índice de Soporte de Potencia Reactiva RSI considerando las siguientes particularidades.

4.3.1 ESCENARIOS

El sistema eléctrico ecuatoriano en función de la hidrología presenta dos escenarios energéticos bien diferenciados:

- Escenario de alta hidrología

Caracterizado por altos caudales de ingreso en los embalses de las centrales Paute y Mazar; con su generación maximizada durante todos los períodos. Alta cargabilidad de las líneas de transmisión que evacúan la generación del complejo Paute - Mazar. Bajos voltajes en el sistema debido a las altas transferencias, siendo necesario el ingreso de generación por control de voltaje.

- Escenario de baja hidrología

Caracterizado por bajos caudales de ingreso en los embalses de las centrales Paute y Mazar, con generación controlada en función de cuotas energéticas. No se presentan altas cargabilidades en líneas de transmisión. Considerando el ingreso de generación térmica en todo el sistema no se presentan problemas de bajos voltajes.

4.3.2 PERÍODOS DE ANÁLISIS

Los períodos de análisis son particulares de cada sistema eléctrico de potencia y van asociados en función de su respectiva curva de carga. En la figura (4.4) se aprecia la curva de demanda para un día típico laborable en el sistema eléctrico ecuatoriano.

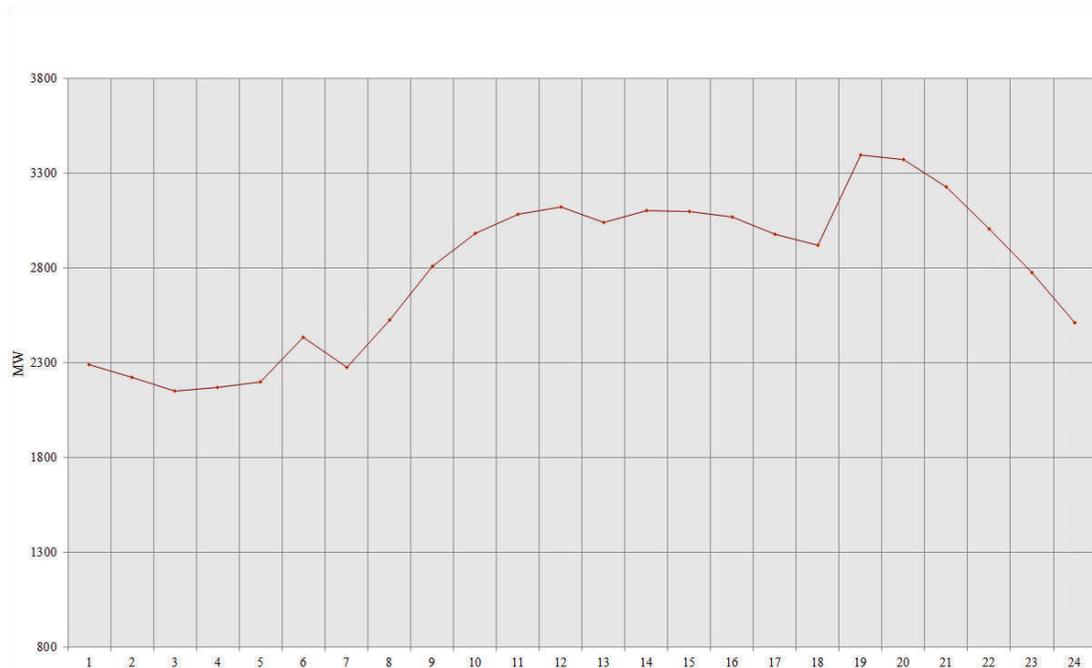


Figura 4.4 Curva de demanda día laborable sistema eléctrico ecuatoriano

En la normativa ecuatoriana, en el Reglamento de Tarifas Eléctricas se definen las bandas de demanda en los siguientes horarios:

- Demanda punta: desde las 17:00 hasta las 22:00.
- Demanda media: desde las 07:00 hasta las 17:00.
- Demanda base: el resto de horas.

En demanda punta se analiza el período P19 que corresponde a la carga máxima diaria del sistema. De manera similar, en demanda media se analiza su período de mayor demanda lo cual corresponde al período P12; mientras que para demanda base se analiza el período con la más baja carga del día lo cual corresponde al período P3.

Por lo tanto los análisis de flujos de carga pre y post contingencia se realizaron para los siguientes períodos:

- Demanda punta: Período P19 (18:00 a 19:00).
- Demanda media: Período P12 (11:00 a 12:00).
- Demanda mínima: Período P3 (02:00 a 03:00).

4.3.3 CONTINGENCIAS

Para las contingencias simples, se analizaron todas las posibles fallas de elementos del sistema de transmisión con excepción de elementos radiales, sean estos transformadores o líneas de transmisión; ya que el disparo de los mismos producen la desconexión de carga o una posible formación de un subsistema eléctrico aislado en función de las unidades que tengan capacidad de control de frecuencia en la zona y del balance generación/carga.

Para el caso de contingencias dobles, se analizaron todas las posibles fallas de líneas de transmisión en paralelo cuyos circuitos comparten el recorrido en las mismas torres de transmisión. De igual manera se exceptuaron las fallas en circuitos dobles cuya consecuencia es la posible formación de islas eléctricas o el colapso total de la zona.

No se analizaron disparos de centrales de generación ya que a pesar de la gravedad que conlleva dicho evento, su indisponibilidad no afecta la observabilidad topológica del sistema.

4.4 ÍNDICE RSI

En el Anexo I se muestra el Índice de Soporte de Potencia Reactiva RSI calculado por contingencia, por escenario de demanda y en base a las condiciones energéticas del sistema.

A continuación se muestran los resultados gráficos del Índice de Soporte de Potencia Reactiva normalizado.

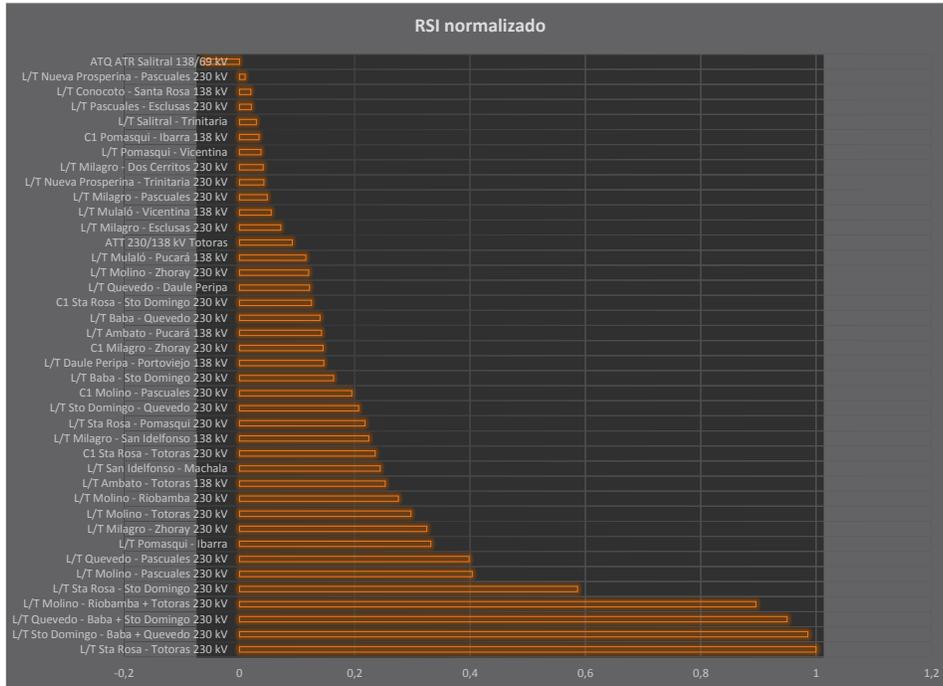


Figura 4.5 RSI demanda mínima baja hidrología

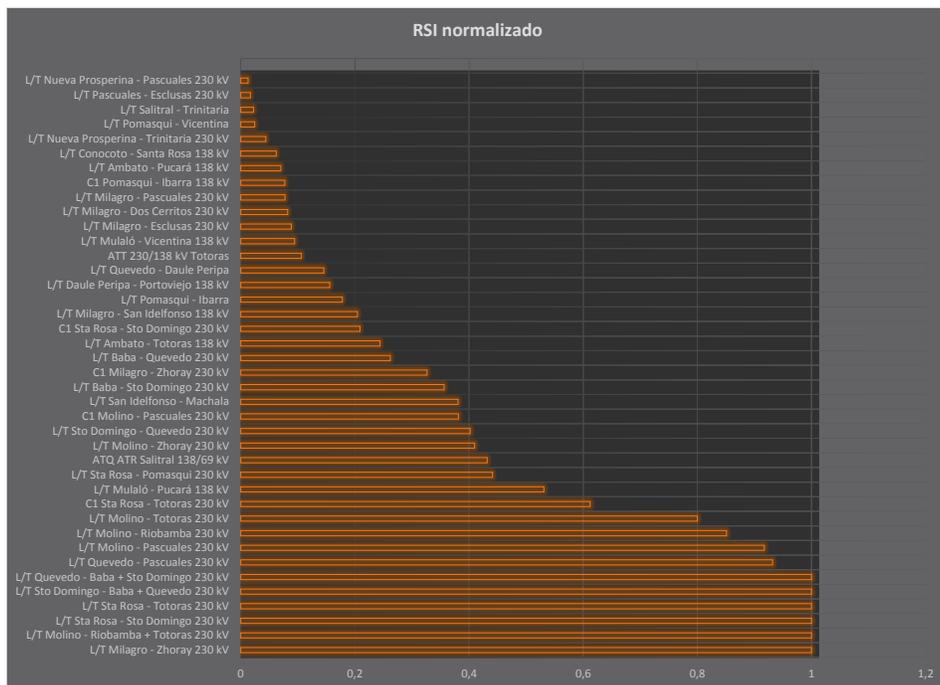


Figura 4.6 RSI demanda media baja hidrología

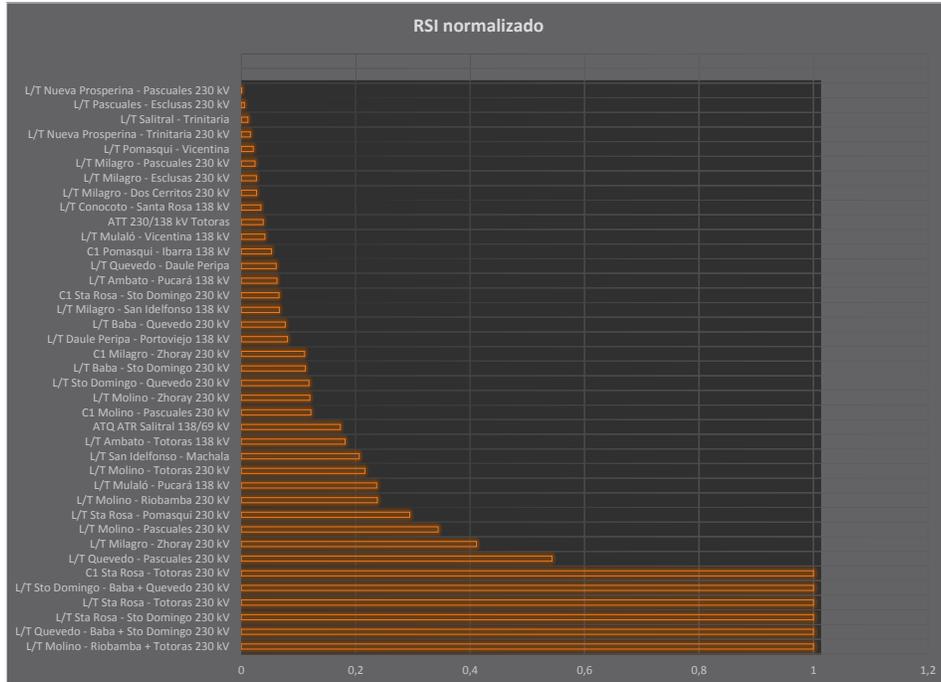


Figura 4.7 RSI demanda máxima baja hidrología

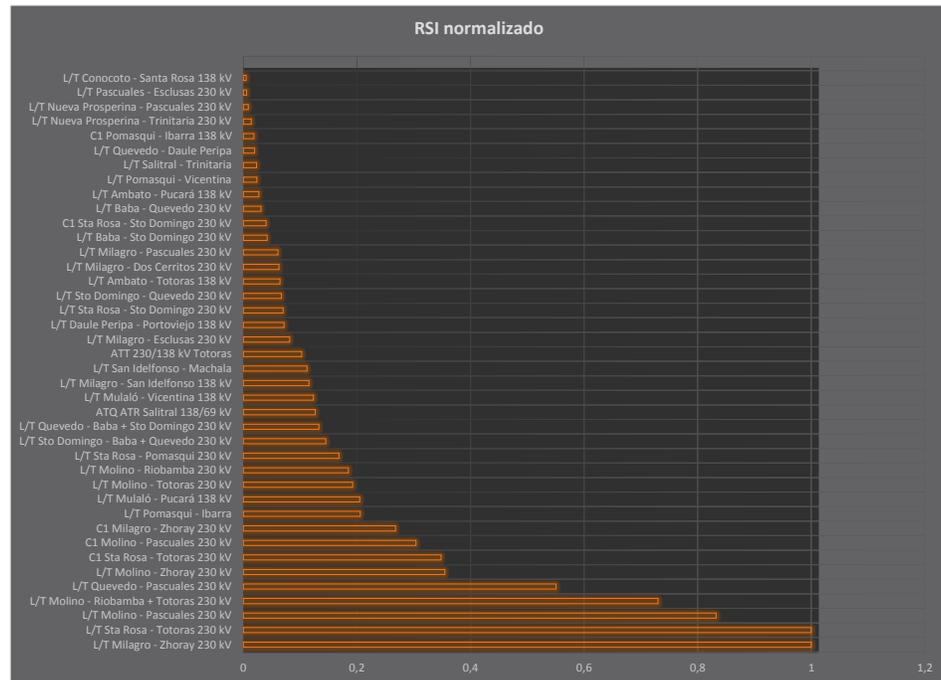


Figura 4.8 RSI demanda mínima alta hidrología

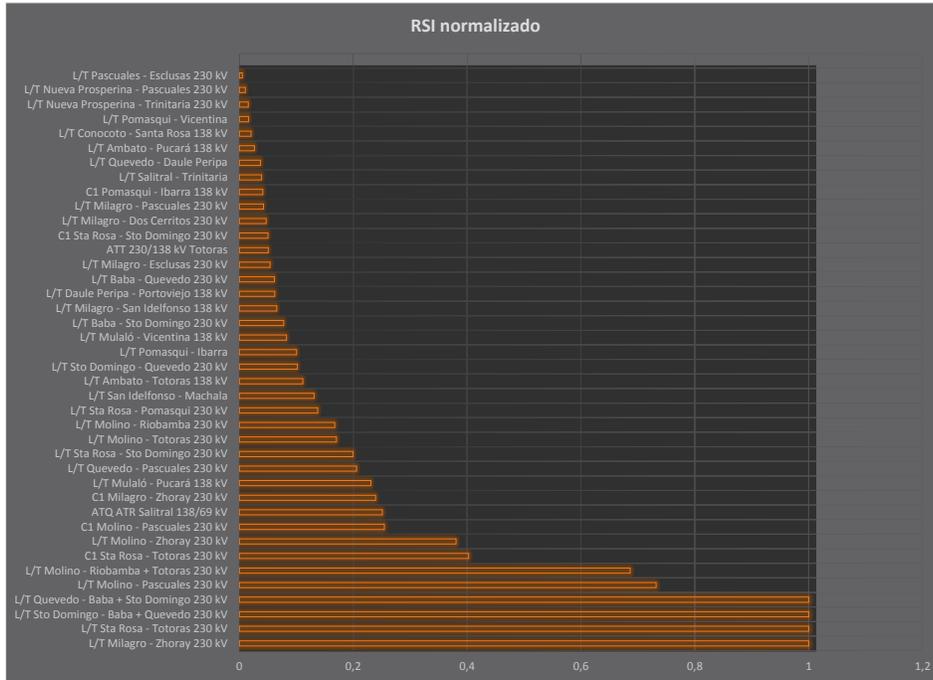


Figura 4.9 RSI demanda media alta hidrología

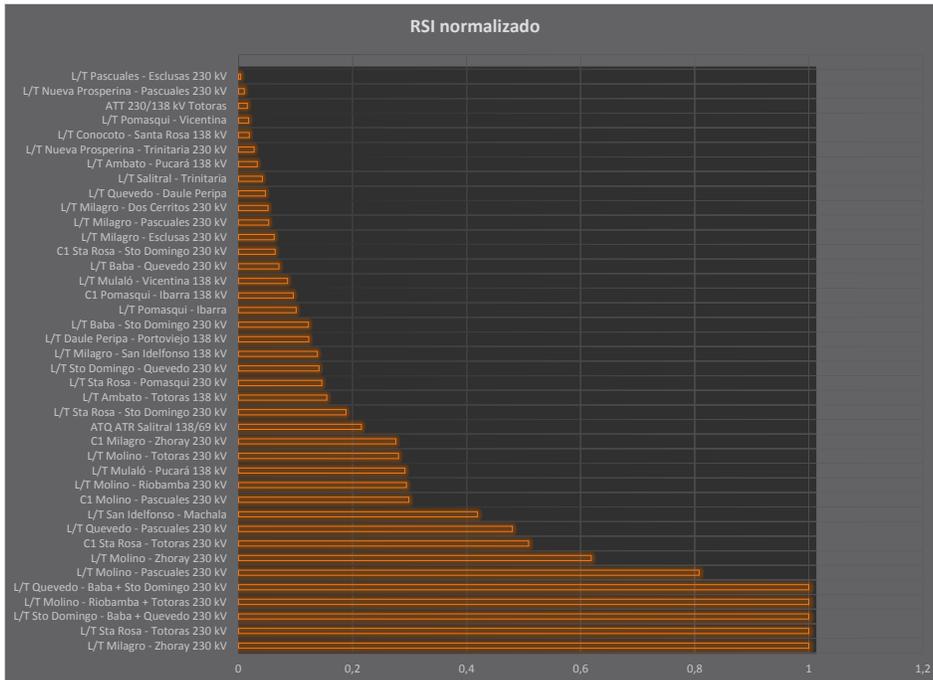


Figura 4.10 RSI demanda máxima alta hidrología

4.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

- Las contingencias que presentan problemas de convergencias se sitúan en los periodos de demanda media y máxima en los dos escenarios hidrológicos, y están asociadas a las líneas Santa Rosa – Totoras 230 kV, Molino – Riobamba 230 kV + Molino – Totoras 230 kV, y Quevedo – Santo Domingo – Baba 230 kV.
- En el escenario de hidrología alta, después de las contingencias que no presentan convergencia; las fallas que presentan el más alto RSI están asociadas a las líneas Milagro – Zhoray 230 kV y Molino – Pascuales 230 kV. Esto se origina por los altos flujos que se transportan desde las centrales Paute – Mazar hacia la zona de Pascuales.
- Cuando la contingencia implica desconexión de una zona o subestación conformada por generación/demanda con predominio de la carga se presenta un índice RSI normalizado negativo, tal es el caso del disparo de los autotransformadores de la subestación Salitral en demanda mínima en el escenario baja hidrología.

CAPÍTULO V

5 UBICACIÓN DE PMUs EN EL S.N.I.

En el presente capítulo se realiza la determinación del número mínimo y suficiente de unidades de medición fasorial y su respectiva ubicación en el S.N.I. de manera tal que permitan una observabilidad completa del sistema, en los estados prefalla y postfalla en base a las contingencias de mayor gravedad determinadas en el Capítulo IV, y haciendo uso de los algoritmos para ubicación de PMUs revisados en el Capítulo II.

5.1 METODOLOGÍA DE UBICACIÓN DE PMUs

En el Capítulo II se describieron métodos matemáticos y heurísticos empleados para la ubicación óptima de unidades de medición fasorial (OPP Optimal PMU Placement). Para el presente análisis se ha determinado la aplicación del algoritmo con Programación Lineal Entera (ILP) tomando en cuenta que tiene consideraciones binarias (1/0) para el estado de los elementos del sistema de transmisión. Con dichas consideraciones binarias se puede simular la desconexión de un elemento y validar si las unidades de medición fasorial instaladas mantienen la observabilidad completa del sistema. A continuación se realiza una breve descripción del algoritmo.

Para la ubicación de PMUs usando ILP en primer lugar se estructura un vector X que contiene las variables de decisión binaria definidas como:

$$X_i = \begin{cases} 1 & \text{si un PMU es ubicado en la barra } i \\ 0 & \text{si no dispone de PMU la barra } i \end{cases} \quad (5.1)$$

Si el costo de la ubicación de un PMU es C_i , la función objetivo puede ser escrita:

$$\min \sum_{i=1}^N C_i X_i \quad (5.2)$$

Sujeto a las siguientes restricciones:

- $X_i = (0/1)$ **variable binaria**
- $f_j(X) \geq 1$

Donde:

- c_j es el costo de instalación de un PMU en el nodo j . Para el presente proyecto se considera que el costo es unitario.
- f_j es la restricción de observabilidad del nodo j descrita anteriormente en el Capítulo 2.

El algoritmo de ubicación de PMUs usando ILP considera para las restricciones de observabilidad una topología completa del sistema. Sin embargo, la presencia de fallas en el sistema de transmisión produce una modificación de dichas restricciones; por ese causal se hace necesario determinar la ubicación de PMUs en estado prefalla y posteriormente evaluar nuevamente la ubicación de PMUs ante la ocurrencia de contingencias. La Figura (5.1) muestra la estructura para la ubicación de PMUs del presente proyecto:

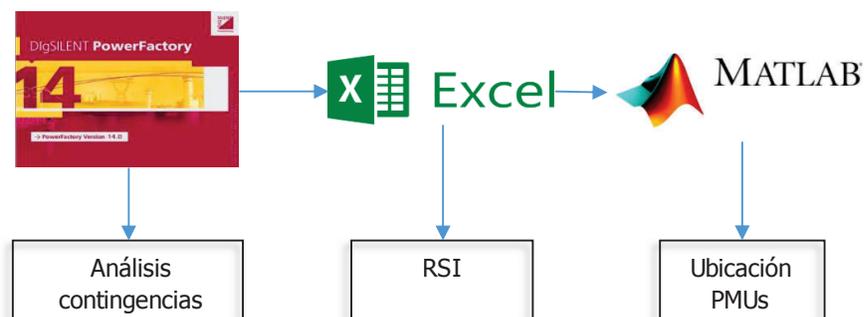


Figura 5.1 Estructura para ubicación de PMUs

En la Figura (5.2) se muestra el diagrama del flujo del algoritmo ILP para ubicación de unidades de medición fasorial incorporando la simulación de contingencias:

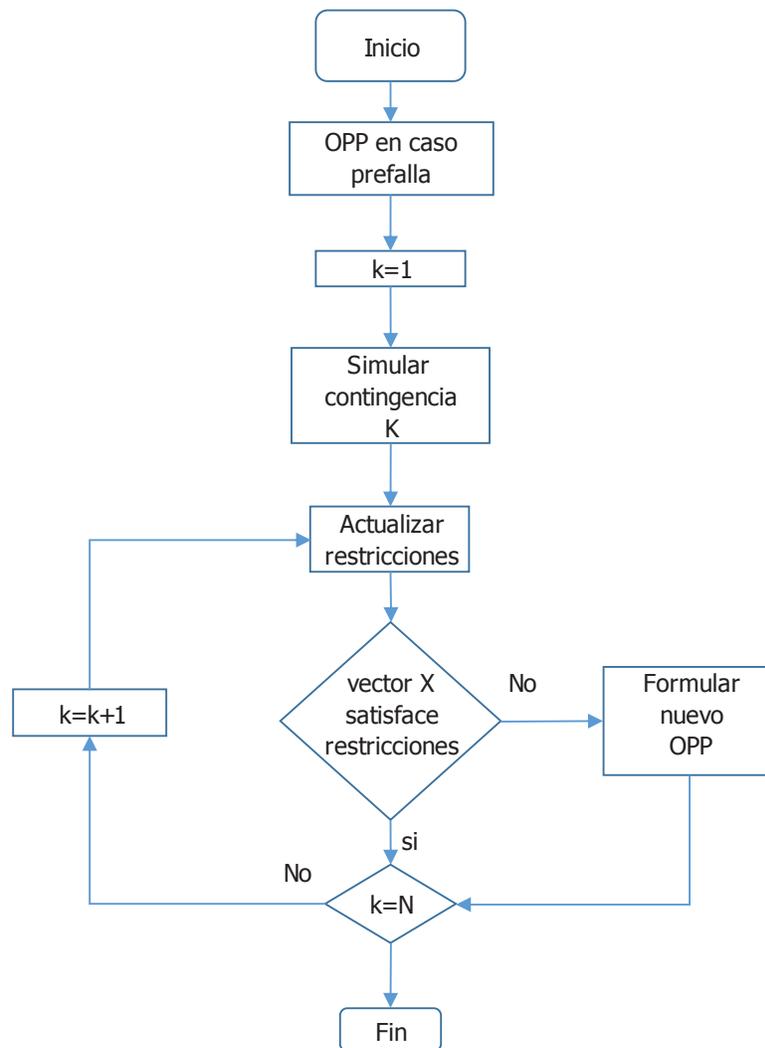


Figura 5.2 Diagrama de flujo algoritmo ILP

5.1.1 CASO DE ESTUDIO PRECONTINGENCIA

Con el objetivo de minimizar el número de PMUs en el S.N.I. y hacer observable cada barra del sistema es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. No es aconsejable la instalación de PMUs en zonas radiales.
2. No es aconsejable realizar la instalación en barras de bajo voltaje a nivel de puntos de entrega.
3. Es necesario estructurar una topología simplificada del sistema.

4. Se asume que los PMUs a ser instalados en una subestación tienen el suficiente **número de canales para medición de las corrientes de todas las posiciones de la subestación.**

Con esos antecedentes, se estructuró una topología simplificada del S.N.I. que no considera zonas radiales ni transformadores a nivel de puntos de entrega, como se muestra en la Figura (5.3).

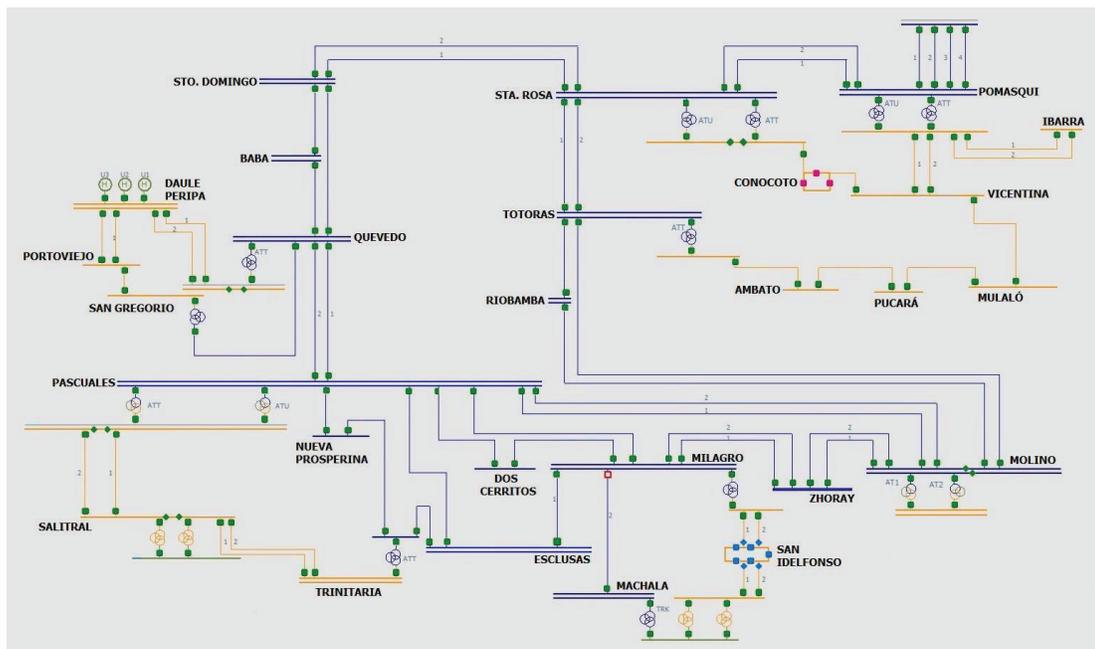


Figura 5.3 Topología simplificada S.N.I.

Para la determinación del número de PMUs y su ubicación en el S.N.I. se programó en MATLAB el algoritmo de Programación Lineal Entera enfocada a problemas binarios. Las restricciones de observabilidad, que representan la topología de la red, están elaboradas en una matriz en Excel la cual es evaluada desde MATLAB. En la Figura (5.4) se muestra la matriz de restricciones del sistema en estado precontingencia.

S/E	STO.DOMINGO230	BABA	QUEVEDO 230	QUEVEDO 138	DAULE PERIPA	PORTOVIEJO	SAN GREGORIO 138	SAN GREGORIO 230	PASCUALES 230	PASCUALES 138	SALITRAL 138	SALITRAL 69	TRINITARIA 138	TRINITARIA 230	NUEVA PROSPERINA	DOS CERRITOS	ESCLUSAS	MILAGRO 230	MILAGRO 138	SAN IDELFONSO	MACHALA 138	MACHALA 69	MACHALA 230	ZHORAY	MOLINO 230	MOLINO 138	RIOBAMBA	TOTORAS 230	TOTORAS 138	AMBATO	PUCARA	MULALO	VICENTINA	CONOCOTO	STA ROSA 138	STA ROSA 230	POMASQUI 138	POMASQUI 230	JAMONDINO							
1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
3	1	1	1	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
4	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
5	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
6	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
7	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
8	0	0	1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
9	0	0	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
10	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Figura 5.4 Matriz conectividad S.N.I. topología simplificada

Evaluando en MATLAB la matriz de restricciones en estado estable se presentan los siguientes resultados:

- Número de PMUs: 12
- Ubicación

Tabla 5.1 Ubicación de PMUs en el S.N.I.

Nro	Subestación	Voltaje
1	Quevedo	230 kV
2	Nueva Prosperina	230 kV
3	Milagro	230 kV
4	Molino	230 kV
5	Santa Rosa	230 kV
6	P	

Las contingencias anteriores son fallas de doble circuitos y se encuentran asociadas al anillo troncal del sistema de 230 kV. Adicionalmente se han simulado las siguientes contingencias:

8. L/T Quevedo – San Gregorio 230 kV
9. L/T Milagro – Esclusas 230 kV

Evaluando en MATLAB la matriz de restricciones con la simulación de 9 contingencias se presentan los siguientes resultados:

- Número de PMUs: 14
- Ubicación

Tabla 5.2 Ubicación de PMUs en el S.N.I. postcontingencias

Nro	Subestación	Voltaje
1	Santo Domingo	230 kV
2	Baba	230 kV
3	Trinitaria	230 kV
4	Milagro	230 kV
5	Molino	230 kV
6	Totoras	230 kV
7	Pomasqui	230 kV
8	Ibarra	138 kV
9	Quevedo	138 kV
10	San Gregorio	138 kV
11	Salitral	138 kV
12	Machala	138 kV
13	Pucará	138 kV
14	Conocoto	138

5.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

- En el estado del sistema precontingencia se tienen modeladas 40 subestaciones, sin embargo se requieren únicamente 12 unidades de medición fasorial para garantizar la observabilidad del sistema. En el caso postcontingencias se simularon las 7 fallas de mayor gravedad y se añadieron 2 fallas que presentan consecuencias significativas, y en este caso únicamente se requieren 14 unidades de medición fasorial para garantizar la observabilidad del sistema. Es necesario hacer énfasis que se

asume que los PMUs a ser instalados tienen un número suficiente de canales.

- La presencia de contingencias cambia la disposición en el sistema de las unidades de medición fasorial respecto a la ubicación en estado estable. Sin embargo, el número de PMUs requeridos en el escenario postfallas no aumenta considerablemente. Para el caso de análisis únicamente fue necesario la incorporación de dos PMUs adicionales.
- La ubicación de PMUs según el algoritmo de Programación Entera Mixta para observabilidad del sistema no necesariamente sitúa unidades de medición fasorial en barras representativas del sistema, como es el caso de la subestación Pascuales.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- El determinar la adecuada disposición de las unidades de medición fasorial PMU en un sistema eléctrico de potencia es una tarea de marcada relevancia previa a la instalación de las mismas; y está directamente relacionado con la aplicación que se pretenda dar al PMU.
- La utilización del algoritmo de optimización basado en programación lineal entera para la determinación del número suficiente de unidades de medición fasorial y su adecuada disposición en el sistema de potencia proporciona resultados favorables para la aplicación de **observabilidad** del SEP en estado estable y ante la ocurrencia de contingencias. El empleo del algoritmo se hace más necesario considerando los planes de expansión de los sistemas de transmisión.
- Planificar la ubicación de unidades de medición fasorial para observabilidad de un sistema con topología completa introduce pérdida de información y visibilidad del SEP ante la ocurrencia de contingencias.
- Las aplicaciones para análisis de contingencias comúnmente detectan violaciones respecto al estado de operación, mientras que los algoritmos de estabilidad de voltaje empleados para la determinación de un ranking de contingencias proporcionan información confiable sobre la proximidad a la inestabilidad de voltaje en un sistema eléctrico de potencia.
- Para determinar el número de unidades fasoriales requeridas para visualización de un sistema de potencia no presenta beneficios la simulación de barras de bajo voltaje (puntos de entrega) y subestaciones radiales; por lo tanto deben ser aisladas de la modelación en el algoritmo de optimización.

- Considerando los planes de expansión a nivel de generación y transmisión, se hace necesario la utilización en la etapa de planificación de algoritmos de estabilidad de voltaje para evaluación de contingencias. De esta manera predecir las posibles fallas que pueden provocar inestabilidad o colapsos de voltaje.
- Actualmente en el sistema eléctrico ecuatoriano las contingencias más severas constituyen el disparo de las líneas de doble circuito del anillo troncal de 230 kV. Esta situación deberá ser reevaluada en función del ingreso de las líneas de 500 kV previsto para los próximos años.
- Para la aplicación de observabilidad de SEP haciendo uso de unidades de medición fasorial se evidencia que el número requerido de PMUs es mucho menor al número de subestaciones. Para el presente proyecto con aplicación al sistema eléctrico ecuatoriano modelado con 40 barras en estado estable únicamente se requieren 12 unidades fasoriales sincronizadas; y 14 unidades simulando la ocurrencia de las contingencias de mayor gravedad para el sistema. Esto considerando que las PMUs no tienen restricciones en su número de canales para mediciones de corriente.

6.2 RECOMENDACIONES

- El presente proyecto puede ser complementado con investigaciones posteriores tendientes a incorporar análisis comparativos de metodologías para ubicación de unidades de medición fasorial o de índices para evaluación de estabilidad de voltaje.
- Un factor adicional que es necesario estimar en el análisis de contingencias es la tasa o probabilidad de ocurrencia de fallas; ya que es factible que una evento tenga consecuencias severas en el sistema pudiendo ocasionar incluso su colapso por tensión; sin embargo su probabilidad de ocurrencia es mínima o casi nula. Por lo tanto es necesario evaluar la inclusión o no de estos eventos en el algoritmo de optimización para ubicación de unidades de medición fasorial.
- Es necesario analizar si la ubicación de unidades de medición fasorial determinada en el presente proyecto puede ser empleada para diferentes aplicaciones de PMUs por ejemplo Estimación de Estado, Protecciones adaptivas, Estabilidad de voltaje, entre otras.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] VELANDÍA, Germán; “Análisis de aplicaciones relativas a la estabilidad de sistemas de potencia basadas en unidades de medición fasorial”; Director: Dr. Renato Humberto Céspedes; Tesis de maestría; Universidad Nacional de Colombia; Departamento de Ingeniería Eléctrica; Bogotá; 2009.

- [2] FERNANDEZ, Javier; “The Virginia Tech Calibration System”; Director: Jaime De La Ree; Tesis de maestría; Virginia Polytechnic Institute and State University; Blacksburg; 2011.

- [3] IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, IEEE Std C37.118.1- 2011.

- [4] KUNDUR, Prabha; “Power System Stability And Control”; Editorial McGraw-Hill; California.

- [5] ARIAS, Diego; “Índice de detección de problemas de estabilidad de tensión en base a WAMS”; Director: Luis Vargas; Tesis de maestría; Universidad de Chile; Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas; Departamento de Ingeniería Eléctrica; Santiago de Chile; 2012.

- [6] FRANCO, Ricardo; “Uso de Sincrofasores para la Detección de Oscilaciones de Potencia y Pérdida de Sincronismo. Aplicación al Sistema Eléctrico Uruguayo para la Separación Controlada en Islas”; Director: Glauco Taranto; Tesis de maestría; Universidad de la República Uruguay; Facultad de Ingeniería; Montevideo; 2012.

- [7] REPO, Sami; “On-line Voltage Stability Assessment of Power System — An Approach of Black-box Modelling”; Tesis de Doctorado; University of Technology Tampere; Finlandia; 2001.

- [8] RIOS, Mario; ZAPATA, Carlos; GÓMEZ, Oscar; SÁNCHEZ, José; “Índices de estabilidad de voltaje en definición de "ranking" de contingencias; Scientia Et Technica; Universidad Tecnológica de Pereira; Colombia; 2008.
- [9] E. Vaahedi, C. Fuchs, W. Xu, Y. Mansour, H. Hamadanizadeh, G.K. Morison, “Voltage Stability Contingency Screening and Ranking”, IEEE Trans. On Power Systems, vol. 14, no. 1, pp. 256-265, febrero 1999.
- [10] P.R. Bijwe, D.P.Kothari, S.M. Kelapure, “An efficient approach for contingency ranking based on voltage stability”, ELSEVIER Electrical Power & Energy Systems, vol. 26, pp. 143-149, 2004.
- [11] Ranjana Sodhi, S. C. Srivastava, S. N. Singh, “Optimal PMU Placement to Ensure System Observability under Contingencies”, Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE.
- [12] Farsadi, M. ; Urmia Univ., Urmia, Iran ; Golahmadi, H. ; Shojaei, H.; “Phasor Measurement Unit (PMU) allocation in power system with different algorithms”; Electrical and Electronics Engineering, 2009. ELECO 2009.
- [13] De La Torre, A.; Cepeda, J.; Herrera, J. (2013). “Implementación de un sistema de monitoreo de área extendida WAMS en el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador SNI”. Ingenius Nro 10; (Julio-Diciembre).
- [14] A. Y. Abdelazi, Amr M. Ibrahim, Reham H. Salem; “Power system observability with minimum phasor measurement units placement”; International Journal of Engineering, Science and Technology Vol. 5, No. 3, 2013, pp. 1-18.
- [15] Mauricio Dester, Carlos A. Castro; “Multi-criteria contingency ranking method for voltage stability”; ELSEVIER Electrical Power & Energy Systems; vol. 79, pp. 220-225, 2009.

- [16] M. A. Albuquerque, C. A. Castro, "A Contingency Ranking Method for Voltage Stability in Real Time Operation of Power Systems", IEEE PowerTech Conference, 2003, Boloña, Italia.
- [17] ESCOBAR, Antonio; GALLEGO, Luis Alfonso; "Análisis Estático De Contingencias De Potencia Activa En Sistemas Eléctricos De Potencia"; Scientia Et Technica, Vol. X, Núm. 25, agosto-sin mes, 2004, pp. 1-6; Universidad Tecnológica de Pereira; Colombia.
- [18] Kaanan Nithiyananthan; Neelamegam Manoharan; Velimuthu Ramachandran; "An Efficient Algorithm For Contingency Ranking Based On Reactive Compensation Index"; Journal of Electrical Engineering, Vol 57, 2 (2006) 116-119.
- [19] B.K. Saha Roy; A.K. Sinha; A.K. Pradhan; "An optimal PMU placement technique for power system observability"; ELSEVIER Electrical Power & Energy Systems; vol. 42, pp. 71-77, 2012.
- [20] Toshi Mandloi; Anil K Jain; "A Study Of Power System Security And Contingency Analysis"; International Journal of Scientific Research Engineering & Technology (IJSRET), ISSN 2278 – 0882; Volume 3, Issue 4, July 2014.
- [21] Cepeda J.; Verdugo P.; Argüello G.; "Monitoreo De La Estabilidad De Voltaje De Corredores De Transmisión En Tiempo Real A Partir De Mediciones Sincrofasoriales"; Revista EPN, Vol. 33, Nro. 3, enero 2014.
- [22] Claudia Reis; Maciel Barbosa; "A Comparison of Voltage Stability Indices"; IEEE MELECON 2006, May 16-19, Benalmádena (Málaga), España.

- [23] Veenavati Jagadishprasad Mishra; Manisha D Khardennis. "Contingency Analysis of Power System". IJCA Proceedings on International Conference on Emerging Frontiers in Technology for Rural Area (EFITRA-2012) EFITRA(1):12-15, April 2012.
- [24] Maria Cristina Alvarez; Alicia Wilson; Enzo Coppes; "Análisis De Herramientas Para El Estudio De La Confiabilidad De Un Sistema Eléctrico De Potencia" Tesis; Universidad de la República Oriental del Uruguay; Instituto de Ingeniería Eléctrica; Facultad de Ingeniería; Montevideo 2002.
- [25] GREENE, S.; DOBSON, I.; Alvarado, F.L.; "Sensitivity of the loading margin to voltage collapse with respect to arbitrary parameters"; Power Systems, IEEE Transactions on ; Vol 12; pp. 262-727; 1997.
- [26] Chetan Mishra; "Optimal Substation Coverage for Phasor Measurement Unit Installations"; Tesis de Maestría; Virginia Polytechnic Institute and State University; Blacksburg; 2014.
- [27] Nikolaos M. Manousakis, George N. Korres, Pavlos S. Georgilakis, "Taxonomy of PMU Placement Methodologies"; IEEE Transactions On Power Systems, vol. 27, Nro. 2, mayo 2012.
- [28] Pradeep S. Chauhan, S. P. Singh; "Optimal PMU Placement in Power System Networks Using Integer Linear Programming"; International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology Volume 3, Special Issue 3, Marzo 2014.
- [29] Devesh Dua, Sanjay Dambhare, Rajeev Kumar Gajbhiye, S. A. Soman, "Optimal Multistage Scheduling of PMU Placement: An ILP Approach"; IEEE Transactions On Power Delivery; Vol. 23; Nro. 4; Octubre 2008.

- [30] Sánchez, Romero; León, Ramón; “Aspectos Técnicos de una WAMS de PMUs”; Colombia; Marzo; 2011.
- [31] Samaniego, Mauricio; “Detección de áreas débiles respecto a la estabilidad de tensión en tiempo real utilizando lógica difusa”; Director: Dr. Santiago Torres; Tesis de Maestría; Universidad de Cuenca; Ecuador; 2013.
- [32] Prabha Kundur, John Paserba, Venkat Ajarapu, Goran Andersson, Anjan Bose, Claudio Cañizares, Nikos Hatziargyriou, David Hill, Alex Stankovic, Carson Taylor, Thierry Van Cutsem, Vijay Vittal ; “Definition and Classification of Power System Stability”; IEEE Transactions on Power Systems; Mayo 2004.
- [33] Bei Xu, Ali Abur, Texas A&M University; “Optimal Placement of Phasor Measurements Units for State Estimation. Final Project Report”; PSERC Publication, Octubre 2005.

ANEXO I: ÍNDICE DE SOPORTE DE POTENCIA REACTIVA

- RSI demanda mínima – Baja hidrología

CONTINGENCIA	RSI	RSI normalizado
L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	-6,0770	1,0000
L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	-5,9894	0,9856
L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 kV	-5,7707	0,9496
L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	-5,4413	0,8954
L/T Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-3,5626	0,5862
L/T Molino - Pascuales 230 kV	-2,4538	0,4038
L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	-2,4204	0,3983
L/T Pomasqui - Ibarra	-2,0170	0,3319
L/T Milagro - Zhoray 230 kV	-1,9745	0,3249
L/T Molino - Totoras 230 kV	-1,8069	0,2973
L/T Molino - Riobamba 230 kV	-1,6742	0,2755
L/T Ambato - Totoras 138 kV	-1,5358	0,2527
L/T San Idelfonso - Machala	-1,4834	0,2441
C1 Sta Rosa - Totoras 230 kV	-1,4308	0,2354
L/T Milagro - San Idelfonso 138 kV	-1,3625	0,2242
L/T Sta Rosa - Pomasqui 230 kV	-1,3224	0,2176
L/T Sto Domingo - Quevedo 230 kV	-1,2552	0,2066
C1 Molino - Pascuales 230 kV	-1,1834	0,1947
L/T Baba - Sto Domingo 230 kV	-0,9907	0,1630
L/T Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	-0,8896	0,1464
C1 Milagro - Zhoray 230 kV	-0,8810	0,1450
L/T Ambato - Pucará 138 kV	-0,8647	0,1423
L/T Baba - Quevedo 230 kV	-0,8497	0,1398
C1 Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-0,7583	0,1248
L/T Quevedo - Daule Peripa	-0,7373	0,1213
L/T Molino - Zhoray 230 kV	-0,7283	0,1198
L/T Mulaló - Pucará 138 kV	-0,6986	0,1150
ATT 230/138 kV Totoras	-0,5570	0,0917
L/T Milagro - Esclusas 230 kV	-0,4351	0,0716
L/T Mulaló - Vicentina 138 kV	-0,3341	0,0550
L/T Milagro - Pascuales 230 kV	-0,2921	0,0481
L/T Nueva Prosperina - Trinitaria 230 kV	-0,2566	0,0422
L/T Milagro - Dos Cerritos 230 kV	-0,2505	0,0412
L/T Pomasqui - Vicentina	-0,2270	0,0374
C1 Pomasqui - Ibarra 138 kV	-0,2062	0,0339
L/T Salitral - Trinitaria	-0,1778	0,0293
L/T Pascuales - Esclusas 230 kV	-0,1246	0,0205
L/T Conocoto - Santa Rosa 138 kV	-0,1193	0,0196
L/T Nueva Prosperina - Pascuales 230 kV	-0,0601	0,0099
ATQ ATR Salitral 138/69 kV	0,3711	-0,0611

- RSI demanda media – Baja hidrología

CONTINGENCIA	RSI	RSI normalizado
L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	No converge	1,0000
L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	No converge	1,0000
L/T Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	No converge	1,0000
L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	No converge	1,0000
L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 kV	No converge	1,0000
L/T Milagro - Zhoray 230 kV	-6,5041	1,0000
L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	-6,0609	0,9319
L/T Molino - Pascuales 230 kV	-5,9650	0,9171
L/T Molino - Riobamba 230 kV	-5,5351	0,8510
L/T Molino - Totoras 230 kV	-5,2035	0,8000
C1 Sta Rosa - Totoras 230 kV	-3,9818	0,6122
L/T Mulaló - Pucará 138 kV	-3,4532	0,5309
L/T Sta Rosa - Pomasqui 230 kV	-2,8678	0,4409
ATQ ATR Salitral 138/69 kV	-2,8089	0,4319
L/T Molino - Zhoray 230 kV	-2,6652	0,4098
L/T Sto Domingo - Quevedo 230 kV	-2,6141	0,4019
C1 Molino - Pascuales 230 kV	-2,4793	0,3812
L/T San Idelfonso - Machala	-2,4758	0,3807
L/T Baba - Sto Domingo 230 kV	-2,3164	0,3561
C1 Milagro - Zhoray 230 kV	-2,1234	0,3265
L/T Baba - Quevedo 230 kV	-1,7037	0,2619
L/T Ambato - Totoras 138 kV	-1,5860	0,2438
C1 Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-1,3572	0,2087
L/T Milagro - San Idelfonso 138 kV	-1,3286	0,2043
L/T Pomasqui - Ibarra	-1,1584	0,1781
L/T Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	-1,0138	0,1559
L/T Quevedo - Daule Peripa	-0,9460	0,1454
ATT 230/138 kV Totoras	-0,6905	0,1062
L/T Mulaló - Vicentina 138 kV	-0,6132	0,0943
L/T Milagro - Esclusas 230 kV	-0,5759	0,0885
L/T Milagro - Dos Cerritos 230 kV	-0,5352	0,0823
L/T Milagro - Pascuales 230 kV	-0,5052	0,0777
C1 Pomasqui - Ibarra 138 kV	-0,5030	0,0773
L/T Ambato - Pucará 138 kV	-0,4553	0,0700
L/T Conocoto - Santa Rosa 138 kV	-0,4041	0,0621
L/T Nueva Prosperina - Trinitaria 230 kV	-0,2861	0,0440
L/T Pomasqui - Vicentina	-0,1588	0,0244
L/T Salitral - Trinitaria	-0,1461	0,0225
L/T Pascuales - Esclusas 230 kV	-0,1096	0,0168
L/T Nueva Prosperina - Pascuales 230 kV	-0,0825	0,0127

- RSI demanda máxima – Baja hidrología

CONTINGENCIA	RSI	RSI normalizado
L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	No converge	1,0000
L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	No converge	1,0000
L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 kV	No converge	1,0000
L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	No converge	1,0000
C1 Sta Rosa - Totoras 230 kV	No converge	1,0000
L/T Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-27,4887	1,0000
L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	-14,9260	0,5430
L/T Milagro - Zhoray 230 kV	-11,3014	0,4111
L/T Molino - Pascuales 230 kV	-9,4597	0,3441
L/T Sta Rosa - Pomasqui 230 kV	-8,0959	0,2945
L/T Molino - Riobamba 230 kV	-6,5365	0,2378
L/T Mulaló - Pucará 138 kV	-6,5024	0,2365
L/T Molino - Totoras 230 kV	-5,9390	0,2161
L/T San Idelfonso - Machala	-5,6676	0,2062
L/T Ambato - Totoras 138 kV	-4,9855	0,1814
ATQ ATR Salitral 138/69 kV	-4,7533	0,1729
C1 Molino - Pascuales 230 kV	-3,3427	0,1216
L/T Molino - Zhoray 230 kV	-3,2937	0,1198
L/T Sto Domingo - Quevedo 230 kV	-3,2529	0,1183
L/T Baba - Sto Domingo 230 kV	-3,0786	0,1120
C1 Milagro - Zhoray 230 kV	-3,0398	0,1106
L/T Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	-2,2228	0,0809
L/T Baba - Quevedo 230 kV	-2,1189	0,0771
L/T Milagro - San Idelfonso 138 kV	-1,8290	0,0665
C1 Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-1,8125	0,0659
L/T Ambato - Pucará 138 kV	-1,7123	0,0623
L/T Quevedo - Daule Peripa	-1,6795	0,0611
C1 Pomasqui - Ibarra 138 kV	-1,4544	0,0529
L/T Mulaló - Vicentina 138 kV	-1,1306	0,0411
ATT 230/138 kV Totoras	-1,0530	0,0383
L/T Conocoto - Santa Rosa 138 kV	-0,9429	0,0343
L/T Milagro - Dos Cerritos 230 kV	-0,7346	0,0267
L/T Milagro - Esclusas 230 kV	-0,7245	0,0264
L/T Milagro - Pascuales 230 kV	-0,6648	0,0242
L/T Pomasqui - Vicentina	-0,5754	0,0209
L/T Nueva Prosperina - Trinitaria 230 kV	-0,4360	0,0159
L/T Salitral - Trinitaria	-0,3186	0,0116
L/T Pascuales - Esclusas 230 kV	-0,1551	0,0056
L/T Nueva Prosperina - Pascuales 230 kV	-0,0226	0,0008

- RSI demanda mínima – Alta hidrología

CONTINGENCIA	RSI	RSI normalizado
L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	No converge	1,0000
L/T Milagro - Zhoray 230 kV	-10,1255	1,0000
L/T Molino - Pascuales 230 kV	-8,4278	0,8323
L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	-7,3927	0,7301
L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	-5,5731	0,5504
L/T Molino - Zhoray 230 kV	-3,5914	0,3547
C1 Sta Rosa - Totoras 230 kV	-3,5253	0,3482
C1 Molino - Pascuales 230 kV	-3,0775	0,3039
C1 Milagro - Zhoray 230 kV	-2,7151	0,2681
L/T Pomasqui - Ibarra	-2,0850	0,2059
L/T Mulaló - Pucará 138 kV	-2,0765	0,2051
L/T Molino - Totoras 230 kV	-1,9490	0,1925
L/T Molino - Riobamba 230 kV	-1,8716	0,1848
L/T Sta Rosa - Pomasqui 230 kV	-1,7057	0,1685
L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	-1,4703	0,1452
L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 kV	-1,3472	0,1331
ATQ ATR Salitral 138/69 kV	-1,2816	0,1266
L/T Mulaló - Vicentina 138 kV	-1,2494	0,1234
L/T Milagro - San Idelfonso 138 kV	-1,1691	0,1155
L/T San Idelfonso - Machala	-1,1352	0,1121
ATT 230/138 kV Totoras	-1,0397	0,1027
L/T Milagro - Esclusas 230 kV	-0,8264	0,0816
L/T Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	-0,7256	0,0717
L/T Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-0,7090	0,0700
L/T Sto Domingo - Quevedo 230 kV	-0,6806	0,0672
L/T Ambato - Totoras 138 kV	-0,6525	0,0644
L/T Milagro - Dos Cerritos 230 kV	-0,6356	0,0628
L/T Milagro - Pascuales 230 kV	-0,6185	0,0611
L/T Baba - Sto Domingo 230 kV	-0,4231	0,0418
C1 Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-0,4058	0,0401
L/T Baba - Quevedo 230 kV	-0,3148	0,0311
L/T Ambato - Pucará 138 kV	-0,2766	0,0273
L/T Pomasqui - Vicentina	-0,2424	0,0239
L/T Salitral - Trinitaria	-0,2349	0,0232
L/T Quevedo - Daule Peripa	-0,1988	0,0196
C1 Pomasqui - Ibarra 138 kV	-0,1890	0,0187
L/T Nueva Prosperina - Trinitaria 230 kV	-0,1401	0,0138
L/T Nueva Prosperina - Pascuales 230 kV	-0,0879	0,0087
L/T Pascuales - Esclusas 230 kV	-0,0591	0,0058
L/T Conocoto - Santa Rosa 138 kV	-0,0487	0,0048

- RSI demanda media – Alta hidrología

CONTINGENCIA	RSI	RSI normalizado
L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	No converge	1,0000
L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	No converge	1,0000
L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 kV	No converge	1,0000
L/T Milagro - Zhoray 230 kV	-14,5749	1,0000
L/T Molino - Pascuales 230 kV	-10,6686	0,7320
L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	-10,0041	0,6864
C1 Sta Rosa - Totoras 230 kV	-5,8709	0,4028
L/T Molino - Zhoray 230 kV	-5,5478	0,3806
C1 Molino - Pascuales 230 kV	-3,7128	0,2547
ATQ ATR Salitral 138/69 kV	-3,6605	0,2512
C1 Milagro - Zhoray 230 kV	-3,4876	0,2393
L/T Mulaló - Pucará 138 kV	-3,3707	0,2313
L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	-3,0003	0,2059
L/T Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-2,9079	0,1995
L/T Molino - Totoras 230 kV	-2,4851	0,1705
L/T Molino - Riobamba 230 kV	-2,4436	0,1677
L/T Sta Rosa - Pomasqui 230 kV	-2,0065	0,1377
L/T San Idelfonso - Machala	-1,9131	0,1313
L/T Ambato - Totoras 138 kV	-1,6235	0,1114
L/T Sto Domingo - Quevedo 230 kV	-1,4869	0,1020
L/T Pomasqui - Ibarra	-1,4627	0,1004
L/T Mulaló - Vicentina 138 kV	-1,2061	0,0828
L/T Baba - Sto Domingo 230 kV	-1,1325	0,0777
L/T Milagro - San Idelfonso 138 kV	-0,9579	0,0657
L/T Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	-0,9043	0,0620
L/T Baba - Quevedo 230 kV	-0,8967	0,0615
L/T Milagro - Esclusas 230 kV	-0,7860	0,0539
ATT 230/138 kV Totoras	-0,7423	0,0509
C1 Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-0,7313	0,0502
L/T Milagro - Dos Cerritos 230 kV	-0,6860	0,0471
L/T Milagro - Pascuales 230 kV	-0,6162	0,0423
C1 Pomasqui - Ibarra 138 kV	-0,6002	0,0412
L/T Salitral - Trinitaria	-0,5668	0,0389
L/T Quevedo - Daule Peripa	-0,5402	0,0371
L/T Ambato - Pucará 138 kV	-0,3861	0,0265
L/T Conocoto - Santa Rosa 138 kV	-0,3003	0,0206
L/T Pomasqui - Vicentina	-0,2359	0,0162
L/T Nueva Prosperina - Trinitaria 230 kV	-0,2290	0,0157
L/T Nueva Prosperina - Pascuales 230 kV	-0,1504	0,0103
L/T Pascuales - Esclusas 230 kV	-0,0767	0,0053

- RSI demanda máxima – Alta hidrología

CONTINGENCIA	RSI	RSI normalizado
L/T Sta Rosa - Totoras 230 kV	No converge	1,0000
L/T Molino - Riobamba + Totoras 230 kV	No converge	1,0000
L/T Quevedo - Baba + Sto Domingo 230 kV	No converge	1,0000
L/T Sto Domingo - Baba + Quevedo 230 kV	No converge	1,0000
L/T Milagro - Zhoray 230 kV	-11,1642	1,0000
L/T Molino - Pascuales 230 kV	-9,0170	0,8077
L/T Molino - Zhoray 230 kV	-6,9036	0,6184
C1 Sta Rosa - Totoras 230 kV	-5,6782	0,5086
L/T Quevedo - Pascuales 230 kV	-5,3621	0,4803
L/T San Idelfonso - Machala	-4,6771	0,4189
C1 Molino - Pascuales 230 kV	-3,3372	0,2989
L/T Molino - Riobamba 230 kV	-3,2875	0,2945
L/T Mulaló - Pucará 138 kV	-3,2583	0,2919
L/T Molino - Totoras 230 kV	-3,1321	0,2806
C1 Milagro - Zhoray 230 kV	-3,0806	0,2759
ATQ ATR Salitral 138/69 kV	-2,4043	0,2154
L/T Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-2,1039	0,1885
L/T Ambato - Totoras 138 kV	-1,7277	0,1548
L/T Sta Rosa - Pomasqui 230 kV	-1,6297	0,1460
L/T Sto Domingo - Quevedo 230 kV	-1,5766	0,1412
L/T Milagro - San Idelfonso 138 kV	-1,5423	0,1381
L/T Daule Peripa - Portoviejo 138 kV	-1,3759	0,1232
L/T Baba - Sto Domingo 230 kV	-1,3666	0,1224
L/T Pomasqui - Ibarra	-1,1286	0,1011
C1 Pomasqui - Ibarra 138 kV	-1,0736	0,0962
L/T Mulaló - Vicentina 138 kV	-0,9588	0,0859
L/T Baba - Quevedo 230 kV	-0,7910	0,0709
C1 Sta Rosa - Sto Domingo 230 kV	-0,7150	0,0640
L/T Milagro - Esclusas 230 kV	-0,6981	0,0625
L/T Milagro - Pascuales 230 kV	-0,5891	0,0528
L/T Milagro - Dos Cerritos 230 kV	-0,5775	0,0517
L/T Quevedo - Daule Peripa	-0,5259	0,0471
L/T Salitral - Trinitaria	-0,4683	0,0420
L/T Ambato - Pucará 138 kV	-0,3670	0,0329
L/T Nueva Prosperina - Trinitaria 230 kV	-0,3054	0,0274
L/T Conocoto - Santa Rosa 138 kV	-0,2100	0,0188
L/T Pomasqui - Vicentina	-0,1991	0,0178
ATT 230/138 kV Totoras	-0,1711	0,0153
L/T Nueva Prosperina - Pascuales 230 kV	-0,1136	0,0102
L/T Pascuales - Esclusas 230 kV	-0,0413	0,0037