



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ESTIMACIÓN DEL MARGEN DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SISTEMAS DE
POTENCIA DE BAJA INERCIA MEDIANTE PMUS

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

IÑAKI CUBILLOS GOYENECHE

PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
RODRIGO PALMA BEHNKE
LUIS MORÁN TAMAYO

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: IÑAKI CUBILLOS GOYENECHÉ
FECHA: 2021
PROFESORA GUÍA: SRA. CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

ESTIMACIÓN DEL MARGEN DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE EN SISTEMAS DE POTENCIA DE BAJA INERCIA MEDIANTE PMUS

Debido a la poca periodicidad con que se realizan estudios de estabilidad y los reducidos escenarios que se analizan, se han limitado los alcances de monitoreo de estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Además, la introducción masiva de energías renovables no convencionales (ERNC) ha hecho que el enfoque tradicional de estudiar sólo los peores escenarios esté perdiendo validez.

Por otro lado, los avances computacionales han impulsado el desarrollo de herramientas de análisis y seguridad dinámica *online*. Para ello resulta fundamental el uso de unidades de medición fasorial (PMU) para monitorear la estabilidad de los SEP *online*.

En el contexto anterior, el presente trabajo desarrolla una metodología de monitoreo de la estabilidad en SEP débiles con bajos niveles de cortocircuito. Esta metodología implementa índices de estabilidad asumiendo un régimen estacionario, para monitorear la estabilidad de los SEP. La metodología propuesta se implementa en la base de datos del sistema eléctrico nacional, en la zona norte, en el mes de mayor generación ERNC y es validada a través de simulaciones dinámicas.

Los índices de estabilidad logran detectar horas críticas que pueden llegar a ser inestables de forma exitosa, probando su correcto funcionamiento en una zona de alta penetración de ERNC.

Agradecimientos

Estoy cerrando una etapa de mi vida en la que tuve la suerte de estar acompañado de muchas personas a las cuales me gustaría agradecer.

En primer lugar, quiero agradecer a mí profesora guía Claudia, por la confianza puesta en mí, por aguantar mis faltas ortográficas y mi mala redacción. Muchas gracias por el apoyo brindado a lo largo de la tesis, su dedicación en cada reunión y en cada corrección.

Quiero agradecer a mi familia especialmente a mis padres. A mi mamá le agradezco por su cariño y sus palabras de motivación cuando más lo necesitaba. Por darme ese empujón y alentarme a creer en mis capacidades. A mi papá por ayudarme a encontrar mi vocación. Recuerdo haber estado veraneando en el sur de Chile y escucharlo decir que tenía que aprovechar y valorar estos espacios verdes; creo que ese día comenzó a crecer en mí el respeto hacia la naturaleza, que luego de unos años se convertirían en mis ganas de estudiar sobre energías renovables.

A mi compañera de vida Natalia, que me acompañó durante toda esta etapa con su apoyo y amor incondicional. Gracias por ayudarme a crecer como persona, por motivarme a trabajar cuando no habían ganas y por siempre sentarte a escuchar los problemas a los que me enfrenté a lo largo de la tesis, a pesar de que muchas veces no entendías nada de lo que estaba hablando.

A mi mejor amigo Adriano, por sus llamadas de teléfono semanales donde preguntaba por los progresos de mi tesis, por su apoyo y cariño. Gracias por contagiarme tu risa cada vez que hablamos y ser como un hermano.

Quiero agradecerles a mis amigos, Gustavo, Pablo, Gianluca, Benja, Vicente (Chino) porque sé que puedo contar con ustedes siempre.

Finalmente, quiero agradecer a todos mis amigos de la universidad que me ayudaron en este proceso. Especialmente a Fernando Montecinos por su amistad a lo largo de la carrera, por ser el mejor compañero para trabajar en equipo e incentivar me a superar mi rendimiento tanto académico como deportivo.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	5
1.3. Objetivos	5
1.3.1. Objetivo general	5
1.3.2. Objetivos específicos	5
1.4. Alcance	5
2. Marco teórico	7
2.1. Introducción a los PMU (<i>Phasor Measurement Units</i>)	7
2.2. Funcionamiento de los PMU	9
2.2.1. Filtro analógico	11
2.2.2. Estimador de frecuencia	11
2.2.3. Estimador fasorial	13
2.2.4. Reloj de muestreo	14
2.2.5. Concentrador de datos fasoriales (<i>Phasor data concentrator</i>)	15
2.3. Conexión a la red	15
2.4. Operación de PMUs a nivel SEP	16
2.5. Aplicaciones de los PMUs	18
2.5.1. Monitoreo de barras	19

2.5.2.	Monitoreo de líneas de transmisión	28
2.5.3.	Conclusiones	37
3.	Situación actual del sistema de monitoreo del sistema eléctrico chileno	43
3.1.	Sistema de monitoreo del SEN	43
3.2.	Estudio de restricciones en el sistema de transmisión	46
3.2.1.	Resultados del Estudio de restricciones de transmisión del año 2019	50
3.2.2.	Limitaciones del estudio de restricciones de transmisión	51
4.	Metodología	52
4.1.	Despacho de generadores	53
4.2.	Clusterización de puntos de operación	55
4.3.	Flujos de potencia	58
4.4.	Detección de horas críticas	59
4.5.	Validación dinámica	60
5.	Resultados	61
5.1.	Caso de estudio	61
5.2.	Índices de estabilidad	63
5.2.1.	Resumen de indicadores	63
5.2.2.	Resultados índice <i>SDI</i>	65
5.2.3.	Resultados índice <i>VSI</i>	66
5.2.4.	Resultados índice <i>LSI</i>	67
5.2.5.	Resultados índice <i>FVSI</i>	68
5.2.6.	Resultados índice <i>ICPVP</i>	69
5.2.7.	Resumen de horas críticas por indicador	70
5.3.	Validación dinámica	71

5.3.1. Resultados horas no críticas	71
5.3.2. Resultados horas críticas	74
5.3.3. Conclusiones	78
6. Conclusiones	80
6.1. Trabajo futuro	81
Bibliografía	82
Anexos	93
6.2. Resultados validación dinámica - Horas no críticas	93
6.2.1. Hora 1	93
6.2.2. Hora 2	95
6.2.3. Hora 3	97
6.2.4. Hora 4	99
6.3. Resultados validación dinámica - Horas críticas	101
6.3.1. Hora 2	101
6.3.2. Hora 3	103
6.3.3. Hora 4	105

Índice de tablas

2.1. Parámetros de la figura 2.13.	29
2.2. Resumen de los índices de monitoreo de barras.	39
2.3. Resumen de los índices de monitoreo de líneas de transmisión.	41
4.1. Distancia entre puntos A, B y C.	56
4.2. Distancia entre puntos AB y C.	56
5.1. Valores promedios de los índices de estabilidad.	65
5.2. Índice <i>SDI</i>	65
5.3. Índice <i>VSI</i>	66
5.4. Índice <i>LSI</i>	67
5.5. Índice <i>FSVI</i>	68
5.6. Índice ICPVP.	69
5.7. Número de horas críticas detectadas por índice.	70
5.8. Tabla resumen con horas seleccionadas para validación dinámica.	71
5.9. Generación TGVCC en las horas para validación dinámica.	79

Índice de ilustraciones

2.1. Prototipo de PMU instalado por <i>Virginia Tech</i> . De arriba hacia abajo se puede ver: Reloj GPS, procesador del PMU, entrada análoga del sistema, y pantalla de visualización del fasor [30].	7
2.2. PMU <i>Macrodyne</i> modelo 1690 [31].	8
2.3. Señal sinusoidal en el dominio del tiempo y su forma vectorial [31].	10
2.4. Arquitectura básica de un estimador de fasor. (a) Seguimiento de frecuencia. (b) Compensador de frecuencia [31].	11
2.5. Algoritmo de procesamiento de fasores para un muestreo a frecuencia fija [31].	13
2.6. Muestras sincronizadas por PMU [29].	14
2.7. Conexión de PMU a subestación [29].	16
2.8. Arquitectura de una subestación digital moderna [35].	17
2.9. Distribución de la revisión bibliográfica de <i>papers</i> relacionados con voltaje y PMU.	18
2.10. Bus con carga ($P_{L,k} + jQ_{L,k}$) conectado al resto del sistema, el cual es representado con su tensión (\bar{E}_k) y carga ($\bar{Z}_{Th,k}$) equivalente de Thévenin [46].	21
2.11. Trayectoria convergente y divergente con sus respectivos signos del exponente de Lyapunov. Basada en la figura de [76].	26
2.12. Distancia entre medición actual e inicial de la trayectoria de la tensión para caso estable e inestable. Basada en la figura de [76].	27
2.13. Sistema de 2 barras con PMUs	29
2.14. Ejemplo de una curva PV [84].	36

2.15. Los 4 casos posibles de flujos por la línea. (a) Flujo de potencia activa y reactiva en el mismo sentido. (b) Flujo de potencia reactiva en sentido inverso al de potencia activa. (c) Línea absorbiendo reactivos por ambos extremos. (d) Línea inyectando reactivos por ambos extremos.	40
2.16. Sistema de 9 barras [92].	41
2.17. Sistema de 3 barras [73].	42
3.1. Diagrama esquemático de la arquitectura de la plataforma WAMS del Coordinador [21].	44
3.2. Distribución de los PDC y PMUs en servicio (E/S) y en construcción (E/C) en Chile.	46
3.3. Mapa del sistema eléctrico chileno 2017.	49
3.4. Resumen de Restricciones Zona Norte Chico Previo a Obras de compensación y Transformación [93].	50
4.1. Metodología propuesta	53
4.2. Dendograma de los datos A, B y C.	56
4.3. Dendograma con 2 clusters [95].	57
4.4. Dendograma con 3 clusters [95].	57
4.5. Pasos de unión v/s distancia del cluster [95].	58
4.6. Modelo π de una línea de transmisión [90].	59
5.1. Línea los Changos - Cumbres 500 kV [21].	62
5.2. Restricción en la transmisión de la línea los Changos - Cumbres 500 kV [93].	62
5.3. Parámetros de la línea Changos - Cumbres 500 kV.	64
5.4. Curva de duración de flujos de potencia.	64
5.5. Valores promedio de los índices de estabilidad.	65
5.6. Valores del índice SDI para los diferentes puntos de operación.	66
5.7. Valores del índice VSI para los diferentes puntos de operación.	67
5.8. Valores del índice LSI para los diferentes puntos de operación.	68

5.9. Valores del índice <i>FVSI</i> para los diferentes puntos de operación.	69
5.10. Valores del índice <i>ICPVP</i> para los diferentes puntos de operación.	70
5.11. Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV.	72
5.12. Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN.	73
5.13. Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV.	75
5.14. Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN.	76
5.15. Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV.	77
5.16. Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN.	78
6.1. Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 1 del conjunto no crítico.	93
6.2. Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 1 del conjunto no crítico.	94
6.3. Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 2 del conjunto no crítico.	95
6.4. Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 2 del conjunto no crítico.	96
6.5. Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 3 del conjunto no crítico.	97
6.6. Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 3 del conjunto no crítico.	98
6.7. Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 4 del conjunto no crítico.	99
6.8. Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 4 del conjunto no crítico.	100
6.9. Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 2 del conjunto crítico.	101
6.10. Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 2 del conjunto crítico.	102
6.11. Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 3 del conjunto crítico.	103
6.12. Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 3 del conjunto crítico.	104

6.13. Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 4 del conjunto crítico.	105
6.14. Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 4 del conjunto crítico.	106

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Las situaciones más críticas que pueden enfrentar los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se presentan cuando algún accidente o contingencia altera la operación normal del sistema y lo lleva a una condición de inestabilidad irrecuperable. Ejemplos de contingencias críticas que pueden llevar a una inestabilidad son la pérdida de una línea, de un transformador, un generador o un consumo industrial. La pérdida de estabilidad en SEP implica el corte de suministro de energía a la población y el sector productivo, con costos sociales tangibles como lo son la alteración de la calidad de vida de la población y las pérdidas económicas directas. A modo de ejemplo, el mayor *blackout* de la historia de USA ocurrido el año 2003, involucró una pérdida económica estimada de 6 billones de USD, dejando a 50 millones de personas sin electricidad [1]. Problemas de estabilidad similares han ocurrido en otras partes del mundo: India (2012, 620 millones de personas afectadas por 2 días), Brasil (2011, 53 millones de personas afectadas durante 16 horas), China (2008, 4 millones de personas afectadas), entre otros. En el sistema eléctrico chileno, los cortes de suministro ocurridos producto de diferentes contingencias durante el año 2018 produjeron en total un monto de energía no suministrada igual a 14.968 MWh. Situación similar se ha vivido en el 2019, en que la energía no suministrada suma un total de 15.017 MWh, lo cual es bajo con respecto a la generación anual neta del sistema pero se traduce en un aumento de costos. Para obtener una estimación del costo asociado a la energía no suministrada a nivel nacional, se puede usar el valor del “Costo de Falla de Corta Duración (CFCD)” de menor profundidad (0 - 5%) estipulado por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en la Resolución 677 EXENTA [2]. En base a esta resolución, el valor del CFCD en el Sistema Eléctrico Nacional es de 11.030 USD/MWh, lo que entrega un costo estimado total de 165 millones de USD para el año 2018 y 166 millones de USD para el año 2019. Por lo anterior, los temas de estabilidad de grandes SEP han sido uno de los mayores desafíos de los operadores de red y reguladores del sector a nivel mundial desde el inicio de los grandes sistemas interconectados.

Para enfrentar y resolver los problemas de estabilidad, así como minimizar sus posi-

bles consecuencias en la sociedad, los operadores realizan en forma periódica diferentes estudios (fuera de línea) para identificar límites de estabilidad y posibles problemas que los sistemas puedan enfrentar [3]. Estos estudios se conocen como Análisis de Seguridad Dinámica fuera de línea (offline DSA por sus siglas en inglés). La evaluación de la estabilidad de un SEP consiste en determinar la habilidad del mismo de soportar un conjunto predefinido de contingencias y transitar hacia una condición de equilibrio (régimen permanente) sin afectar la operación segura del sistema [4]. Para analizar la estabilidad de un SEP, la gran mayoría de los estudios se basan en simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo, las que utilizan modelos dinámicos detallados de los diferentes componentes de los SEP. En estas simulaciones, la dinámica de los SEP se modela mediante un conjunto de ecuaciones algebraico-diferenciales que se resuelven mediante métodos numéricos apropiados. Debido a que el modelo de un SEP real puede involucrar cientos de miles de ecuaciones diferenciales y algebraicas, con dinámicas en escalas de tiempo muy variadas, las simulaciones dinámicas detalladas son altamente demandantes en cuanto a carga computacional y recursos humanos [5]. Es por esta razón que los estudios de DSA fuera de línea se realizan con una periodicidad en el tiempo relativamente baja y sólo consideran una cantidad limitada de escenarios de estudio (condiciones operacionales y contingencias). A modo de ejemplo, en el caso de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E), el artículo 38 de su normativa COMMISSION REGULATION (EU) 2017/1485, indica que los operadores deberán realizar, al menos una vez al año, estudios de estabilidad fuera de línea de forma de identificar límites de estabilidad y posibles problemas de estabilidad que los sistemas de transmisión puedan enfrentar [3]. A nivel nacional, entre los estudios que debe realizar el Coordinador Eléctrico Nacional (en adelante Coordinador) se encuentran: “Estudio para plan de defensa contra contingencias extremas” (cada 4 años), y el “Estudios de restricciones en el sistema de transmisión” (todos los años), entre otros [6]. En cuanto a los escenarios que se analizan en los estudios de DSA fuera de línea, estos se seleccionan generalmente en base a la experiencia del operador considerando un criterio de peor caso (worst-case scenario) [7]. La justificación de este enfoque se ha basado en que, si el SEP es capaz de mantener la estabilidad durante condiciones de operación extrema, entonces también será estable en otras condiciones operacionales menos críticas. A nivel práctico, la gran mayoría de los estudios de DSA fuera de línea se utilizan para definir límites operacionales en zonas clave del sistema [4], restringiendo así la operación económica de los SEP. Dado que estos límites se obtienen considerando peores escenarios son, en general, bastante conservadores y en muchos casos injustificados [8]. A modo ilustrativo, como resultado del “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión”, la inyección de energía renovable en la zona de Maitencillo-Nogales el 2018 se limitó a un máximo de 250 MW. Incluso levantando esta restricción a valores de 400 MW por un automatismo de control implementado, esta restricción resultó en recortes totales de energías renovables por 1153 GWh el año 2018 (327 GWh de energía eólica y 826 GWh de energía solar).

Si bien los estudios de DSA fuera de línea cumplen un rol clave para asegurar en los SEP durante contingencias críticas, la poca periodicidad con que estos se realizan junto con la reducida cantidad de escenarios que pueden analizar, han limitado fuertemente sus alcances en términos de monitoreo de estabilidad de los sistemas eléctricos en tiempo real. Por otra parte, la introducción masiva de energías renovables no convencionales (ERNC)

en los SEP, ha hecho que el enfoque tradicional de estudiar sólo los peores escenarios esté perdiendo validez. En efecto, diversos estudios han mostrado que en sistemas con alta penetración de ERNC, la alta incertidumbre y variabilidad de estos tipos de fuentes de generación no sólo ocasiona un cambio en las peores condiciones operacionales que los SEP pueden enfrentar desde el punto de estabilidad, sino que además ha hecho que la cantidad de condiciones de operación críticas aumente significativamente y sean más difíciles de identificar [9]. Consecuentemente, el criterio actual de peores escenarios podría no ser capaz de identificar todas las situaciones críticas en las cuales la estabilidad de los SEP pueda verse comprometida [10]. En estos casos, los estudios de DSA fuera de línea podrían llevar a conclusiones erróneas en cuanto a la estabilidad del sistema, con las correspondientes consecuencias económicas y sociales.

La gran importancia económica y social de mantener la estabilidad de los SEP durante su operación real, unido a los grandes avances computacionales experimentados en los últimos años, ha impulsado el desarrollo e implementación de herramientas DSA en tiempo real. Los DSA en línea se utilizan principalmente para complementar o actualizar los estudios de DSA fuera de línea en base a la condición de operación actual del sistema [4]. Para el desarrollo e implementación de un DSA en tiempo real resulta fundamental el uso de PMU (phasor measurement unit) junto a un sistema de GPS (global positioning system) para el monitoreo de la estabilidad de los SEP en tiempo real. Los PMU permiten obtener la magnitud y fase de las tensiones y corrientes en tiempo real del punto al cual se encuentran conectados. Para lograr esto, los PMU cuentan con una capacidad de muestreo de hasta 60 muestras por segundo, superando así, a la tecnología que le preceden como los SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), que solo pueden muestrear cada 2 a 5 segundos [11, 12]. A través de una buena distribución geográfica de los PMU en la red, es posible lograr una observabilidad completa del sistema y así poder monitorear su dinámica [13].

Los PMU adquieren aún más importancia en sistemas con un alto nivel de tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC) debido a las diferencias que hay en el comportamiento dinámico de estas tecnologías y las centrales convencionales. Las redes con un alto nivel de TGVCC destacan por tener una baja inercia y bajo niveles de corrientes de cortocircuito, lo que las hace más propensas a problemas de estabilidad [14–17]. Los bajos niveles de inercia de estos sistemas se debe a que las TGVCC se encuentran desacopladas eléctricamente de la red, por lo que no cuentan con una respuesta inercial “natural” ante variaciones de frecuencia en caso de desbalances potencia. Por el contrario, durante los primeros segundos después de un desbalance, los generadores sincrónicos intentan contrarrestar los desbalances de potencia a través de la inyección de la energía acumulada en sus partes rotatorias a la red [14]. Por otro lado, el nivel de cortocircuito en una barra se utiliza como indicador de la “rigidez” del voltaje en el punto. Mientras mayor sea el nivel de cortocircuito de una barra, menores serán las variaciones de voltaje frente a cambios en los flujos de potencia. Redes poco enmalladas y con líneas muy largas se caracterizan por tener bajos niveles de cortocircuito. Dado que los generadores sincrónicos (GS) son las mayores fuentes de corrientes de cortocircuito, las zonas de la red cercanas a los centros de generación generalmente son zonas robustas, mientras que las áreas lejanas de la generación sincrónica representan zonas débiles de la red. Por otro lado,

las TGVCC cuentan con limitadores de corriente para proteger la electrónica de potencia de los inversores, lo que se traduce en que sus aportes de corriente de cortocircuito son bajos [15–17]. Las corrientes de cortocircuito de las TGVCC suelen ser limitadas entre 1 a 1,2 veces la corriente nominal [18], lo cual es un valor muy pequeño en comparación a las corrientes de cortocircuito que alcanzan los GS con valores que pueden llegar hasta 6 veces su corriente nominal [19]. Además, la corriente de cortocircuito que pueden aportar las TGVCC depende del tipo de falla y su duración, del punto de operación del sistema antes de la falla y de la estrategia de control implementada en el convertidor. Mientras que el aporte de corrientes de cortocircuito de los GS depende únicamente de las características físicas y eléctricas de la máquina. Dado que en los sistemas tradicionales los GS son la principal fuente de corrientes de cortocircuito, remplazar estas máquinas por TGVCC conlleva a una disminución en la robustez de los SEP, por lo que redes con altos niveles de TGVCC son asociadas a redes poco robustas o débiles [18, 20].

Actualmente en Chile se ha comenzado a invertir e instalar PMUs a lo largo del país. En el año 2019, en el sistema eléctrico nacional se han instalado 43 PMUs y 77 se encuentran en proceso de construcción. Esto da un total de 120 PMUs con los que contará la red eléctrica chilena [21].

Durante los últimos años se han presentado diferentes estudios de estabilidad de voltaje a partir del uso de PMUs en SEP. Dentro de los trabajos se han presentado índices que permiten monitorear el estado actual del sistema y su cercanía al colapso de tensión, de forma de entregar un margen de estabilidad del SEP en tiempo real. Algunos documentos calculan el margen de estabilidad de voltaje y estiman las reservas de reactivos; mientras que otros definen criterios novedosos para determinar el estado del sistema [22–24]. También se han desarrollado métodos de localización de PMUs para tener observabilidad total del SEP y así eliminar errores y ruido de las medidas [13, 25–27]. Otros trabajos se han centrado en proponer métodos que fortalezcan a los sistemas de medición y control ante el impacto de perder la comunicación con un PMU, para ello se estima el valor de la medición faltante a partir de otros PMUs [28]. Varios de estos trabajos utilizan alguna herramienta de *machine learning* (ML) para procesar la información entregada por los PMUs, como árboles de decisión o redes neuronales [23–25, 28].

Si bien se han realizado muchos trabajos sobre el uso de PMUs en el marco de la estabilidad de voltaje de los SEP, a la fecha no se han desarrollado métodos de monitoreo de voltaje en sistemas con altos niveles de TGVCC. Dada la diferencia entre SEP dominados por GS y los dominados por TGVCC, no se puede garantizar que los métodos de monitoreo para redes débiles sean los mismos que se han desarrollado para redes más convencionales y robustas. En el contexto anterior, en el presente trabajo se desarrolla una metodología de monitoreo de la estabilidad de tensión en SEP débiles con bajos niveles de cortocircuito e inercia dominados por TGVCC.

1.2. Hipótesis

Las hipótesis de esta tesis son:

1. Es posible implementar una metodología capaz de monitorear márgenes de estabilidad de tensión mediante el uso de PMUs en redes débiles con altos niveles de TGVCC.
2. Los índices de estabilidad a pesar de ser obtenidos de ecuaciones algebraicas que no consideran la dinámica de la red pueden llegar a detectar puntos de operación críticos, incluso en redes poca robustas y con bajos niveles de cortocircuito.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es desarrollar una metodología para monitorear el margen de estabilidad de tensión mediante el uso PMUs, con el fin de mantener la estabilidad de tensión en los SEP en tiempo real. La propuesta será especialmente diseñada para enfrentar los desafíos de estabilidad de redes poco robustas y con bajos niveles de cortocircuito.

1.3.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos de esta tesis son:

1. Determinar un conjunto de índices de estabilidad adecuados para el monitoreo de estabilidad de tensión a través de mediciones de PMUs.
2. Proponer una metodología que permita utilizar la información de dichos índices de estabilidad para el monitoreo de la red eléctrica chilena.
3. Implementar la metodología y analizar la operación actual del sistema eléctrico nacional.
4. Validar la metodología propuesta con simulaciones dinámicas que permitan verificar la precisión de los índices propuestos.

1.4. Alcance

La metodología propuesta se prueba en una línea del sistema eléctrico nacional. Para ello se utilizan índices que se adaptan a este escenario, dejando fuera a un grupo de indicadores que no se evaluarán.

Los datos utilizados para el cálculo de los índices de estabilidad se obtienen a partir de flujos de potencia y no de datos reales de PMUs, esto no implica que no se pueda implementar en una red de monitoreo con PMUs.

La metodología propuesta se implementa en el sistema eléctrico nacional. Para poder analizar el desempeño de la metodología en una red con bajos niveles de cortocircuito, se decide implementar la metodología en una de las zonas con mayor generación renovable del sistema.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Introducción a los PMU (*Phasor Measurement Units*)

En la década de los 80, la comunidad de protección de los sistemas de potencia decidió que el futuro de los sistemas de protección sería basado en tecnologías digitales. En esa misma década, en el año 1988, el equipo de investigación de *Virginia Tech* desarrolló el primer prototipo de un PMU. La figura 2.1 muestra uno de estos prototipos [11,29].

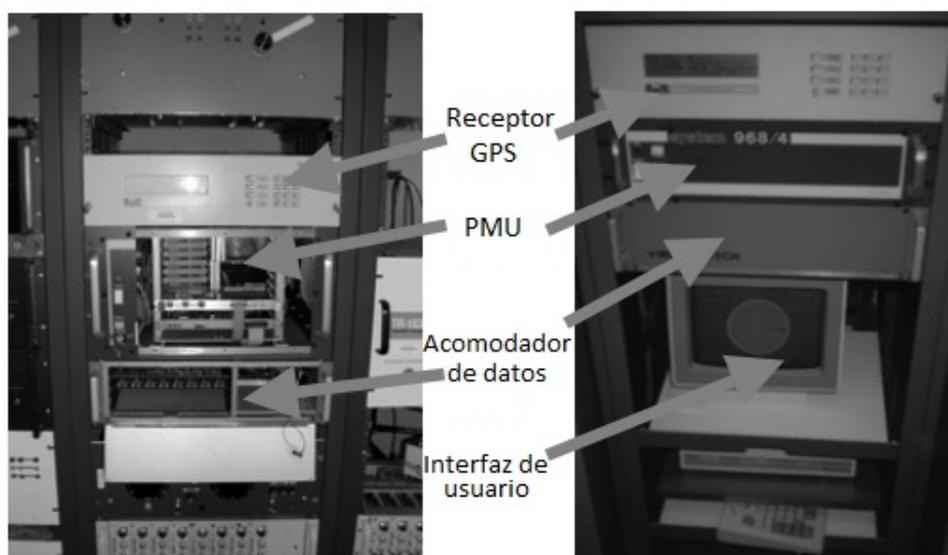


Figura 2.1: Prototipo de PMU instalado por *Virginia Tech*. De arriba hacia abajo se puede ver: Reloj GPS, procesador del PMU, entrada análoga del sistema, y pantalla de visualización del fasor [30].

En la figura 2.2 se muestra un PMU de inicio de los noventa, consistente en el modelo

Macrodyne 1690.



Figura 2.2: PMU *Macrodyne* modelo 1690 [31].

El 14 de agosto de 2003, en el noreste de Estados Unidos y parte de Canadá ocurrió un *blackout* que afectó a casi 50 millones de personas. El apagón se debió a que se contaba con un pobre conocimiento del estado del sistema en tiempo real. Luego de este suceso, se acordó que, sin una infraestructura innovadora de monitoreo de los sistemas de potencia, las futuras redes eléctricas no contarían con un nivel de confiabilidad adecuada [32, 33].

Debido a este evento se comenzó a apoyar el uso de dispositivos sincro-fasores (*synchrophasor devices*) en los sistemas eléctricos. El departamento de energía de Estados Unidos, después de los sucesos ocurridos en el 2003, comenzó a entregar fondos a varias redes eléctricas del país para aumentar sustancialmente la cobertura de los PMU en sus áreas de servicio. El proyecto contemplaba más de 1.000 PMU's instalados. En China también se han instalado cerca de 2.000 PMU's en sus redes eléctricas, lo que demuestra el gran crecimiento que está teniendo esta tecnología en el mundo [11].

Los PMU fueron creados originalmente para monitorear señales de voltaje y corriente alterna en redes de transmisión, pero actualmente han evolucionado para ser capaces incluso de medir parámetros de fuentes AC como DC, siendo posible incorporarlos en redes de baja y alta tensión [31].

Los PMU no son las únicas unidades de medición que puede tener un sistema de potencia. También es posible encontrar tecnologías que preceden a los PMU como los equipos SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) que adquieren las mediciones

a través de equipos RTU (*Remote Terminal Units*), o equipos que han surgido en paralelo como las redes de monitoreo de frecuencia (*FNET/GridEye*).

Los sistemas SCADA cuentan con equipos RTU de medición fasorial más lentos que los PMU. Los PMU son capaces de tomar medidas con tasas de 30 a 60 muestras/segundo, mientras que los SCADA actualizan sus muestra cada 2 a 5 segundos. Además, las mediciones en los sistemas SCADA no son sincronizados vía GPS, lo que dificulta más el análisis de datos. Esto los hace una opción más económica frente a los sistemas con PMUs como los WAMS (*Wide-Area Measurement System*) [11, 12].

Los FNET son un tipo de PMU y nacen como una alternativa más económica y con una instalación más simple que los PMU convencionales. Estos equipos, al igual que los PMU, pueden medir frecuencia y magnitud y ángulo de fasores con gran precisión. Sin embargo, a diferencia de los PMU, estos equipos solo pueden medir una fase. Además, están diseñados para conectarlos en sistemas de baja tensión y se ha visto que se pueden aplicar tanto en casos *online* como *offline*. En aplicaciones *online* se pueden utilizar para visualizar datos en tiempo real de la red, detectar fallas y localizarlas, localización de oscilaciones interáreas y detección de islas eléctricas. En aplicaciones *offline* se pueden usar para recrear eventos y analizarlos, para validar modelos, entre otros. En general, estas tecnologías se ven como un soporte para los PMU y no como un reemplazo de estos [33].

2.2. Funcionamiento de los PMU

Las unidades de medición fasorial o PMU utilizan tecnología digital para estimar la magnitud y la fase de las señales de tensión y corriente, la frecuencia y la tasa de cambio de la frecuencia (más conocido como ROCOF por sus siglas en inglés). A partir de transformadores de potencial y de corriente, los PMU son capaces de estimar dichas señales y monitorear el estado del sistema. Al acoplar los PMU con un GPS, las estimaciones de diferentes áreas geográficas se pueden analizar como un sistema completo, y así, poder observar la propagación y el impacto de grandes perturbaciones [31, 32].

Una onda de forma sinusoidal en el dominio del tiempo se define como:

$$x(t) = \sqrt{2}A \cos(\omega t + \Phi) = \sqrt{2}A \cos(2\pi f t + \Phi) = \operatorname{Re}\{\sqrt{2}A e^{-j(2\pi f t + \Phi)}\} \quad (2.1)$$

Donde A es el valor RMS (*root-mean-square*) de la amplitud y f la frecuencia en Hertz. La fase Φ se define a partir del tiempo $t = 0$. En la figura 2.3 se representa la onda en el dominio del tiempo y su representación fasorial.

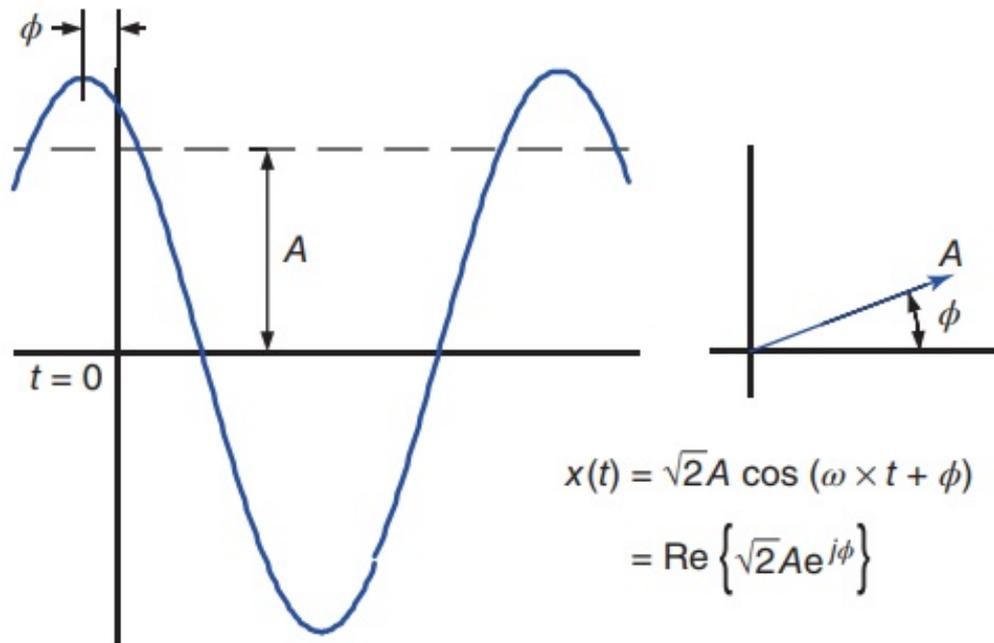


Figura 2.3: Señal sinusoidal en el dominio del tiempo y su forma vectorial [31].

La onda se puede representar de forma fasorial como se muestra en (2.2), donde X_r e X_i son la parte real e imaginaria de X , respectivamente.

$$X = Ae^{-j\Phi} = A\angle\Phi = X_r + jX_i \quad (2.2)$$

El desafío al medir señales mediante PMU consiste en obtener estimaciones precisas para señales que contienen ruido y que no poseen valores de frecuencia constante debido a los desequilibrios naturales entre generación y carga en el sistema.

En la figura 2.4 se presentan las dos posibles arquitecturas usadas en los PMU. La función de cada bloque se explica a continuación.

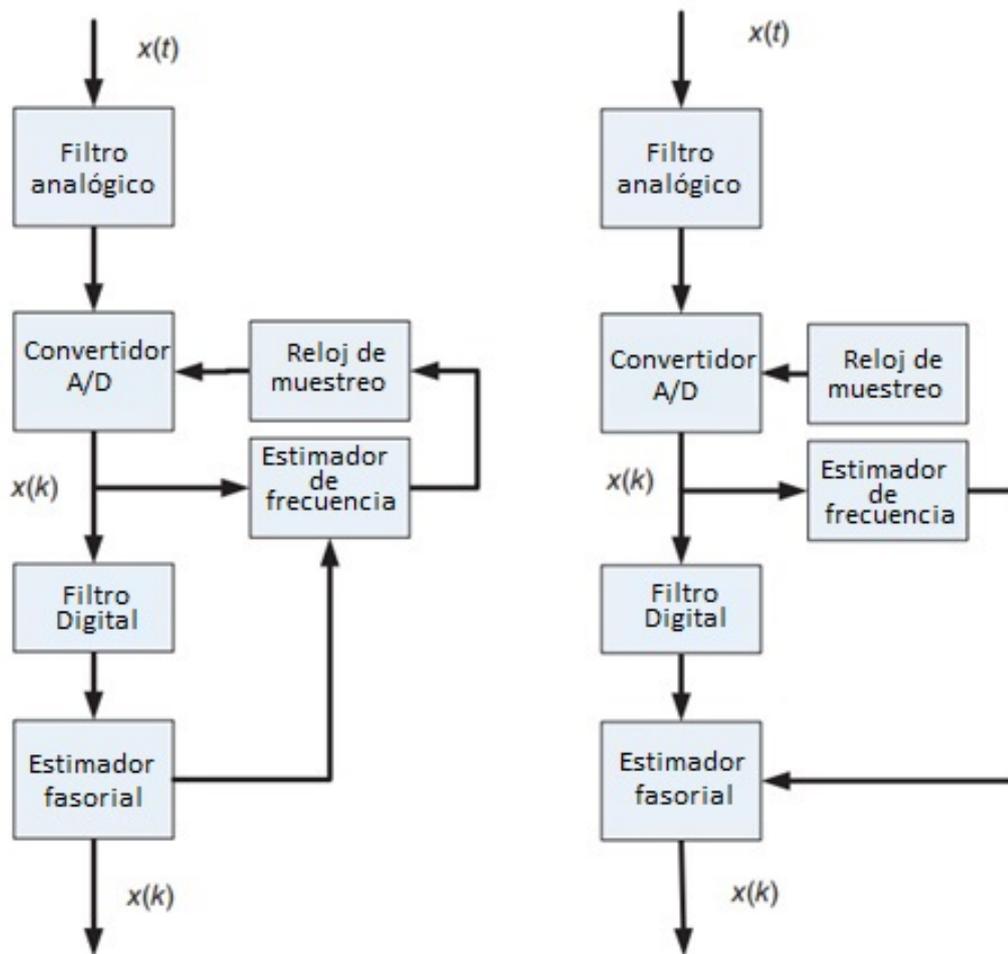


Figura 2.4: Arquitectura básica de un estimador de fasor. (a) Seguimiento de frecuencia. (b) Compensador de frecuencia [31].

2.2.1. Filtro analógico

Ambas arquitecturas poseen el mismo proceso de filtrado de señal, el cual consiste en un filtro analógico *antialiasing*. Este filtro limita el ancho de banda de la señal de entrada, y de esa forma se garantiza que las frecuencias de muestreo sean las deseadas. Adicionalmente, se puede incluir un filtro digital, el cual provee un filtrado pasa banda que remueve componentes de frecuencia que pueden crear problemas en algunas aplicaciones [31].

2.2.2. Estimador de frecuencia

Para lograr una correcta estimación fasorial, es necesario realizar una estimación adecuada de la frecuencia, la cual cumple un rol clave en este proceso. Si el sistema operara siempre en régimen permanente, bastaría con tener un algoritmo DFT (*Discrete Fourier*

Transform). Sin embargo, la frecuencia de operación del sistema en operación normal rara vez se mantiene en su valor nominal. Es importante tener una medición de la frecuencia y su desviación del valor nominal, ya que el fasor es una representación basada en la frecuencia actual del sistema. Esta desviación de la frecuencia con respecto a su valor nominal puede ser pequeña en el caso de cambios aleatorios de carga, o grande frente a perturbaciones grandes como pérdidas de generación [31].

Las dos arquitecturas mostradas en la figura 2.4 muestran diferentes formas para resolver dicho problema, siendo la diferencia principal entre estas dos la tasa de muestreo. La primera arquitectura realiza un seguimiento de la frecuencia utilizando tasas de muestreo variable, mientras que la segunda utiliza un método de compensación de frecuencia con una tasa de muestreo constante [31].

La arquitectura de seguimiento de la frecuencia se basa en un sobre-muestreo y re-muestreo de la señal. Cuenta con un convertidor análogo/digital (*A/D converter*) que puede muestrear a una frecuencia fija alta, del orden de los 8 kHz y re-muestrear a una frecuencia menor en el rango de $1,44$ a $1,76\text{ kHz}$, la cual es un múltiplo de la frecuencia estimada. Esta arquitectura presenta dos desventajas. La primera es la gran carga de hardware y procesador que es necesario, además de ser difícil de implementar. La segunda es que es complicado hacer el análisis de la señal con una tasa de muestreo variable [31].

Por otro lado, la segunda arquitectura realiza un muestreo de la señal a una frecuencia fija. Primero se estima la frecuencia real de la señal y el fasor calculado se compensa en función de la desviación de frecuencia. La compensación del fasor se puede determinar de manera sencilla aplicando una transformación lineal a las coordenadas cartesianas del fasor medido. Este método es simple y aplicado en la mayoría de los PMU comerciales [31].

En la arquitectura de muestreo a frecuencia fija, luego de pasar la señal por el convertidor A/D, se llevan a cabo los siguientes procesos: se estima el fasor usando DFT, se estima la frecuencia y se pasa por un proceso de post procesamiento, que incluye calibración y filtrado de la señal. En la figura 2.5 se presenta un diagrama de bloques del proceso descrito anteriormente [31].

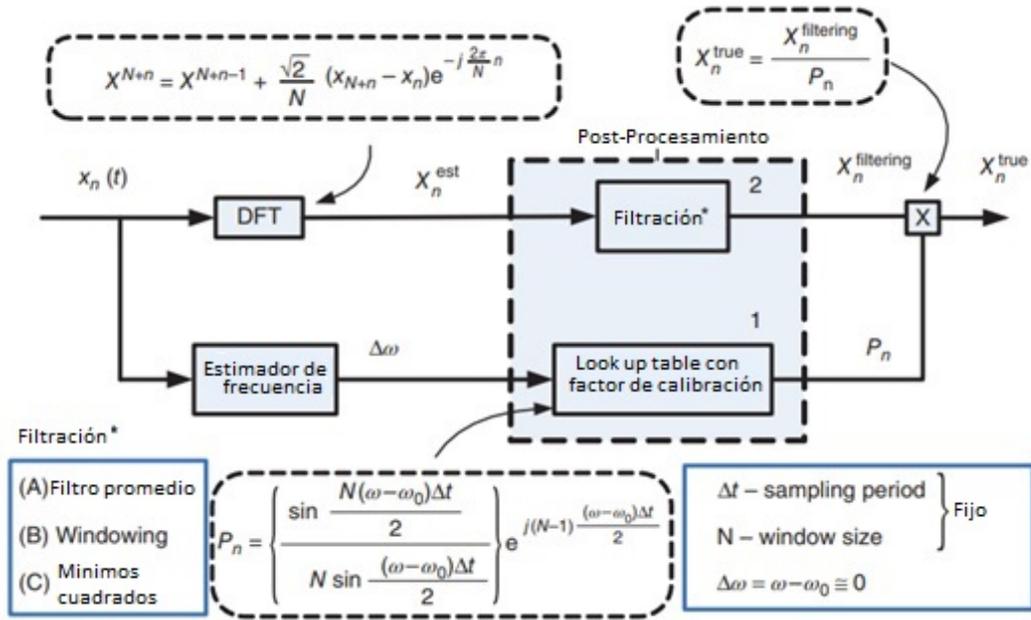


Figura 2.5: Algoritmo de procesamiento de fasores para un muestreo a frecuencia fija [31].

2.2.3. Estimador fasorial

El bloque estimador de fasor de la figura 2.4 tiene como función calcular la amplitud y fase de la señal de entrada a frecuencia fundamental. Para obtener una representación del fasor como el mostrado en la ecuación (2.2) de una señal sinusoidal $x(t)$, se utiliza DFT con tamaño de muestreo fijo de N (el número de muestras obtenidos en un periodo de la frecuencia fundamental). La señal $x(t)$ se muestrea para obtener una señal discreta $x_k = x(k\tau)$, donde τ es el intervalo de muestreo. El fasor X en su forma rectangular queda como se presenta en (2.3).

$$X = \frac{2}{\sqrt{2N}}(X_c - jX_s) \quad (2.3)$$

Donde:

$$X_c = \sum_{k=1}^N x_k \cos(k\theta) \quad (2.4)$$

$$X_s = \sum_{k=1}^N x_k \sin(k\theta) \quad (2.5)$$

$$\theta = \frac{2\pi}{N} = 2\pi f_0\tau \quad (2.6)$$

Con f_0 la frecuencia nominal. Si se utiliza un método DFT recursivo, se debe tener cuidado en que el algoritmo recursivo no acumule errores por truncamiento en el largo plazo [31].

2.2.4. Reloj de muestreo

Para explicar la importancia del reloj de muestreo se utiliza un ejemplo. En la figura 2.6 se puede observar dos subestaciones separadas por varios kilómetros. En cada subestación se aprecia la señal que se desea medir en dicha subestación (señal continua) y la señal que se está midiendo en la otra subestación (señal punteada). Para lograr alinear dichos datos y poder comparar mediciones tomadas en el mismo instante de tiempo, el reloj de muestreo registra el tiempo en el cual se captó cada muestra [29].

El reloj de muestreo permite sincronizar las mediciones de tensión y corriente de las tres fases de estas dos subestaciones. La sincronización precisa de los relojes de muestreo es posible gracias al sistema satelital GPS. Aunque la precisión de la sincronización no fue muy buena en los primeros años, en la actualidad es posible lograr precisiones de sincronización de $1 \mu\text{s}$ o más [29]. En un sistema que opera a 50 [Hz] , este nivel de precisión en la sincronización de mediciones no conlleva a grandes errores.

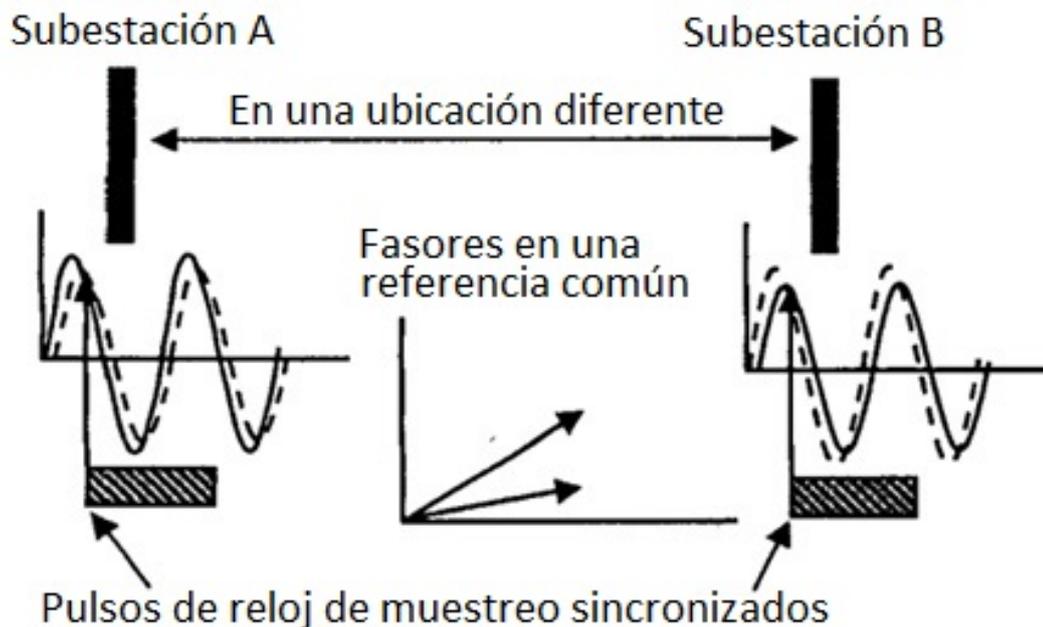


Figura 2.6: Muestras sincronizadas por PMU [29].

2.2.5. Concentrador de datos fasoriales (*Phasor data concentrator*)

El concentrador de datos fasoriales (PDC) se implementa en redes con más de un PMU. Los PDC reciben los flujos de datos de los PMUs del sistema en tiempo real y funcionan como un nodo de la red de comunicación donde se combinan los datos de múltiples PMUs. El PDC es el encargado de sincronizar todos los datos recibidos para poder tener una visualización sincronizada del sistema [31].

2.3. Conexión a la red

El diseño de los PMU se centra en la medición de la magnitud y ángulo de señales derivadas de transformadores de corriente (CT) y de transformadores de potencial (PT). En la figura 2.7 se aprecia dos transformadores un CT y PT, estos se encuentran en las subestaciones y se conectan a una de las fases para poder tomar mediciones. Los transformadores de medida sirven para aislar el equipo de medida de las altas tensiones del sistema eléctrico y también permiten que el rango de medición de los equipos de medida esté estandarizado [34]. Los errores introducidos por los CT y los PT pueden ser preocupantes, pero son externos a los PMU por lo que no se hablará de ellos en este documento. A las mediciones de voltaje y corriente se les referencia una marca de tiempo absoluta y universal, derivada del GPS u otras redes de satélites. La ventaja de los GPS es su fácil conexión ya que la orientación de la antena para el GPS no es crítica, y las señales de la red satelital están disponibles en todo el mundo sin un cargo de suscripción [29].

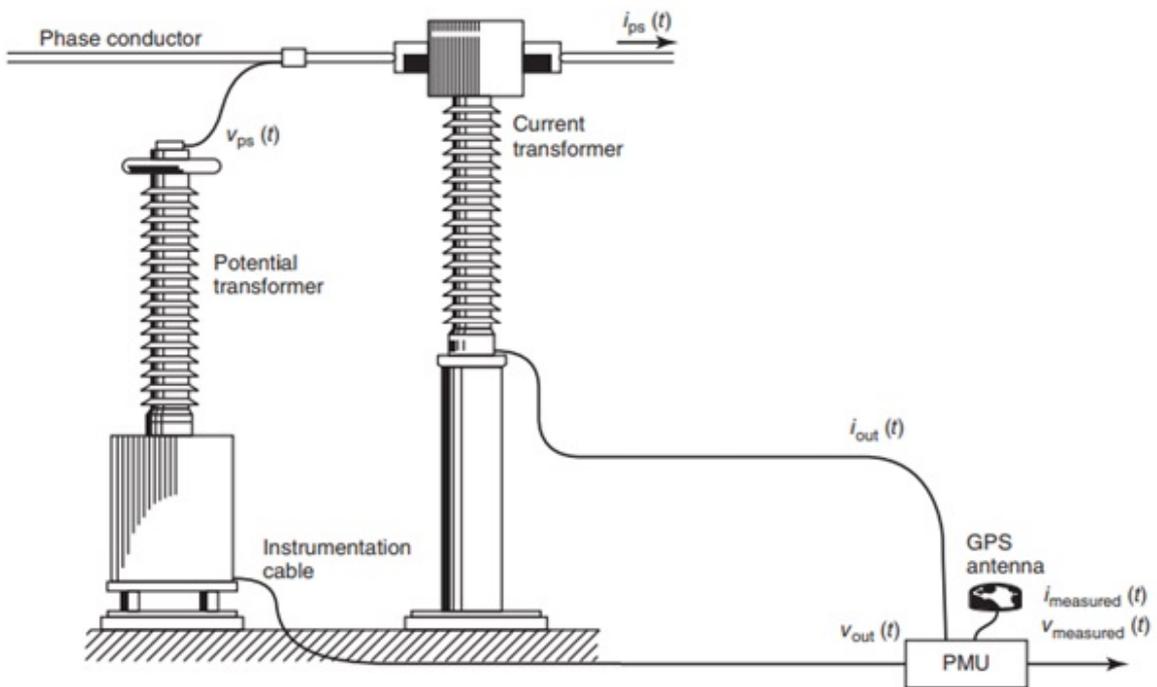


Figura 2.7: Conexión de PMU a subestación [29].

2.4. Operación de PMUs a nivel SEP

En la figura 2.8 se ilustran las componentes de una subestación en la cual se tienen equipos SCADA y PMU que operan en conjunto. Esta figura proporciona una visión general de los componentes físicos y cibernéticos dentro de la arquitectura digital de una subestación. La arquitectura puede ser vista con un enfoque por niveles, compuesto por tres niveles que son explicados a continuación [35].

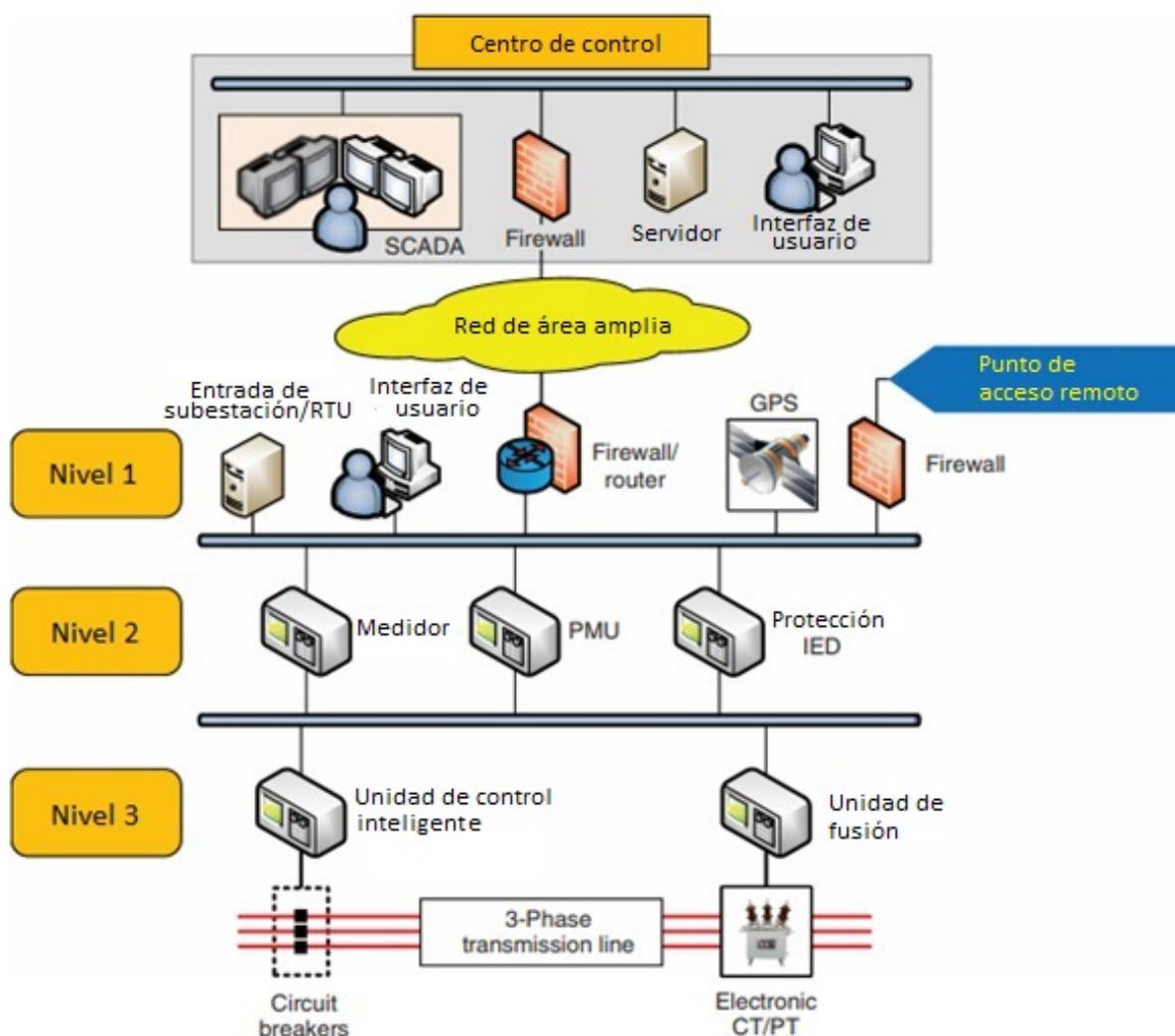


Figura 2.8: Arquitectura de una subestación digital moderna [35].

- **Nivel 1 (station level):** En este nivel se encuentra el equipo SCADA que es usado para tomar mediciones, control, entre otros. También se puede encontrar en este nivel puntos de conexión a dispositivos GPS, administrativos y de seguridad. La comunicación entre estos elementos y el centro de control se lleva a cabo a través de redes físicas (fibra óptica, líneas arrendadas, etc.) o redes inalámbricas [35].
- **Nivel 2 (bay level):** Aquí se incorporan los dispositivos de control y monitoreo de la red, incluyendo varios tipos de dispositivos electrónicos inteligentes como PMUs, registradores de fallas digitales (DFR) y relés de protección. Estos dispositivos se comunican a través de Ethernet de fibra óptica con los otros niveles (nivel 1 y 3) [35].
- **Nivel 3 (process level):** Este nivel contiene todos los dispositivos que miden y manipulan directamente la red. Aquí se encuentran unidades capaces de recopilar los datos recogidos de los CP y TP, y enviar estas mediciones al nivel 2. Además, se hallan unidades de control inteligentes capaces de controlar actuadores, interruptores y conectores [35].

2.5. Aplicaciones de los PMUs

En la literatura se puede encontrar una gran cantidad de aplicaciones de los PMUs en los sistemas eléctricos de potencia. En particular muchas de ellas abordando temas relacionados con la estabilidad de tensión. En la figura 2.9 se tiene la distribución de todos los *papers* encontrados en la *IEEE* hasta la fecha asociados a “voltaje” y “PMU”. La búsqueda bibliográfica realizada se hizo buscando los *papers* que contienen las palabras *Voltage* en su título y PMU en el *abstract*, o *Voltage* y PMU en el título, o *Voltage* y *phasor measurement units* en el título. Hasta la fecha (agosto 2019), son 185 *papers* los que abordan “voltaje” y “PMU”. De la figura 2.9 se puede observar un aumento en la investigación de aplicaciones de PMU en temas relacionados con voltaje, sobretodo en los últimos 5 años en que ha ocurrido un aumento importante de artículos indexados.

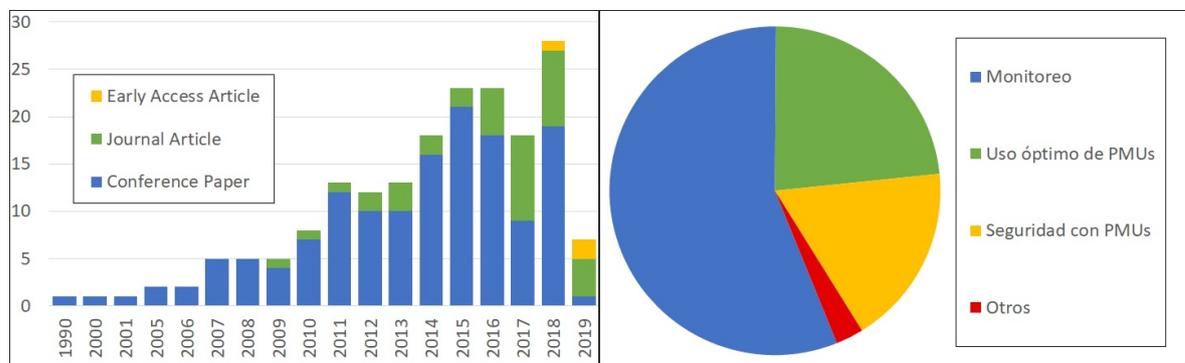


Figura 2.9: Distribución de la revisión bibliográfica de *papers* relacionados con voltaje y PMU.

A nivel general, los trabajos se pueden clasificar en tres grupos: monitoreo con PMUs, seguridad con PMUs y uso óptimo de PMUs [36].

1. Monitoreo con PMUs: En este grupo están los trabajos que determinan el margen de estabilidad en los SEP (estabilidad de frecuencia, ángulo o tensión) a partir de algún índice. En general, el monitoreo de la estabilidad de tensión se basa en el cálculo de algún índice de régimen estacionario, que indique qué tan cerca se encuentra la operación actual del sistema de la inestabilidad. De la figura 2.9 se aprecia que el tópico principal de la mayoría de los trabajos publicados hasta la fecha, se encuentran relacionados con el monitoreo de márgenes de estabilidad de tensión y estimación del estado del sistema, incluyendo 104 *papers* de los 185.
2. Seguridad con PMUs: En este grupo se encuentran trabajos relacionados con el control de tensión, detección y localización de fallas, protecciones y estudios post-falla. El control con PMU se puede dividir en acciones preventivas o correctivas. Las acciones preventivas son medidas tomadas antes de que ocurra una contingencia sin realizar algún ajuste de control. Aquí se incluyen acciones como la reprogramación de generación/carga, control de tensión secundaria y compensación reactiva. Por otro lado, las acciones correctivas comprenden implementaciones post-contingencia, como la desconexión de carga [37]. La detección y localización de fallas se lleva

a cabo para lograr un control y activación de protecciones adecuado. Además, las mediciones de los PMUs se pueden utilizar para lograr un uso más preciso de las protecciones y para realizar validación de modelos o estudios post-falla.

3. Uso óptimo de PMUs: Este grupo es una clasificación amplia que incluye distintos temas. Aquí se encuentran métodos de localización de PMUs los cuales se pueden separar en localización óptima, localización robusta o una mezcla de ambas, siempre intentando de obtener una observabilidad completa o parcial del SEP. En este grupo se incluyen trabajos para detectar una mala operación de los PMU, el efecto del retardo en el envío de las mediciones, formas de mejorar el rendimiento de los PMUs, el efecto de perder un PMU de manera intempestiva o de un ataque cibernético.

A continuación, se explicarán algunos de los métodos más utilizados para el monitoreo de estabilidad de tensión con PMU. Estos métodos se pueden dividir en 2 grupo: los que se enfocan en monitorear la estabilidad de tensión en barras y los que monitorean la estabilidad de líneas de transmisión.

2.5.1. Monitoreo de barras

Monitoreo a partir del Jacobiano

En [38], se indica que un criterio que se debe cumplir en todas las barras del sistema para asegurar estabilidad de tensión en un punto de operación dado es que la tensión en una barra aumente a medida que la inyección de potencia reactiva en la misma barra aumenta. Por otro lado, el sistema es inestable desde la perspectiva del voltaje, si tan solo en una barra del sistema la tensión disminuye a medida que aumenta la inyección de potencia reactiva en la barra. En otras palabras, se puede determinar la estabilidad de tensión en régimen permanente para un sistema en un punto de operación dado, conociendo la sensibilidad de la curva $V - Q$: si es positiva para todas las barras del sistema, entonces el sistema es estable.

Los autores de [39] proponen como índice de estabilidad de voltaje, medir la sensibilidad de la curva $Q - V$. Dado que obtener la curva $Q - V$ para todas las barras de un sistema es un proceso demoroso, se obtiene la pendiente de la curva para cada barra en el punto de operación. Recordemos que el método de Newton-Raphson resuelve la ecuación (2.7) linealizada, donde ΔP y ΔQ son los vectores que representan los cambios de potencia activa y reactiva respectivamente, $\Delta\theta$ es el vector que representa el cambio en el ángulo de la fase, ΔV el cambio en la magnitud de la tensión y J es la matriz Jacobiana. Esta representación es válida para pequeña señal, de no ser así se tendría que trabajar con las ecuaciones con derivadas parciales.

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} & J_{PV} \\ J_{Q\theta} & J_{QV} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

Si en (2.7) se impone que $\Delta P = 0$, es decir, que los cambios en la tensión se deben

principalmente a cambios en la potencia reactiva, entonces la ecuación se puede escribir como:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} \cdot \Delta\theta + J_{PV} \cdot \Delta V \\ (J_{QV} - J_{Q\theta} \cdot J_{P\theta}^{-1} \cdot J_{PV})\Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{P\theta} \cdot \Delta\theta + J_{PV} \cdot \Delta V \\ J_R \cdot \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

La matriz J_R es conocida como la matriz Jacobiana reducida, y permite relacionar directamente la magnitud de la tensión en una barra con la inyección de potencia reactiva en esta. De (2.8) se obtiene que para el bus i -ésimo la relación entre ΔQ_i y ΔV_i es:

$$\frac{\Delta Q_i}{\Delta V_i} = J_{R_{ii}} = \Gamma_{QV_i} \quad (2.9)$$

Donde $J_{R_{ii}}$ es la componente i -ésimo de la diagonal de la matriz Jacobiana reducida y Γ_{QV_i} es el índice de estabilidad de tensión en la barra i -ésimo. El índice Γ_{QV_i} disminuye su valor a medida que la barra se acerca al punto de inestabilidad. Si llega a cero, se encuentra en un punto crítico donde pasa de ser positivo a negativo. Las barras con un índice Γ_{QV_i} pequeño son barras más propensas a llevar a una inestabilidad de tensión en el sistema [39].

En [39] se simula una falla en la red de 39 barras de la IEEE, la contingencia es despejada con la apertura de línea. Con la falla, el valor de los índices Γ_{QV_i} disminuye, afectando en mayor medida a las barras más cercanas a la falla. Esto se debe a un cambio en la topología de la red, lo que modifica a la matriz Jacobiana.

El índice logra seguir la curva $Q - V$ y ante la desconexión de una línea se puede notar como se ven afectadas las diferentes barras del sistema. Es importante destacar que la representación mostrada en 2.7 es una representación linealizada de un modelo no lineal. Esta representación solo es válida para pequeñas perturbaciones en el ángulo y tensión. De todas formas, el índice logra percibir las variaciones en la topología de la red, consiguiendo ser una buena aproximación.

Para el cálculo del índice Jacobiano reducido se pueden usar las mediciones de PMUs ubicados en el sistema. En [40] se muestra cómo calcular el índice Γ_{QV_i} a partir de mediciones obtenidas de los PMU, para el cálculo del índice en la barra i se busca obtener el valor de la pendiente $\frac{\Delta Q_{ij}}{\Delta V_i}$, la cual representa el cambio en el flujo de potencia reactiva por la línea que une a las barras i y j dividido por el cambio de la tensión en la barra i . Este valor puede ser positivo o negativo dependiendo de si el cambio en el flujo de la línea se debe a un cambio en la barra i o en la barra j . El cálculo del índice Γ_{QV_i} se puede obtener mediante la ecuación (2.10).

$$\Gamma_{QV_i} = \frac{\sum \Delta Q_{ij}}{\Delta V_i} = \frac{\sum \text{Im}(V_i \cdot I_{ij}^*)}{\Delta V_i} \quad (2.10)$$

De esta forma, para obtener el valor del índice Γ_{QV_i} en la barra i , es necesario conocer

el cambio en la tensión de dicha barra y el flujo de potencia reactiva por las líneas que se conectan con la barra i . El flujo de potencia reactiva por la línea ij se puede calcular fácilmente conociendo la corriente por la línea ij y la tensión en la barra i , que son justamente los datos que entregan los PMUs. Este tipo de cálculo puede ser útil para redes de distribución.

En [41–44] se trabaja también con el Jacobiano como índice de estabilidad de tensión. En dichos trabajos también se usa una linealización del sistema, pero no se desacopla la tensión con la potencia activa y el ángulo con la potencia reactiva. Debido a esto, se dificulta el cálculo de ΔQ_i ya que ahora los cambios de potencia reactivas dependen tanto de los cambios de ángulo y tensión. En estos trabajos se calculan los cambios de potencia con la matriz Jacobiana completa (no reducida) lo que dificulta su cálculo. En [45] se enseña a realizar el cálculo de la matriz Jacobiana a partir de datos medidos por los PMUs.

Monitoreo a partir del equivalente de Thévenin

Para controlar tensión en una barra de consumo de manera adecuada, es necesario poder manejar el flujo de reactivos en esta. En el caso de alcanzar la máxima potencia transferible por la línea que conecta a esta barra con el resto del sistema, esta barra tendrá problemas de tensión poniendo en peligro la operación del resto del sistema.

En la literatura se puede encontrar una gran variedad de trabajos donde se busca encontrar un índice capaz de predecir la inestabilidad de tensión en una barra a través de una representación simplificada del sistema. Un método muy usado es representar al sistema y las líneas que conectan a una barra con su equivalente de Thévenin, tal como se muestra en la figura 2.10.

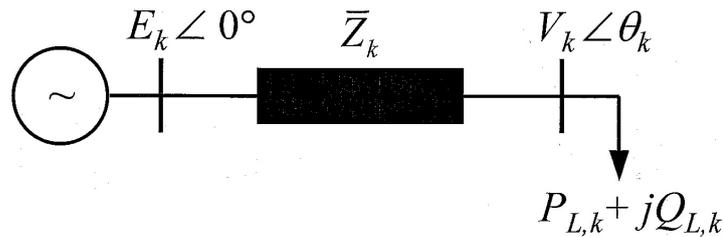


Figura 2.10: Bus con carga ($P_{L,k} + jQ_{L,k}$) conectado al resto del sistema, el cual es representado con su tensión (\bar{E}_k) y carga ($\bar{Z}_{Th,k}$) equivalente de Thévenin [46].

En la ecuación (2.11) se presenta una expresión para la corriente que consume la barra de consumo k . De (2.11) se puede obtener la expresión (2.12) [47].

$$\frac{P_{L,k} + jQ_{L,k}}{\bar{V}_k} = \bar{I}_k^* = \left(\frac{\bar{E}_k - \bar{V}_k}{\bar{Z}_{Th,k}} \right)^* \quad (2.11)$$

$$(P_{L,k} + jQ_{L,k}) \cdot \bar{Z}_{Th,k}^* = \bar{V}_k \cdot (\bar{E}_k - \bar{V}_k)^* \quad (2.12)$$

Para encontrar el máximo flujo de potencia transferible a la barra k , se deriva la ecuación (2.12) en función de la tensión en la barra de consumo. Para ello se considera un consumo $(P_{L,k} + jQ_{L,k})$ constante.

$$\frac{\partial((P_{L,k} + jQ_{L,k}) \cdot \bar{Z}_{Th,k}^*)}{\partial \bar{V}_k} = \frac{\partial(\bar{V}_k \cdot (\bar{E}_k - \bar{V}_k)^*)}{\partial \bar{V}_k} \quad (2.13)$$

Desarrollando (2.13):

$$0 = \frac{\partial \bar{V}_k}{\partial \bar{V}_k} \cdot (\bar{E}_k - \bar{V}_k)^* + \frac{\partial(\bar{E}_k - \bar{V}_k)^*}{\partial \bar{V}_k} \cdot \bar{V}_k = (\bar{E}_k - \bar{V}_k)^* - \bar{V}_k \quad (2.14)$$

Finalmente, la ecuación (2.14) se puede expresar como la ecuación (2.15). La igualdad en (2.15) es la condición que se debe cumplir para que ocurra el máximo flujo de potencia por la línea.

$$\bar{V}_k = (\bar{E}_k - \bar{V}_k)^* \quad (2.15)$$

Utilizando la ley de Ohm en (2.15), se obtiene:

$$\bar{Z}_{L,k} \cdot \bar{I}_k = (\bar{Z}_{Th,k} \cdot \bar{I}_k)^* \quad (2.16)$$

Finalmente, (2.16) se puede expresar según:

$$|\bar{Z}_{L,k}| = |\bar{Z}_{Th,k}| \quad (2.17)$$

De esta última ecuación se obtiene que la impedancia de Thévenin se puede usar como índice para monitorear estabilidad de tensión en la barra k , ya que la ecuación (2.17) se cumple cuando ocurre la máxima potencia transferible a la barra k . En la ecuación (2.18) se presenta el índice de estabilidad VTH , el cual se vuelve cero o cercano a este valor si el SEP se encuentra operando cerca del límite de máxima transferencia de potencia. Barras con un valor bajo de VTH , son barras más propensas a causar inestabilidad en el sistema [47, 48].

$$VTH_k = 1 - \frac{\bar{Z}_{Th,k}}{\bar{Z}_{L,k}} \quad (2.18)$$

Para encontrar el valor de $\overline{Z}_{Th,k}$ visto en la barra k se debe resolver el sistemas de ecuaciones presentado en (2.19) [47].

$$\begin{bmatrix} V_{r,k} \\ V_{i,k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -I_{r,k} & -I_{i,k} \\ 0 & 1 & -I_{i,k} & -I_{r,k} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} E_{r,k} \\ E_{i,k} \\ R_{Th,k} \\ X_{Th,k} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Donde $V_k = V_{r,k} + jV_{i,k}$, $E_k = E_{r,k} + jE_{i,k}$, $I_k = I_{r,k} + jI_{i,k}$ y $Z_{Th,k} = R_{Th,k} + jX_{Th,k}$.

Varios autores muestran cómo calcular $\overline{Z}_{Th,k}$ a partir de mediciones de PMUs. En [48] y [49] se enseñan métodos recursivos para encontrar el valor de la impedancia de Thévenin, donde se utilizan los valores de tensión y corriente medidos por los PMU. A continuación, se resume el método de [48]. Para ello se asume que se conoce el valor de la tensión en la barra de consumo k ($V_k(t)$) y la potencia consumida ($P_{L,k}(t) + jQ_{L,k}(t)$) en la misma barra. La expresión para la tensión de la fuente del equivalente de Thévenin es:

$$E_k = V_k(t) + \left(\frac{P_{L,k}(t) + jQ_{L,k}(t)}{V_k(t)} \right) \cdot (R_{Th,k} + jX_{Th,k}) \quad (2.20)$$

Luego, utilizando los valores conocidos de tensión y potencia consumida, se puede calcular E_k a partir de mediciones en dos instantes de tiempo consecutivos:

$$E_k = V_k(t_1) + \left(\frac{P_{L,k}(t_1) + jQ_{L,k}(t_1)}{V_k(t_1)} \right) \cdot (R_{Th,k} + jX_{Th,k}) \quad (2.21)$$

$$E_k = V_k(t_2) + \left(\frac{P_{L,k}(t_2) + jQ_{L,k}(t_2)}{V_k(t_2)} \right) \cdot (R_{Th,k} + jX_{Th,k}) \quad (2.22)$$

Restando las ecuaciones (2.21) y (2.22) se obtiene la expresión para la impedancia de Thévenin.

$$R_{Th,k} = \frac{V_k(t_1) - V_k(t_2)}{\left(\frac{(Q_{L,k}(t_2))}{V_k(t_2)} - \frac{(Q_{L,k}(t_1))}{V_k(t_1)} \right)^2 + \left(\frac{(P_{L,k}(t_2))}{V_k(t_2)} - \frac{(P_{L,k}(t_1))}{V_k(t_1)} \right) \left(\frac{(P_{L,k}(t_2))}{V_k(t_2)} - \frac{(P_{L,k}(t_1))}{V_k(t_1)} \right)} \quad (2.23)$$

$$X_{Th,k} = \frac{\left(\frac{Q_{L,k}(t_2)}{V_k(t_2)} - \frac{Q_{L,k}(t_1)}{V_k(t_1)} \right)}{\left(\frac{P_{L,k}(t_2)}{V_k(t_2)} - \frac{P_{L,k}(t_1)}{V_k(t_1)} \right)} \quad (2.24)$$

Luego, recordando que el índice VTH_k se calcula comparando $\overline{Z}_{Th,k}$ con $\overline{Z}_{L,k}$, tal como se ve en (2.18), se debe determinar $\overline{Z}_{L,k}$ a partir de:

$$P_{L,k}(t_2) + jQ_{L,k}(t_2) = \frac{V_k^2(t_2)}{Z_{L,k}^*} = \frac{V_k^2(t_2)}{R_{L,k} - jX_{L,k}} \quad (2.25)$$

Reordenando los términos de la ecuación (2.25) se obtiene (2.26).

$$R_{L,k} - jX_{L,k} = \frac{V_k^2(t_2)}{P_{L,k}(t_2) + jQ_{L,k}(t_2)} = \frac{V_k^2(t_2) \cdot (P_{L,k}(t_2) - jQ_{L,k}(t_2))}{P_{L,k}^2(t_2) + Q_{L,k}^2(t_2)} \quad (2.26)$$

Al separar las partes real e imaginaria de la ecuación (2.26) se obtienen las ecuaciones (2.27) y (2.28) .

$$R_{L,k} = \frac{V_k^2(t_2) \cdot P_{Dk}(t_2)}{P_{Dk}^2(t_2) + Q_{Dk}^2(t_2)} \quad (2.27)$$

$$X_{L,k} = \frac{V_k^2(t_2) \cdot Q_{Dk}(t_2)}{P_{Dk}^2(t_2) + Q_{Dk}^2(t_2)} \quad (2.28)$$

Finalmente, recordando la igualdad $Z_{L,k} = R_{L,k} + jX_{L,k}$ se puede calcular $|\bar{Z}_{L,k}|$ a partir de (2.23).

$$|\bar{Z}_{L,k}| = \sqrt{R_{L,k}^2 + X_{L,k}^2} \quad (2.29)$$

En [49] se presenta otro método para encontrar la tensión e impedancia de Thévenin, que se caracteriza por ser un método recursivo y se basa en resolver la ecuación (2.19). La ecuación (2.19) se puede representar como se muestra a continuación:

$$y_k = H_k^T \cdot x_k \quad (2.30)$$

Donde y_k , H_k^T y x_k son:

$$y_k = \begin{bmatrix} V_{r,k} \\ V_{i,k} \end{bmatrix}; H_k^T = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -I_{r,k} & -I_{i,k} \\ 0 & 1 & -I_{i,k} & -I_{r,k} \end{bmatrix}; x_k = \begin{bmatrix} E_{r,k} \\ E_{i,k} \\ R_{Th,k} \\ X_{Th,k} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

A partir de los valores de tensión y corriente medidos por los PMU es posible obtener el vector x_k usando el método recursivo de (2.32).

$$x_k = x_{k-1} + G_k \cdot [y_k - H_k^T \cdot x_{k-1}] \quad (2.32)$$

La matriz G_k se calcula como

$$G_k = P_{k-1} \cdot H_k \cdot [\lambda \cdot I + H_k^T \cdot P_{k-1} \cdot H_k]^{-1} \quad (2.33)$$

Con P_k calculado según:

$$P_k = \frac{[I - G_k \cdot H_k^T] P_{k-1}}{\lambda} \quad (2.34)$$

Donde I es la matriz identidad, mientras que λ es un factor de olvido, el cual le asigna menos peso a las mediciones pasadas en el esquema recursivo.

Es importante notar que no es posible obtener el valor de la tensión e impedancia del equivalente de Thévenin si es que no hay cambios en el estado del sistema, esto se debe a que ambos métodos de cálculo del equivalente de Thévenin presentados usan mediciones pasadas por lo que si estas mediciones no cambian en el tiempo no es posible resolver el conjunto de ecuaciones. Por otro lado, mientras el sistema se mantenga en el mismo punto de operación estable, no debería ocurrir un colapso de tensión [49].

Otra desventaja que se menciona en la literatura es la poca linealidad de este índice, pudiendo pasar desde 1 (o cercano a este valor) a 0 muy rápidamente [50]. Adicionalmente, este modelo deja de ser válido cuando ocurren cambios de carga simultáneos en diferentes barras o cuando la carga de la barra medida no tiene un factor de potencia constante [51]. También el índice de Thévenin no considera límites de generación y el impacto de convertidores en la red [52].

Dado que el monitoreo a partir del índice de Thévenin ha sido el foco principal de los trabajos publicados a la fecha, existe una gran cantidad de trabajos donde se utiliza el índice de Thévenin para monitorear redes eléctricas de alta, media y baja tensión, donde enseñan a calcular el índice de diversas maneras y donde mejoran el índice con el fin de lograr un índice más completo. En [53–57] se pueden encontrar ejemplos de monitoreo con el índice Thévenin, en [58–66] se pueden encontrar más formas de calcular el índice de Thévenin y en [46, 50, 52, 67–73] trabajos que han mejorado este índice. Dentro de las mejoras que se han aplicado se encuentran consideraciones de límites de los GS, límites de las turbinas eólicas y el impacto que tienen los enlaces HVDC [52]. También en [65] se logra incluir el comportamiento no lineal de las cargas en el cálculo del índice y en [72] se logra incluir el efecto de las cargas del sistema sobre la barra de carga en estudio.

Por último, es importante destacar que para lograr un monitoreo con las mediciones de los PMUs usando el indicador de Thévenin, solo es necesario tener PMUs en las barras que se desean monitorear. Este índice basado en el equivalente de Thévenin es el más utilizado en la literatura en el ámbito de monitoreo de estabilidad de tensión con PMUs.

Monitoreo a partir del índice del máximo exponente de Lyapunov

Si bien el monitoreo a partir del máximo exponente de Lyapunov suele aplicarse para usos *offline* [74], se pueden encontrar diversos trabajos donde se ha adaptado este índice para lograr un monitoreo *online* a partir de mediciones tomadas por PMUs. En [74–78] se pueden encontrar estrategias de monitoreo *online* en base a este índice.

El máximo exponente de Lyapunov es una medida de la tasa de separación de dos trayectorias en el sistema y se utiliza para determinar la estabilidad del sistema. Si el máximo exponente de Lyapunov es negativo, las trayectorias del sistema convergen a un equilibrio estable. Sin embargo, si el máximo exponente de Lyapunov es positivo, las trayectorias del sistema divergen esto sugiere un posible sistema inestable y caótico. Esto se ilustra en la figura 2.11, donde se puede apreciar como dos trayectorias de una serie de datos converge (a la izquierda) y diverge (a la derecha). El índice del máximo exponente de Lyapunov se utiliza para monitorear la estabilidad de tensión de corto plazo y comprobar si el sistema es capaz de estabilizarse durante el transitorio.

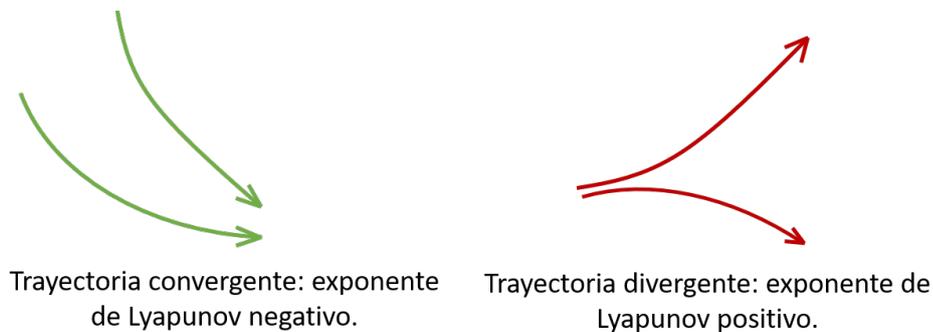


Figura 2.11: Trayectoria convergente y divergente con sus respectivos signos del exponente de Lyapunov. Basada en la figura de [76].

Para entender la idea detrás de este método se presenta la figura 2.12. En dicha figura se mide la separación en las trayectorias (rectas negras) del voltaje medido (línea continua) con respecto a la separación presente en una serie de valores de referencia (línea segmentada). Si la separación de la medición en un instante en particular es menor que la separación inicial, entonces resultará en un exponente de Lyapunov negativo, lo que implica un comportamiento que converge (lado izquierdo de la figura 2.12). En cambio, si la separación en la medición en un instante en particular es mayor que el de la separación inicial, entonces resultará en un exponente de Lyapunov positivo, lo que se traduce en un comportamiento divergente (lado derecho de la figura 2.12). Es decir, el cómputo del exponente de Lyapunov consiste en determinar una inestabilidad del sistema a partir de la evolución temporal de una serie de datos.

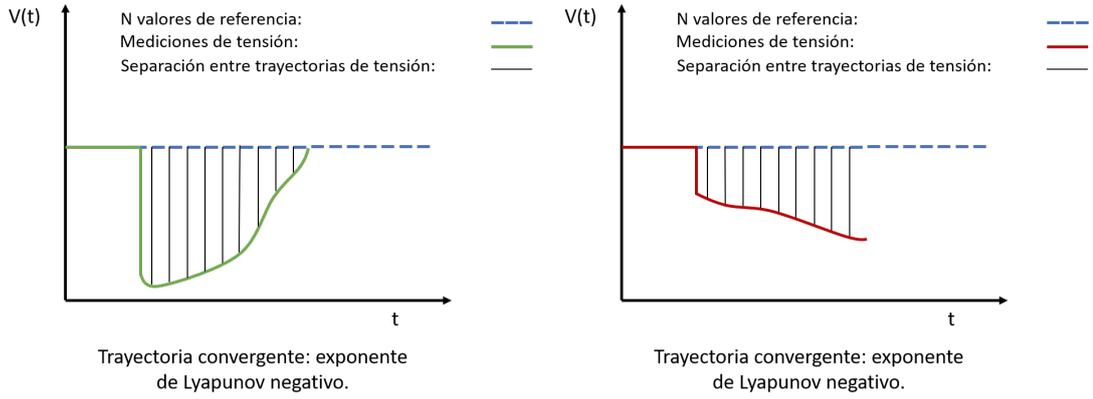


Figura 2.12: Distancia entre medición actual e inicial de la trayectoria de la tensión para caso estable e inestable. Basada en la figura de [76].

En [76] se utiliza las mediciones de tensión proveniente de los PMUs del sistema para el cómputo del exponente de Lyapunov. Sea $V(t)_i$ el vector de tensión de la barra i en el tiempo t donde la tensión es muestreada a una tasa de frecuencia Δt (Es decir $t = 0, \Delta t, 2\Delta t, \dots$), entonces es posible calcular el máximo exponente de Lyapunov a partir de la ecuación (2.35).

$$\lambda(k\Delta t)_i = \frac{1}{Nk\Delta t} \sum_{m=1}^N \log \frac{|V_i((k+m)\Delta t) - V_i((k+m-1)\Delta t)|}{|V_i((m)\Delta t) - V_i((m-1)\Delta t)|} \quad (2.35)$$

Donde N es un número entero tal que $\varepsilon_1 < |V((m)\Delta t) - V((m-1)\Delta t)| < \varepsilon_2$ para $m = 1, 2, \dots, N$; $0 < \varepsilon_1 < \varepsilon_2$. Donde ε_1 y ε_2 son elegidos con anterioridad.

Es importante rescatar que como la separación de los valores iniciales se utiliza en todo instante para el cálculo del índice, la selección de los puntos iniciales es crítica. Esta selección depende de los valores de ε_1 y ε_2 , por lo que es necesario seleccionar estos de manera apropiada. Estos valores dependen de la velocidad en que se mide con los PMUs. Si la velocidad es rápida la variación entre muestras consecutivas sera pequeña y la diferencia entre ε_1 y ε_2 tendrá que ser pequeña. En el caso contrario la diferencia entre los ε deberá ser mayor. En [76] se muestran algunos valores para ε_1 y ε_2 .

En los documentos [74, 76, 77] utilizan este método de cómputo para calcular el máximo exponente de Lyapunov. La principal desventaja es que este índice solo sirve para monitoreo de la estabilidad en el corto plazo, permitiendo identificar de manera oportuna una posible inestabilidad y tomar las medidas correctivas adecuadas a tiempo. Este índice no está pensado para determinar algún margen de estabilidad, por lo que no serviría para monitoreo en el mediano o largo plazo.

Monitoreo a partir del índice L

El índice L fue introducido por Kessel en 1986 para estimar el margen de estabilidad de voltaje en SEP. Este índice se debe calcular para cada nodo de carga. Su rango de valores va de 0 (nodo sin carga) a 1 (colapso de voltaje). Es decir, el nodo con el índice L más cercano a 1 será el nodo más vulnerable del sistema. En la ecuación (2.36) se muestra cómo calcular el índice L para la barra de carga j del sistema [79].

$$L_j = \left| 1 - \frac{\sum_{i \in G} \bar{F}_{ij} \bar{V}_i}{\bar{V}_j} \right| \quad (2.36)$$

Donde los valores de \bar{F}_{ij} se obtienen a partir de la matriz nodal Y .

$$\bar{F}_{ij} = - [\bar{Y}^{LL}]^{-1} [\bar{Y}^{LG}] \quad (2.37)$$

Con G el conjunto de nodos de generación, \bar{V}_i tensión compleja en la barra generadora i , $[\bar{Y}^{LL}]^{-1}$ la matriz de admitancias propias de las barras de carga y $[\bar{Y}^{LG}]$ la matriz de admitancias mutuas entre las barras generadoras y de carga [80]. A partir de la ecuación (2.38) se puede obtener los valores de dichas matrices de admitancia en base a las corrientes y tensiones de las barras de carga y generación. Estos valores pueden ser medidos por los PMU del sistema.

$$\begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_G \\ V_L \end{bmatrix} \quad (2.38)$$

Este índice se caracteriza por ser de cálculo rápido y aplicable en sistemas de monitoreo *online*. Este índice se puede interpretar de manera sencilla como la distancia del estado presente del sistema al límite de estabilidad [80]. Además, para el cálculo de este índice no es necesario hacer una aproximación del sistema a un equivalente de Thévenin, por lo que puede ser más sencillo de calcular para redes enmalladas. Aplicaciones de este índice con PMUs se pueden encontrar en [79–83].

2.5.2. Monitoreo de líneas de transmisión

En el desarrollo de los índices de esta sección se utiliza como referencia el sistema de la figura 2.13. Donde el subíndice s denota a la barra emisora de energía y el subíndice r la barra receptora de esta energía.

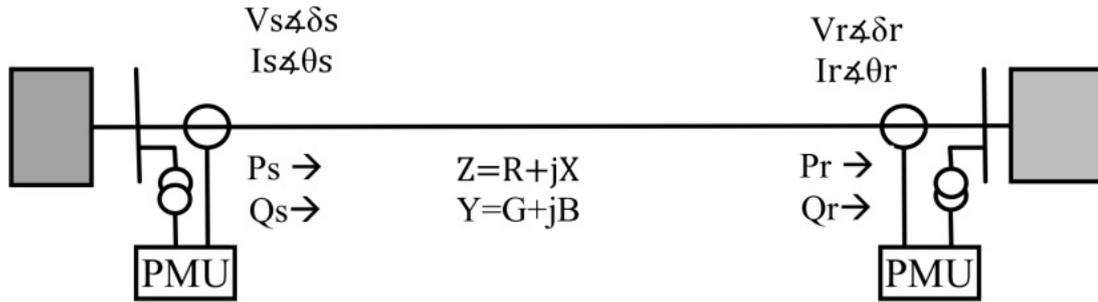


Figura 2.13: Sistema de 2 barras con PMUs
[84]

Acorde a la figura 2.13 los parámetros del sistema son los mostrados en la tabla 2.1.

V_s, V_r	:	Voltaje en la barra generadora y receptora.
P_s, Q_s	:	Potencia activa y reactiva de la barra generadora.
P_r, Q_r	:	Potencia activa y reactiva de la barra receptora.
δ_s, δ_r	:	Ángulo del voltaje en la barra generadora y receptora.
R, X	:	Resistencia y reactancia de la línea.
B, G	:	Susceptancia y conductancia de la línea.
$\delta = \delta_s - \delta_r$:	Diferencia angular entre barra generadora y receptora.
$\theta = \text{tg}^{-1} \frac{X}{R}$:	Ángulo de la impedancia serie de la línea.

Tabla 2.1: Parámetros de la figura 2.13.

Monitoreo a partir de la potencia aparente (SDI)

Cuando un SEP se acerca a un punto de operación en la vecindad del colapso de voltaje, las pérdidas comienzan a aumentar, especialmente cuando las líneas de transmisión no son suficientes para transmitir la potencia reactiva. Las líneas más cargadas se convierten en consumidoras de potencia reactiva, lo que puede causar un funcionamiento inestable del resto del sistema, y conducir a una reacción en cadena que es difícil de detener. Al final, el sistema no puede suministrar la potencia reactiva necesaria al nodo de carga afectado. Este estado de operación de los SEP se llama colapso de voltaje [85].

En [85] se define el índice SDI (*S Difference Indicator*) para determinar el margen de estabilidad de tensión. Este se basa en la medición de dos valores de potencia aparente en dos intervalos de tiempo seguidos. Cuando las pérdidas comienzan a crecer rápidamente, todo aumento en el flujo de potencia en el extremo generador se debe al suministro de pérdidas de la transmisión. En estos casos, el aumento del flujo de potencia aparente en el extremo generador de la línea ya no produce un aumento en la potencia aparente recibida por la carga. Eso significa $\Delta S = 0$ en la barra receptora (carga), alcanzándose el límite de máxima potencia transferible por la línea, lo que se traduce en un colapso de voltaje.

El valor de S se puede obtener de mediciones de corriente y voltaje adquiridas a partir

de PMUs. El valor de la potencia aparente en la barra receptora se puede calcular como se muestra en 2.39 [85].

$$S_j^{(n)} = V_j^{(n)} \cdot I_{ji}^{(n)*} \quad (2.39)$$

Un aumento en la potencia aparente en la barra receptora en un intervalo de tiempo entre t_k y $t_{k+1} = t_k + \Delta t$ se define como:

$$\begin{aligned} S_r^{(k+1)} &= S_r^{(k)} + \Delta S_r^{(k+1)} = (U_r^{(k)} + \Delta U_r^{(k+1)}) \cdot (I_r^{(k)} + \Delta I_r^{(k+1)})^* \\ &= S_r^{(k)} + \Delta U_r^{(k+1)} \cdot (I_r^{(k)})^* + U_r^{(k)} \cdot (\Delta I_r^{(k+1)})^* + \Delta U_r^{(k+1)} \cdot (\Delta I_r^{(k+1)})^* \end{aligned} \quad (2.40)$$

El término $\Delta U_r^{(k+1)} \cdot (\Delta I_r^{(k+1)})^*$ de la ecuación 2.40 se puede despreciar ya que suele tener un valor muy pequeño. Cuando el punto de operación se encuentra cercano al colapso de voltaje, todo aumento en la potencia aparente del nodo emisor ya no producirá un aumento en el nodo receptor. Es por esto que el índice de estabilidad de voltaje se puede obtener a partir de la ecuación 2.41 [85].

$$\Delta S_r^{(k+1)} = \Delta U_r^{(k+1)} \cdot (I_r^{(k)})^* + U_r^{(k)} \cdot (\Delta I_r^{(k+1)})^* = 0 \quad (2.41)$$

La ecuación 2.41 puede reescribirse como:

$$1 + \frac{\Delta U_r^{(k+1)} \cdot (I_r^{(k)})^*}{U_r^{(k)} \cdot (\Delta I_r^{(k+1)})^*} = 1 + a \cdot e^{j\varphi} = 1 + a \cdot (\cos \varphi + j \sin \varphi) = 0 \quad (2.42)$$

La ecuación 2.42 es igual a 0 cuando ocurre alguno de estos escenarios:

1. $\Delta U_r^{(k+1)} = 0$ y $(\Delta I_r^{(k+1)})^* = 0$
2. $a = 1$ y $\varphi = \pm\pi$

Sin embargo, el punto 1 también se cumple cuando las variables del sistema (es decir, voltaje y corriente), no cambian significativamente durante el intervalo de tiempo. Esta situación es común en la operación normal del sistema y no es crítica para la estabilidad de voltaje, por lo que debe ser descartada. La inestabilidad de voltaje es alcanzada cuando la magnitud a es igual a 1 y la fase φ es $\pm\pi$ al mismo tiempo [85].

EL índice SDI se define como el valor absoluto de la ecuación 2.42 como se muestra a continuación:

$$SDI = |1 + a \cdot e^{j\varphi}| = 0 \quad (2.43)$$

En [85] el indicador demuestra ser capaz de identificar líneas que pueden llegar a causar problemas de estabilidad de tensión. Además, el índice SDI se puede calcular fácilmente

con datos medidos por PMUs sin un gran esfuerzo computacional. Debido a esto, el tiempo de cálculo también es menor.

Dentro de las desventajas de este método de monitoreo se encuentra la escasa información y documentos donde se utilice este índice. Por otra parte, los resultados presentados en [85] muestran que el valor del índice puede cambiar de manera drástica, desde valores “seguros” (cercanos a 1) hacia valores peligrosos (cercano a 0).

Monitoreo a partir del índice de estabilidad de líneas de transmisión (*LSI*)

En [86] se desarrolla un criterio de estabilidad aplicable a las líneas de transmisión, este índice se denomina *LSI* (por sus siglas en inglés *Line Stability Index*). Este se obtiene a partir de las ecuaciones de flujo de potencia considerando un modelo π para las líneas de transmisión. Considerando la figura 2.13, la potencia aparente en la barra generadora (o emisora) y receptora se puede expresar como se muestra a continuación respectivamente:

$$S_s = \frac{|V_r|^2}{Z} \angle \theta - \frac{|V_s||V_r|}{Z} \angle (\theta - \delta_1 + \delta_2) \quad (2.44)$$

$$S_r = \frac{|V_s||V_r|}{Z} \angle (\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{|V_r|^2}{Z} \angle \theta \quad (2.45)$$

La ecuación 2.45 se puede separar en su parte real e imaginaria:

$$P_r = \frac{V_s V_r}{Z} \cos (\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{V_r^2}{Z} \cos \theta \quad (2.46)$$

$$Q_r = \frac{V_s V_r}{Z} \sin (\theta - \delta_1 + \delta_2) - \frac{V_r^2}{Z} \sin \theta \quad (2.47)$$

Remplazando $\delta_1 - \delta_2 = \delta$ en la ecuación 2.47 y resolviendo para V_r se obtiene:

$$V_r = \frac{V_s \sin (\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_s \sin (\theta - \delta)]^2 - 4ZQ_r \sin (\theta - \delta)}}{2 \sin (\theta)} \quad (2.48)$$

Cambiando $Z \sin \theta = X$:

$$V_r = \frac{V_s \sin (\theta - \delta) \pm \sqrt{[V_s \sin (\theta - \delta)]^2 - 4XQ_r}}{2 \sin (\theta)} \quad (2.49)$$

Para obtener un valor real para V_r en términos de Q_r la ecuación 2.49 debe tener raíces reales, esta condición se puede utilizar como criterio de estabilidad:

$$\{[V_s \sin(\theta - \delta)]^2 - 4XQ_r\} \geq 0 \quad (2.50)$$

Finalmente, la expresión 2.50 se puede reescribir como:

$$LSI = \frac{4XQ_r}{[V_s \sin(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad (2.51)$$

El índice LSI debe permanecer menor a 1 para que el sistema sea estable, si se supera este criterio, el sistema perderá estabilidad y ocurrirá un colapso de voltaje [84, 86].

En [84] se comprueba el rendimiento de este índice. Se logra comprobar que el índice LSI alcanza valores más “seguros” ante una disminución en el flujo de reactivos por la línea, esto se debe a que el índice depende principalmente de la potencia reactiva recibida en la barra receptora. Publicaciones que utilizan este índice se pueden encontrar en [84, 86–88].

Monitoreo a partir del índice de estabilidad rápido ($FVSI$)

En [88] se propone el índice rápido de estabilidad de voltaje $FVSI$ por sus siglas en inglés (*Fast Voltage Stability Index*). El índice $FVSI$ se deriva de un sistema de 2 barras como el mostrado en la figura 2.13, donde se calcula la potencia aparente en la barra receptora a partir de la siguiente ecuación [89].

$$S_r = (P_r + jQ_r) = V_r \angle \delta_r \cdot I_r^* = V_r \angle \delta_r \cdot \left(\frac{V_s \angle \delta_s - V_r \angle \delta_r}{R + jX} \right)^* \quad (2.52)$$

Reescribiendo términos se obtiene:

$$(P_r - jQ_r) \cdot (R + jX) = V_r V_s \angle \delta - V_r^2 \quad (2.53)$$

Separando la parte real de la imaginaria de la ecuación 2.53, se obtienen las ecuaciones:

$$P_r R + Q_r X = V_s V_r \cos \delta - V_r^2 \quad (2.54)$$

$$P_r X - Q_r R = V_s V_r \sin \delta \quad (2.55)$$

Despejando P_r de la ecuación 2.55 y reemplazando en la ecuación 2.54 se obtiene:

$$V_r^2 + \left(\frac{R}{X} \sin \delta - \cos \delta\right) V_r V_s + \left(\frac{Z^2}{X}\right) Q_r = 0 \quad (2.56)$$

Resolviendo la ecuación 2.56 para V_r se tiene:

$$V_r = \frac{\left(\frac{R}{X} \sin \delta - \cos \delta\right) V_s \pm \sqrt{\left[\left(\frac{R}{X} \sin \delta - \cos \delta\right) V_s\right]^2 - 4Q_r \frac{Z^2}{X}}}{2} \quad (2.57)$$

Para que V_r tenga valores reales en términos de Q_r la ecuación 2.57 debe tener raíces reales. Esta condición es la que se utiliza como criterio para obtener el índice de estabilidad.

$$\left[\left(\frac{R}{X} \sin \delta - \cos \delta\right) V_s\right]^2 - 4Q_r \frac{Z^2}{X} \geq 0 \quad (2.58)$$

Reordenando términos:

$$FVSI = \frac{4Q_r Z^2 X}{[(R \sin \delta - X \cos \delta) V_s]^2} \leq 1 \quad (2.59)$$

Normalmente la diferencia angular δ suele ser muy pequeña por lo que $\delta \approx 0 \Rightarrow R \sin \delta \approx 0$ y $X \cos \delta \approx X$. Considerando este supuesto, el índice $FVSI$ se puede escribir como:

$$FVSI = \frac{4Q_r Z^2}{V_s^2 X} \leq 1 \quad (2.60)$$

El índice $FVSI$ puede indicar una inestabilidad de tensión, si alguna línea tiene un índice cercano a 1 implica que se está acercando a un punto de inestabilidad. Si se supera el valor crítico, una de las barras conectadas a esta línea experimentará una caída de tensión que puede llevar a un colapso del sistema [88].

Debido a como es formulado este índice, el valor de $FVSI$ está directamente relacionado con la potencia reactiva e indirectamente con la potencia activa, a diferencia del índice LSI que solo considera la potencia reactiva por la línea. El índice $FVSI$ y LSI se caracterizan por ser fáciles de calcular, pero requieren mediciones de 2 PMU, a diferencia del índice SDI que solo utiliza 1 PMU. Algunos trabajos que aplican el índice $FVSI$ son [84,87–89].

Monitoreo a partir del índice de estabilidad de voltaje (VSI)

Los autores de [90] proponen el índice de estabilidad de voltaje VSI por sus siglas en inglés (*Voltage Stability Index*). Este índice se obtiene a partir de las ecuaciones de

potencia activa y reactiva.

$$P_r = \left[(V_s \cos \delta - V_r) \frac{R}{R^2 + X^2} + V_s \sin \delta \frac{X}{R^2 + X^2} \right] V_r \quad (2.61)$$

$$Q_r = \left[(V_s \cos \delta - V_r) \frac{X}{R^2 + X^2} - V_s \sin \delta \frac{R}{R^2 + X^2} \right] V_r \quad (2.62)$$

Reordenando los términos de las ecuaciones 2.61 y 2.62 se obtiene:

$$\frac{P_r Z^2}{V_r} + V_r R = V_s (R \cos \delta + X \sin \delta) \quad (2.63)$$

$$\frac{Q_r Z^2}{V_r} + V_r X = V_s (X \cos \delta - R \sin \delta) \quad (2.64)$$

Elevando al cuadrado las ecuaciones 2.63 y 2.64 y sumándolas para eliminar los términos dependientes de δ se tiene:

$$V_r^4 Z^2 + V_r^2 Z^2 \left[2(RP_r - XQ_r) - V_s^2 \right] + (P_r^2 + Q_r^2) Z^4 = 0 \quad (2.65)$$

Resolviendo la ecuación 2.65 para V_r .

$$V_r = \sqrt{\frac{V_s^2}{2} - (Q_r X + P_r R) \pm \sqrt{A}} \quad (2.66)$$

Donde:

$$A = \frac{V_s^4}{4} - (Q_r X + P_r R) V_s^2 - (P_r X - Q_r R)^2 \quad (2.67)$$

$$A \geq 0 \quad (2.68)$$

Como la magnitud del voltaje en la barra receptora V_r es un parámetro físico, tiene que ser siempre una solución real, es por esto que el valor de A en la ecuación 2.67 no puede ser menor a cero, tal como se muestra en la ecuación 2.68. Cuando $A = 0$ coincide con la máxima potencia transferible por la línea, dada una fuente de voltaje de magnitud V_s [90].

A partir de las mediciones de los PMU del voltaje en la barra generadora (V_s) y la potencia consumida en la barra receptora ($S_r = P_r + jQ_r$) se puede calcular la máxima

potencia activa (P_{max}) que se puede transferir por la línea asumiendo que la potencia reactiva demandada (Q_r) se mantiene constante [90].

$$P_{max} = \frac{Q_r R}{X} - \frac{V_s^2 R}{2X^2} + \frac{|Z|V_s\sqrt{V_s^2 - 4Q_r X}}{2X^2} \quad (2.69)$$

De forma similar, se puede calcular la máxima potencia reactiva (Q_{max}) y aparente (S_{max}) que se puede transferir por la línea. Esto se puede hacer asumiendo que la potencia activa demandada (P_r) se mantiene constante para el caso de Q_{max} y que el ángulo de la potencia demandada ($\theta = \arctan \frac{Q_r}{P_r}$) se mantiene constante para el caso de S_{max} [90].

$$Q_{max} = \frac{P_r X}{R} - \frac{V_s^2 X}{2R^2} + \frac{|Z|V_s\sqrt{V_s^2 - 4P_r R}}{2R^2} \quad (2.70)$$

$$S_{max} = \frac{V_s^2 [|Z| - (\sin \theta X + \cos \theta R)]}{2(\cos \theta X - \sin \theta R)^2} \quad (2.71)$$

A partir de las ecuaciones de potencia máxima, se puede notar que la potencia máxima aumenta a medida que la magnitud del voltaje de la barra generadora (V_s) aumenta. Además, P_{max} decrece mientras mayor sea Q_r y Q_{max} decrece a medida que P_r aumenta [90]. A partir de las expresiones encontradas para P_{max} , Q_{max} y S_{max} se calcula el índice VSI [84]:

$$VSI = \min \left\{ \frac{P_{max} - P_r}{P_{max}}, \frac{Q_{max} - Q_r}{Q_{max}}, \frac{S_{max} - S_r}{S_{max}} \right\} \quad (2.72)$$

De la ecuación 2.72 se puede notar que para pequeños valores de VSI el nodo receptor se encuentra cercano a su límite de operación estable y que el margen de potencia transferible por la línea es menor. Cuando el índice sea cero, entonces se habrá alcanzado el límite de estabilidad de tensión [84].

En el caso que se obtengan valores negativos para el índice VSI o para alguna de las potencias máximas (P_{max} , Q_{max} o S_{max}), el número del índice deja de reflejar un valor

Este índice se caracteriza por ser fácil de calcular y bastante completo ya que para determinar qué tan cerca se encuentra la operación del sistema a un colapso de tensión considera no solo la potencia reactiva, sino que también el efecto de la potencia activa y aparente. Trabajos donde se utilizan este índice se pueden encontrar en [84, 90].

Monitoreo a partir de la curva PV

Los autores de [91] proponen monitorear la estabilidad de tensión de líneas de transmisión a partir de la curva de operación PV (o curva de la nariz). En la figura 2.14 se puede apreciar un ejemplo de la curva PV, esta curva de operación se caracteriza por tener un punto de máxima potencia que dependen del factor de potencia de la carga en la barra receptora.

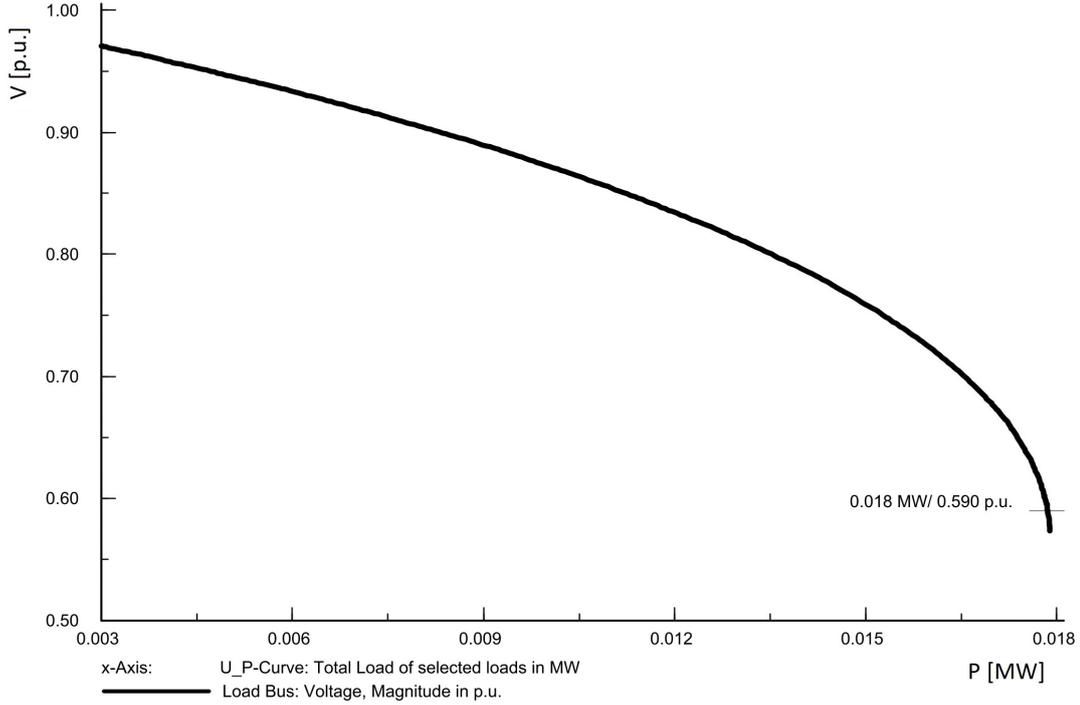


Figura 2.14: Ejemplo de una curva PV [84].

En [91] se presenta la forma de calcular la punta de la nariz, es decir, la máxima potencia activa transferible por la línea y la mínima tensión en la barra receptora para una operación estable [84]:

$$P_{r,max} = \frac{V_s^2 \cos(\delta_r - \theta_r)}{2K [R \cos(\varphi_{ZV} + \varphi_K) + X \sin(\varphi_{ZV} + \varphi_K) + Z]} \quad (2.73)$$

$$U_{r,min} = \sqrt{\frac{P_{r,max}}{K \cos(\varphi_{ZV})} [R \cos(\varphi_{ZV} + \varphi_K) + X \sin(\varphi_{ZV} + \varphi_K)] + \frac{V_s^2}{2K^2}} \quad (2.74)$$

Donde $\varphi_{ZV} = \delta_r - \theta_r$ y $\vec{K} = K \angle \varphi_K = 1 + \frac{1}{2} [RG - BX + j(RB + XG)]$ [84].

A partir de $P_{r,max}$ y $U_{r,min}$ se proponen los índices de estabilidad de la curva PV de potencia ($ICPVP$) y tensión ($ICPVV$) respectivamente:

$$ICPVP = \frac{P_{r,max} - P_r}{P_{r,max}} \quad (2.75)$$

$$ICPVV = \frac{V_r - U_{r,min}}{U_{r,min}} \quad (2.76)$$

El índice $ICPVP$ se vuelve cero cuando la potencia recibida en la barra receptora es igual a la máxima potencia transferible por la línea. De la misma forma, el índice $ICPVV$ se vuelve cero cuando la tensión en la barra receptora alcanza su mínimo. Aplicaciones del monitoreo a partir de la curva PV se pueden encontrar en [84,91].

Para calcular este índice, al igual que la mayoría de los índices de esta sección, se requieren de 2 PMU. Es fácil obtenerlo a partir de las mediciones de los PMU y rápido de computar. A diferencia de otros índices que se han visto hasta ahora, este índice no considera el efecto de la potencia reactiva, pero a diferencia del resto, se puede obtener la mínima tensión de operación para la barra receptora.

2.5.3. Conclusiones

En general, durante los últimos años se han desarrollado varios índices que ayudan a monitorear condiciones de operación de los SEP que pueden llevar a una inestabilidad de tensión con el fin de alertar al operador y tomar medidas correctivas a tiempo. Si bien la mayoría de estos índices son calculados asumiendo un régimen estacionario, han demostrado cumplir con su propósito de monitorear márgenes de estabilidad de tensión *online*. El uso de los PMUs en estos sistemas de monitoreo es el de utilizar las mediciones tomadas por estos dispositivos para el cálculo de los índices. A grandes rasgos, los diferentes métodos de monitoreo de estabilidad de tensión se pueden dividir en dos grupos: monitoreo de barras y monitoreo de líneas de transmisión.

Dentro del grupo de monitoreo de estabilidad de tensión en barras, se observa que existen distintos índices o indicadores, los cuales difieren en el método de cálculo y en su aplicación. El índice obtenido a partir del Jacobiano reducido logra seguir a la curva $Q - V$ de una barra siendo capaz de determinar la cercanía al punto de colapso de tensión, incluso ante cambios en la topología de la red. El principal contra de este índice es la forma de calcularlo ya que solo se puede hacer mediante un flujo de potencia (método complicado y computacionalmente caro [74]) o midiendo la pendiente de la curva $Q - V$, para lo cual se necesitan 2 o más PMUs, según el número de líneas que se conectan a la barra de carga pertinente.

Por otro lado, mediante el equivalente de Thévenin se puede calcular cuánto margen tiene una barra de carga, por lo que es de utilidad en barras de carga críticas o que suelen

presentar problemas. La ventaja de este método es que solo requiere de un PMU en la barra a monitorear para poder calcular el índice.

El índice L demuestra ser un buen método para determinar la cercanía al colapso de tensión para cambios lentos y rápidos de demanda en barras de carga. Además, es fácil de calcular y rápido, pues no se requiere hacer un flujo de potencia o calcular el equivalente de Thévenin. Sin embargo, conocer la matriz de admitancia de la red puede ser difícil de obtener, especialmente para redes muy grandes ya que se necesitarían múltiples PMUs que entreguen la información de tensión y corriente en todas las barras de carga y generación. Lo anterior, no implica que se requiera PMUs en todas las barras, sino que se debe tener observabilidad total del SEP.

Por último, si bien el índice de Lyapunov se puede medir en la barra deseada con solo 1 PMU, este índice no cumple con obtener y medir un margen de estabilidad. Este índice está pensado para determinar si el sistema está convergiendo a un modo de operación estable entregando información para el corto plazo, por lo que para estudios de monitoreo de mediano o largo plazo este índice no es útil.

La tabla 2.2 resume los índices presentados para el monitoreo de estabilidad en barras con sus principales características. En la tabla se indica la formulación matemática, velocidad de cómputo, el valor que indica una inestabilidad de tensión en el sistema y el número de PMUs necesarios para monitorear un sistema de 2 barras.

Índice	Monitoreo	Ecuación
Jacobiano reducido	Cualquier barra	$\frac{\Delta Q_i}{\Delta V_i} = J_{R_{ii}} = \Gamma_{QV_i}$
VTH	Barras de carga	$VTH_k = 1 - \frac{Z_{Th,k}}{Z_{L,k}}$
L	Barras de carga	$L_j = 1 - \frac{\sum_{i \in G} F_{ij} V_i}{V_j} $
Lyapunov	Cualquier barra	$\lambda(k\Delta t)_i = \frac{1}{Nk\Delta t} \sum_{m=1}^N \log \frac{ V_i((k+m)\Delta t) - V_i((k+m-1)\Delta t) }{ V_i((m)\Delta t) - V_i((m-1)\Delta t) }$
Índice	Nº de PMUs	
Jacobiano reducido		
VTH		
L		
Lyapunov		

Tabla 2.2: Resumen de los índices de monitoreo de barras.

El segundo grupo de indicadores incluye los índices que monitorean la estabilidad de tensión en líneas de transmisión. El índice *SDI* indica qué tan cerca está una línea de llegar a un colapso de tensión. Este índice requiere mediciones solo en el extremo receptor de la línea (1 PMU). Por otro lado, el resto de los índices pertenecientes a este grupo requieren de 2 PMUs, uno en cada extremo de la línea, para poder realizar el monitoreo de la misma.

Los índices de monitoreo de líneas de transmisión son fáciles de calcular ya que se

utilizan las mediciones de los PMUs directamente. El índice LSI depende principalmente de la potencia reactiva de la barra receptora, por lo que mientras menor sea el flujo de reactivos por la línea, más segura será su operación.

El índice $FVSI$, a diferencia del LSI , se deriva a partir de las ecuaciones de potencia activa y reactiva, por lo tanto, este índice considera el efecto de ambas potencias en la estabilidad. En consecuencia, el índice $FVSI$ se puede considerar más preciso que el índice LSI .

El índice VSI es considerado uno de los mejores índices, ya que considera el efecto de la potencia activa, reactiva y aparente en la estabilidad de tensión de la línea de transmisión. Sin embargo, los autores de [90] no profundizan en el comportamiento del índice cuando se obtienen valores negativos en este. Además, se puede notar a partir de las ecuaciones de potencia máxima, que las potencias P_{max} , Q_{max} y S_{max} podrían llegar a tener valores menores a cero, lo cual carece de sentido físico. Por todo esto, se decide dejar como 0 (valor que indica inestabilidad) a los valores del índice VSI que alcancen valores negativos.

Los índices $ICPVP$ y $ICPVV$ permiten hacer un seguimiento del punto máximo de la curva PV de la línea de forma *online* y, por consiguiente, encontrar un margen de estabilidad para la potencia activa transmitida por la línea y de la tensión en la barra receptora [84].

Las publicaciones que incluyen índices del grupo de estabilidad de tensión de líneas trabajan con puntos de operación en que el flujo de potencia activa y reactiva en la línea tienen el mismo sentido. Sin embargo, en la operación real de los SEP, el flujo de potencia reactiva puede ir en sentido contrario al flujo de potencia activa o incluso se puede estar inyectando o absorbiendo reactivos en ambos extremos de la línea (depende si la línea se está operando bajo o sobre su carga natural). Lo anterior se ilustra en la figura 2.15.

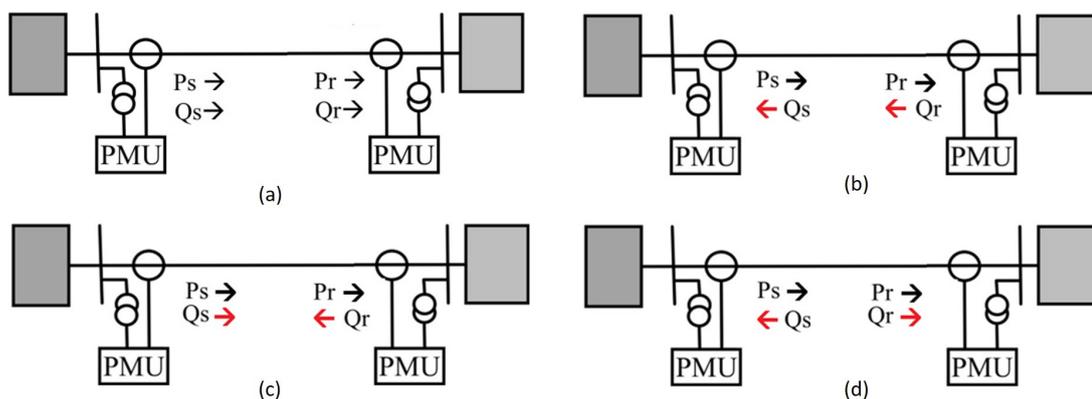


Figura 2.15: Los 4 casos posibles de flujos por la línea. (a) Flujo de potencia activa y reactiva en el mismo sentido. (b) Flujo de potencia reactiva en sentido inverso al de potencia activa. (c) Línea absorbiendo reactivos por ambos extremos. (d) Línea inyectando reactivos por ambos extremos.

Para tener resultados coherentes, se debe considerar este comportamiento de los flujos

en el cálculo de los índices de estabilidad. En la tabla 2.3 se resumen los índices y su fórmula según los 4 casos de la figura 2.15. Como se puede ver en la tabla 2.3 no todos los índices requieren una modificación en su ecuación.

Casos de Flujo	SDI	LSI	$FVSI$	VSI	$ICPVP$
Flujo (a)	$ 1 + a \cdot e^{j\varphi} $	$\frac{4XQ_r}{[V_s \sin(\theta - \delta)]^2}$	$\frac{4Q_r Z^2 X}{[(R \sin \delta - X \cos \delta) V_s]^2}$	$\min \left\{ \frac{P_{max} - P_r}{P_{max}}, \frac{Q_{max} - Q_r}{Q_{max}}, \frac{S_{max} - S_r}{S_{max}} \right\}$	$\frac{P_{r,max} - P_r}{P_{r,max}}$
Flujo (b)	$ 1 + a \cdot e^{j\varphi} $	$\frac{-4XQ_r}{[V_s \sin(\theta + \delta)]^2}$	$\frac{-4Q_r Z^2 X}{[(-R \sin \delta - X \cos \delta) V_s]^2}$	$\min \left\{ \frac{P_{max} - P_r}{P_{max}}, \frac{Q_{max} + Q_r}{Q_{max}}, \frac{S_{max} - S_r}{S_{max}} \right\}$	$\frac{P_{r,max} - P_r}{P_{r,max}}$
Flujo (c)	$ 1 + a \cdot e^{j\varphi} $	$\frac{-4XQ_r}{[V_s \sin(\theta + \delta)]^2}$	$\frac{-4Q_r Z^2 X}{[(-R \sin \delta - X \cos \delta) V_s]^2}$	$\min \left\{ \frac{P_{max} - P_r}{P_{max}}, \frac{Q_{max} + Q_r}{Q_{max}}, \frac{S_{max} - S_r}{S_{max}} \right\}$	$\frac{P_{r,max} - P_r}{P_{r,max}}$
Flujo (d)	$ 1 + a \cdot e^{j\varphi} $	$\frac{4XQ_r}{[V_s \sin(\theta - \delta)]^2}$	$\frac{4Q_r Z^2 X}{[(R \sin \delta - X \cos \delta) V_s]^2}$	$\min \left\{ \frac{P_{max} - P_r}{P_{max}}, \frac{Q_{max} - Q_r}{Q_{max}}, \frac{S_{max} - S_r}{S_{max}} \right\}$	$\frac{P_{r,max} - P_r}{P_{r,max}}$

Tabla 2.3: Resumen de los índices de monitoreo de líneas de transmisión.

De los 185 *papers* revisados, 104 *papers* se centran en el monitoreo de estabilidad de voltaje a partir de PMUs. Si bien la mayoría de estos 104 *papers* mencionan la necesidad de una mejora en los sistemas de monitoreo *online* frente a altos niveles de TGVCC, muy pocos trabajos usan redes con algún nivel de TGVCC en sus casos de estudio. En específico solo 2 trabajos de los 104 centran su trabajo en el monitoreo en una red con algún nivel de penetración de TGVCC. En [92] se estudia la red de 9 barras de la figura 2.16. La red cuenta con dos generadores sincrónicos de 120[MVA] de capacidad cada uno y un generador eólico al cual se le varía su capacidad de generación entre 12[MW], 24[MW] y 36[MW]. En [92] se utiliza las mediciones de los PMUs para calcular el equivalente de Thévenin en la barra de conexión del generador eólico y así obtener una versión simplificada del sistema. El trabajo modela al aerogenerador con un modelo de tercer orden y realiza un análisis modal para encontrar el valor propio que puede llevar a una inestabilidad de tensión transitoria en la barra de generación eólica. Este valor propio se usa como índice de estabilidad de tensión y se monitorea la distancia al semiplano derecho donde el modo de oscilación deja de ser amortiguado.

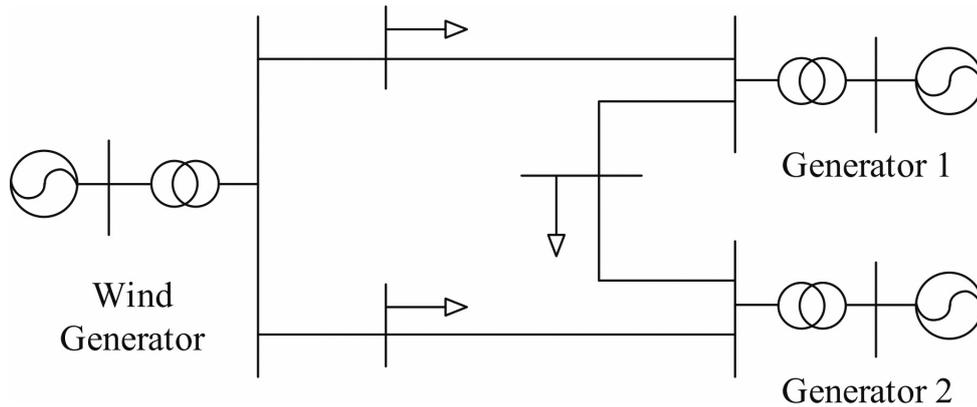


Figura 2.16: Sistema de 9 barras [92].

En [92] a medida que aumenta la capacidad instalada de generación eólica la tasa de cambio del índice de estabilidad tensión aumenta. Es decir, el margen de estabilidad deja de ser un buen indicador a medida que aumenta los niveles de TGVCC en el sistema.

Además, este método de monitoreo de estabilidad de tensión solo es válido para perturbaciones de pequeña señal ya que se deben linealizar las ecuaciones dinámicas que gobiernan al sistema.

En [73] se usa un sistema de 3 barras como el mostrado en la figura 2.17 donde G1 es un generador eólico y G2 un generador sincrónico. En [73] usan como supuesto que se tiene observabilidad total a partir de un sistema de monitoreo con PMUs, y se usan los valores de los PMUs para monitorear el margen de estabilidad de tensión a partir del equivalente de Thévenin en la barra de generación eólica. En el *paper* se estudia el efecto de incluir los límites de los GS y de los aerogeneradores en el índice de Thévenin observándose como se reduce el margen de estabilidad de tensión en la barra de generación eólica al considerar los límites ya mencionados. El objetivo principal de [73] es mejorar el método del equivalente de Thévenin haciéndolo más preciso a la hora de monitorear estabilidad de tensión.

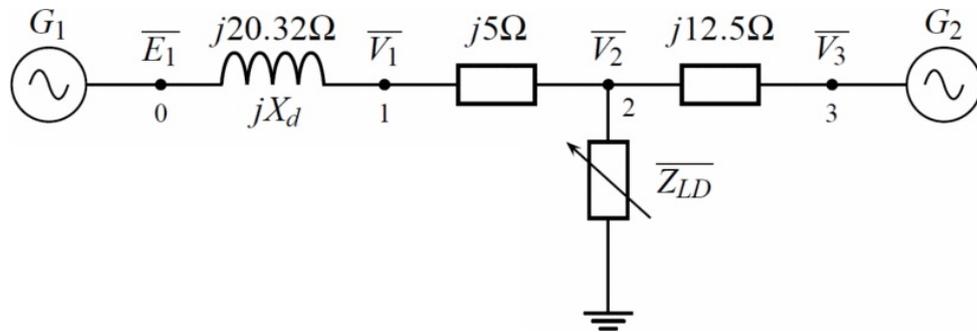


Figura 2.17: Sistema de 3 barras [73].

Los *papers* [73, 92] usan redes pequeñas con ciertos niveles de TGVCC pero no se enfocan en monitorear márgenes de estabilidad de tensión en redes débiles gobernadas por TGVCC en sus casos de estudio. Es más, hasta la fecha ningún trabajo ha estudiado el efecto de monitorear el margen de estabilidad de tensión en redes gobernadas por TGVCC y con bajos niveles de cortocircuito.

Capítulo 3

Situación actual del sistema de monitoreo del sistema eléctrico chileno

3.1. Sistema de monitoreo del SEN

En Chile el Coordinador Eléctrico Nacional es el responsable de realizar un estudio anual sobre la instalación, implementación, revisión y actualización del módulo de medición fasorial (MMF). En dicho estudio se debe determinar y actualizar los puntos de registro en que se instalarán los PMU y la ubicación de los concentradores de datos [21].

En la figura 3.1 se puede ver un esquema general de la red MMF en Chile. Actualmente el MMF del Coordinador cuenta con un PDC Corporativo ubicado en el datacenter de Movistar Apoquindo, y cinco PDC locales ubicados en las SS/EE Crucero, Maitencillo, Alto Jahuel, Ancoa y Charrúa. Estos PDC locales reciben los datos directamente de las PMU del sistema eléctrico nacional (SEN), y solo cumplen funciones de almacenamiento y comunicación de datos hacia el PDC Corporativo, exceptuando el PDC Crucero que, además, cuenta con la capacidad de disponer aplicaciones locales de procesamiento. De la figura 3.1 se observa la arquitectura distribuida de la red la cual privilegia la flexibilidad y expansibilidad de la red y otorga niveles básicos de confiabilidad y disponibilidad de la información [21].

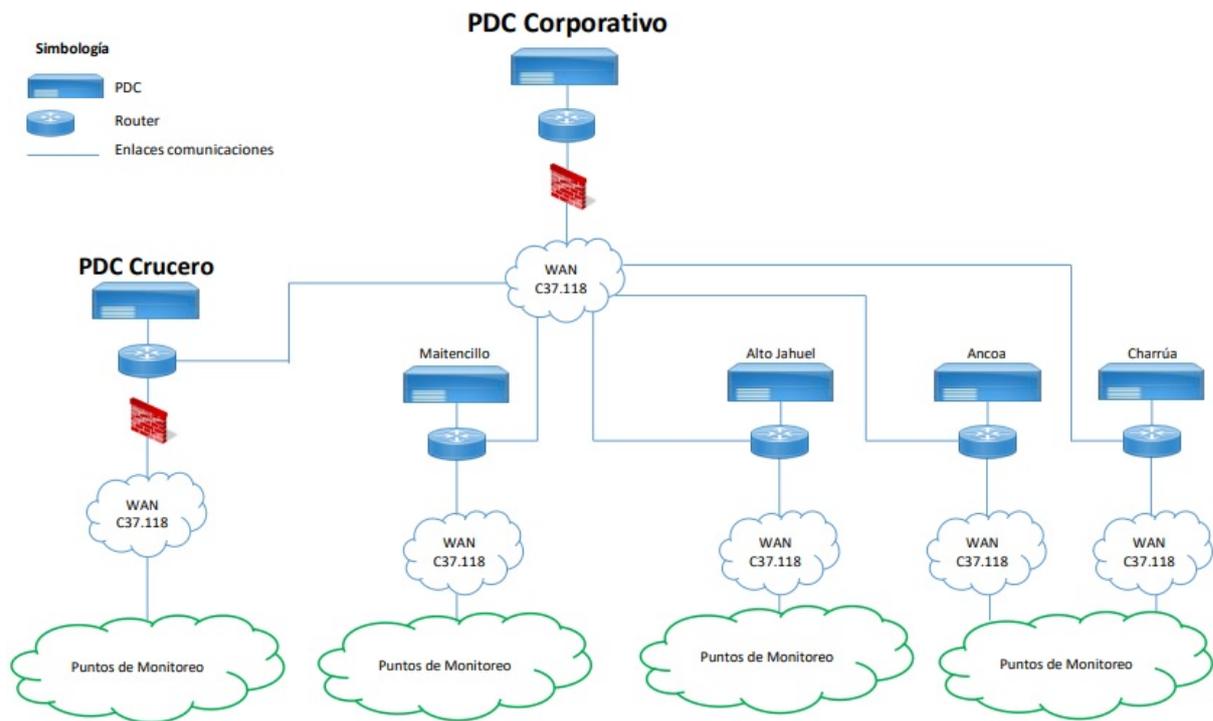


Figura 3.1: Diagrama esquemático de la arquitectura de la plataforma WAMS del Coordinador [21].

En PDC corporativo tiene instalado la plataforma WAProtector de ELPROS la cual cuenta con múltiples aplicaciones de análisis de datos en tiempo real, entre las cuales se destacan: detección de diferencia angular, detección de oscilaciones de baja frecuencia (0.001Hz-7.5Hz), detección de fuentes de oscilación, detección de rango de frecuencia, detección de isla, detección de tasas de cambio de variables, detección de niveles (altos/bajos) de variables, detección de estabilidad de tensión (curva PV), detección de desbalances de tensión y corrientes, y por último, cálculo de parámetros.

La función de detección de estabilidad de tensión con que cuenta el PDC corporativo puede monitorear la curva PV de una línea de transmisión en la que hayan 2 PMUs, uno en cada extremo del circuito. El método que se utiliza para determinar la curva PV es a través de un equivalente de Thévenin del sistema en el extremo receptor de la línea. Esta función ya ha sido probada en el laboratorio de simulación en tiempo real del Coordinador. La principal desventaja de esta función es que se requieren 2 PMUs en la línea a monitorear. Los índices propuestos en el capítulo 2.5 buscan ser un complemento a la función de detección de estabilidad de tensión con que cuenta el PDC corporativo, con el fin de lograr un monitoreo más preciso.

En [21] se presenta la asignación de PMUs a cada PDC. De este modo el PDC de Crucero tiene asignado un total de 35 PMUs, el PDC de Maitencillo tiene 26 PMUs, el PDC de Alto Jahuel recibe la información de 27 PMUs, el PDC de Ancoa conecta con 10 PMUs y el PDC de Charrúa con 22 PMUs.

La localización de los PMUs en el sistema se lleva a cabo según criterios que permitan la detección de fenómenos dinámicos que se presentan en el SEN y no por medio de algún algoritmo de localización óptima. Estos criterios se detallan en [21] y son:

- Oscilaciones de potencia, tensión y frecuencia, previstas en estudios u observadas en la operación real.
- Restricciones del sistema de transmisión o fenómenos de estabilidad dinámicos.
- Monitoreo de la frecuencia eléctrica.
- Monitoreo de los planes de defensa contra contingencias extremas y contingencias críticas: Se analizan contingencias de severidad 6 y se comprueba la necesidad de equipos de monitoreo para prevenir/detectar este tipo de fallas.
- Impacto de instalaciones de transmisión relevantes actuales y futuras, de acuerdo con el plan de obras: A partir de los proyectos de transmisión señalados, se determina la necesidad de implementar nuevos puntos de monitoreo, teniendo en cuenta las modificaciones topológicas que introducen.
- Monitoreo de islas de acuerdo con los planes de recuperación de servicio.
- Normalización del registro de medidas (V , I , f , $\Delta f/\Delta t$) en PMU existentes.
- Monitoreo dinámico de unidades de generación que cuentan con PSS y que participan en los modos de oscilaciones presentes en el SEN.
- Monitoreo del desempeño dinámico de instalaciones críticas para la seguridad del sistema.
- Centros de generación con capacidad instalada mayor a 200 MW para centrales sincrónicas, y mayor a 100 MW para centrales solares y eólicas.

Actualmente el SEN cuenta con 43 PMUs en servicio (E/S) y 77 en construcción (E/C) lo que da un total de 120 PMUs. En la figura 3.2 se puede ver cuántos PMUs hay en cada zona de Chile y que PDC tiene asignada cada zona.

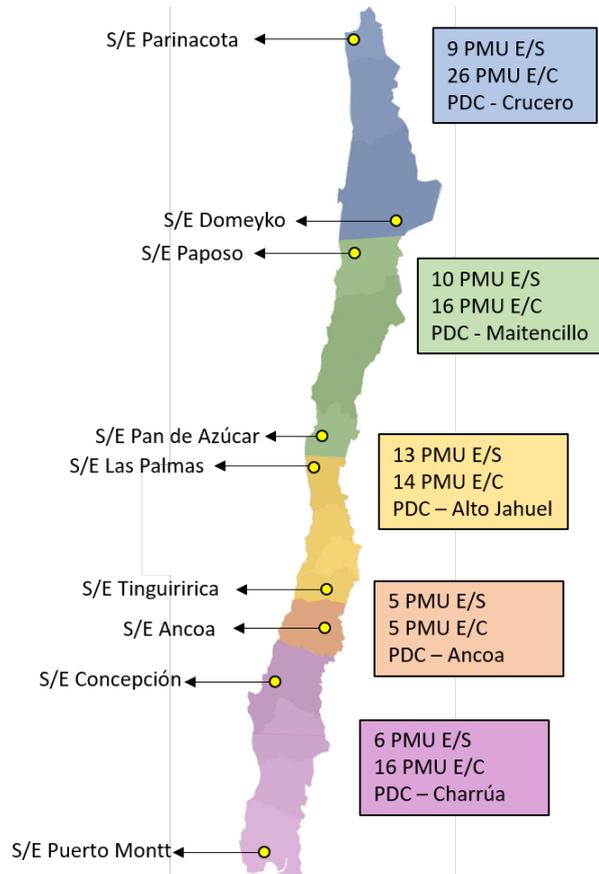


Figura 3.2: Distribución de los PDC y PMUs en servicio (E/S) y en construcción (E/C) en Chile.

3.2. Estudio de restricciones en el sistema de transmisión

En Chile, la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NT) dispone la realización de un estudio que determine las restricciones en el sistema de transmisión considerando los escenarios de operación que sujeto a contingencias simples, resulten más críticos para la seguridad y calidad del servicio. En el "Estudio de restricciones en el sistema de transmisión", publicado en diciembre del 2019 por el Coordinador, se verifica que el comportamiento del sistema cumpla con las exigencias estáticas y dinámicas que se establecen en el Capítulo 5 de la NT, y que se indican a continuación para estado normal y estado de alerta [93]:

- Factor de amortiguamiento de las oscilaciones de potencia activa (mayor a 5%).
- Niveles de tensión aceptables en régimen permanente.
- Exigencias de recuperación dinámica para la tensión y la frecuencia.
- Preservar la operación sincronizada de generadores, verificando la condición de es-

tabilidad angular.

- Preservar la estabilidad de la tensión.

El escenario base para el desarrollo del estudio considera los siguientes supuestos:

- Las ampliaciones del sistema eléctrico nacional definidas para el periodo comprendido entre noviembre de 2019 y diciembre de 2020.
- Una demanda máxima del SEN de 11150 MW.
- Despachos de generación correspondientes a escenarios de alta demanda con hidrología media, el cual se utiliza sólo como escenario inicial y que puede ser modificado con motivo de obtener las máximas transferencias por el sistema de transmisión.
- Todas las compensaciones series de las líneas de 500 kV del sistema nacional en servicio.

Los tipos de limitaciones que pueden afectar una línea de transmisión están relacionados con la longitud de la línea: Límites térmicos para líneas cortas con largos entre 0 a 80 km, regulación de tensión para líneas medianas con largos entre 80 a 320 km y límites de estabilidad para líneas sobre 320 km [94].

En el SEN hay zonas que son abastecidas por líneas de 80 km de longitud, o menos, para las cuales solo se evalúan limitaciones térmicas de los equipos [93].

El Coordinador en el estudio de restricciones en el sistema de transmisión, determina en forma independiente los límites térmicos y por estabilidad de tensión (cuando corresponda según el largo de la línea). Posteriormente se verifica el comportamiento dinámico, para la limitación más restrictiva. En caso de no cumplir los estándares dinámicos se restringen más las transferencias hasta cumplir con dichas exigencias. En este último caso, la restricción queda definida por un límite por estabilidad dinámica [93].

La metodología que se sigue en el estudio de restricciones en el sistema de transmisión para determinar los límites de transmisión por las líneas se detalla a continuación [94]:

1. El estudio considera las diferentes zonas del SEN (zona norte grande, zona norte chico, zona centro-sur 500kV, V región, zona centro 220kV, zona 154 kV y zona sur). En la figura 3.3 se puede apreciar las zonas ya mencionadas y las principales líneas de transmisión del SEN, cada línea tiene un color que indica el nivel de tensión en el cual operan.
2. Las limitaciones térmicas se determinan en base a la información entregada por los propietarios de las instalaciones del sistema de transmisión troncal o instalaciones que se consideren críticas para el abastecimiento de una zona específica. Estas instalaciones incluyen la capacidad térmica de las líneas y sus transformadores de corriente asociados, así como también la capacidad de los transformadores de poder que impongan restricciones de transmisión.
3. Se determina el límite por regulación de tensión para aquellas líneas más exigidas que abastezcan hacia una zona específica, en presencia de contingencias simples. Para ello se estima el valor límite de la transferencia por la línea más exigida disminuyendo

la generación interna de la zona hasta que las simulaciones estáticas (estudios de flujos de potencia) no converjan por déficit de potencia reactiva local respetando los mínimos técnicos de las unidades generadoras.

En caso de no disponer de recursos de potencia activa despachada aguas abajo del tramo analizado, se fuerza el despacho de generación que permita generar las curvas de tensión versus transferencia. Esta generación sólo aporta potencia activa, de manera que no afecte significativamente el punto crítico de estabilidad.

4. Para aquella limitación más restrictiva de las determinadas anteriormente se verifica que el comportamiento dinámico del sistema en ese escenario particular, cumpla con los estándares de recuperación dinámica establecidos en la NT. En caso contrario, las restricciones de transmisión quedan supeditadas al cumplimiento de dichos estándares.

Para cada zona se determina el límite de estabilidad transitoria el cual consiste en determinar el número mínimo de unidades sincrónicas en giro, supeditada a la estabilidad angular y de tensión en la zona ante la contingencia simple más crítica.



Figura 3.3: Mapa del sistema eléctrico chileno 2017.

3.2.1. Resultados del Estudio de restricciones de transmisión del año 2019

A continuación, se presenta un cuadro resumen con las restricciones de las líneas del sistema de transmisión de 500 kV del norte chico obtenido del “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión 2019”. En la figura 3.4 los límites que se presentan corresponden a la capacidad de transmisión en régimen permanente (post-contingencia). Estos límites son válidos hasta marzo del 2020, ya que entran en operación los segundos transformadores de 500/220 kV de 750 MVA en las SS\EE Nueva Cardones, Nueva Maitencillo y Nueva Pan de Azúcar; y proyectos de compensación reactiva de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV [93].

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Límite por Estabilidad de Tensión [MW]		Regulación de Tensión P [MW] (Q) [MVar]	Margen de Seguridad y Comp. Dinám.	Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.					
Changos – Cumbre 500 kV C1 y C2	Changos	Cumbre	2613	2598	2598	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140	Norte→Sur: Caso A1: Falla 1 circuito Changos-Cumbre Sur→Norte: Caso C1: Falla 1 circuito Changos-Cumbre		Norte→Sur: Caso A1: 1375 Sur→Norte: Caso C1 1910	Norte→Sur: Caso A1: Cumple Sur→Norte: Caso C1 Cumple	Ambos	Norte→Sur: Caso A1: 1375 Sur→Norte: Caso C1 1910	Norte→Sur: Caso A1: Amortiguamiento Sur→Norte: Caso C1 Reg. Tensión
Cumbre – Nva. Cardones 500 kV C1	Cumbre	Nueva Cardones	2613	2598	2598	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140						Ambos	2140	CCSS
Cumbre – Nva. Cardones 500 kV C2			2613	2598	2598									
Nva. Cardones – Nva. Maitencillo 500 kV C1 y C2	Nueva Cardones	Nueva Maitencillo	2356	2598	2598							Ambos	2356	Conductor
Nva. Maitencillo – Nva. Pan de Azúcar 500 kV C1 y C2	Nueva Maitencillo	Nueva Pan de Azúcar	2317	2598	2598		CCSS Permanente 2x1700 Sobrecarga 15 min. 2210/i					Nueva Pan de Azúcar	2210	CCSS
Nva. Pan de Azúcar – Polpaico 500 kV C1 y C2	Nueva Pan de Azúcar	Polpaico	2356	2598	2078	CCSS Permanente 2x1700 Sobrecarga 15 min. 2210/i	CCSS Permanente 2x1700 Sobrecarga 15 min. 2210/i	Norte→Sur: Caso B1: Falla 1 circuito Nva. Pan de Azúcar-Polpaico Sur→Norte: Caso C1: Falla 1 circuito Nva. Pan de Azúcar-Polpaico		Norte→Sur: Caso B1: 1820 Sur→Norte: Caso C1 1840	Norte→Sur: Caso B1: Cumple Sur→Norte: Caso C Cumple	Ambos	Norte→Sur: Caso B1: 1820 Sur→Norte: Caso C1 1840	Norte→Sur: Caso B1: Reg. Tensión Sur→Norte: Caso C1 Reg. Tensión

Figura 3.4: Resumen de Restricciones Zona Norte Chico Previo a Obras de compensación y Transformación [93].

La determinación de los límites de la zona se concentra en los tramos Los Changos – Cumbres 2x500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x500 kV, cada una en condiciones post falla de uno de sus circuitos [93]. Los análisis se dividen como sigue:

1. Caso A: Análisis del límite de transmisión de la línea Los Changos – Cumbre 2x500 kV con transferencias en sentido Norte – Sur ante la falla de un circuito de la línea.
2. Caso B: Análisis del límite de transmisión de la línea Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x 500 kV con transferencias en sentido Norte – Sur ante la falla de un circuito

de la línea.

3. Caso C: Análisis del límite de transmisión de las líneas Los Changos – Cumbre 2x500 kV y Nueva Pan de Azúcar – Polpaico 2x 500 kV con transferencias en sentido Sur – Norte ante la falla de un circuito de la línea.

3.2.2. Limitaciones del estudio de restricciones de transmisión

Actualmente, aquellas líneas del sistema cuyo límite de transmisión queda acotado por límites de regulación de tensión según el “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión”, para efectos de la operación se les considera una potencia máxima transferible en base a los escenarios más extremos a los que se puede enfrentar la operación de dicha línea (demanda máxima, máximo flujo de reactivos, etc.). Además, se realizan estudios particulares para considerar la entrada de los nuevos proyectos de la transmisión. Dichas restricciones se mantienen para todos los puntos de operación que fueron calculadas. Al ser operadas considerando escenarios extremos, puede haber muchas horas en el año en que estas líneas operan con límites de transmisión mucho menores a los que realmente tienen. Lo anterior tiene efectos económicos directos en los costos de operación del sistema. A modo de ejemplo, como resultado del “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión”, la inyección de energía renovable en la zona de Maitencillo-Nogales el 2018 se limitó a un máximo de 250 MW. Incluso levantando esta restricción a valores de 400 MW por un automatismo de control implementado, esta restricción resultó en recortes totales de energías renovables por 1153 GWh el año 2018 (327 GWh de energía eólica y 826 GWh de energía solar).

Si bien las restricciones estáticas obtenidas del estudio de restricciones de transmisión permiten operar el sistema de manera segura, sus efectos económicos en cuanto a los costos de operación del sistema son una desventaja importante. Para evitar esto, las restricciones de transmisión deberían ser calculadas de manera dinámica en base a las condiciones de operación reales del sistema en cada instante.

Considerando la red de PMUs existente en el país, este trabajo propone implementar algunos de los índices de estabilidad de voltaje presentados en la sección 2.5, para calcular de manera dinámica el límite de transmisión de aquellas líneas que se obtengan como críticas según el “estudio de restricciones en el sistema de transmisión”.

Capítulo 4

Metodología

En este capítulo se presenta una propuesta metodológica para evaluar el impacto de implementar un sistema de monitoreo de estabilidad de voltaje en líneas de transmisión utilizando la red de PMUs existentes en el país. A nivel general, el objetivo es monitorear las líneas de transmisión críticas según el “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión” en base a diferentes indicadores estáticos de estabilidad. Los resultados de este monitoreo dinámico se contrastan con los que se obtienen al operar dichas líneas considerando una restricción de transmisión estática en base al criterio del peor escenario.

La propuesta metodológica se divide en 5 etapas. La primera etapa consiste en la obtención del *unit commitment* (UC) y despacho de los generadores del sistema para diferentes puntos de operación. Una vez obtenido el despacho, la segunda etapa consiste en el cálculo de los flujos de potencia para cada uno de los puntos de operación considerados. Para esto se incluye una etapa de clusterización de puntos de operación de forma de facilitar la convergencia de los flujos de potencia. En la tercera etapa se calcula un conjunto de indicadores de estabilidad para cada punto de operación según lo presentado en el capítulo 2. Esto permite obtener los puntos críticos de operación del sistema en los cuales la capacidad de transmisión de las líneas debería ser restringida. La siguiente etapa incluye un análisis de los resultados obtenidos en términos del desempeño de los indicadores analizados. Finalmente, los resultados obtenidos son validados mediante simulaciones dinámicas en el *software DIgSilent*. La figura 4.1 presenta el diagrama de bloques de la metodología propuesta.

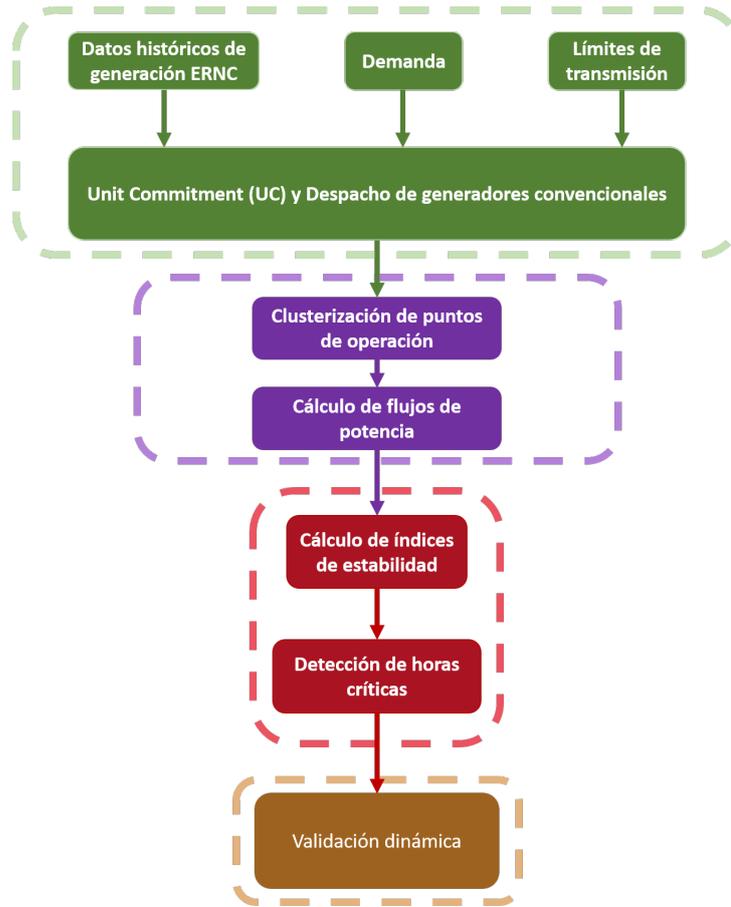


Figura 4.1: Metodología propuesta

Si bien en la metodología propuesta no se utilizan las mediciones reales de los PMUs debido a que actualmente en el coordinador las mediciones de los PMUs en operación normal no son guardados y en virtud a la gran carga computacional que esto significaría, la metodología se propone de tal manera de poder usar los datos reales de PMUs en el futuro y comenzar directamente de la etapa de cálculo de índices de estabilidad.

Esta metodología se diseñó considerando la red de PMUs Chilena actual, ya que no se tiene una observabilidad total del sistema se estudian líneas críticas del sistema determinadas a partir del “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión”. Se puede considerar que la metodología propuesta es para un SEP en transición a tener más PMUs y podría ser implementada en otros SEP que se encuentren en una etapa similar.

4.1. Despacho de generadores

La primera etapa consiste en obtener el despacho de los generadores, para ello se debe conocer la demanda del sistema, la topología de la red, los límites de transmisión y la generación de los generadores ERNC y de embalse.

El modelo de optimización cuenta con la función objetivo que busca minimizar el costo de operación del sistema, tal como se muestra en 4.1.

$$F.O. = \sum_{t=t_i}^{t_f} \sum_{g=1}^N P(g, t) \cdot C(g) \quad (4.1)$$

Donde t_i y t_f corresponden a la hora inicial y final respectivamente, del tiempo asociado a los puntos de operación pertinentes. N es el número de generadores sincrónicos, $P(g, t)$ la potencia inyectada por el generador g en el tiempo t , y $C(g)$ el costo de generación de la máquina g .

Dentro de las restricciones asociadas a la función objetivo se encuentran:

1. Restricciones de máximo flujo por las líneas, donde el flujo f por la línea l no puede ser mayor al flujo máximo de esta F_{MAX} , en cualquier instante de tiempo t .

$$-F_{MAX}(l) \leq f(l, t) \leq F_{MAX}(l) \quad (4.2)$$

2. Ley de Kirchhoff: el flujo f por la línea queda definido como la diferencia angular ($\theta_j - \theta_i$) entre las barras que conecta la línea l dividido por la reactancia $X(l)$ de la línea.

$$f(l, t) = \frac{\theta_j - \theta_i}{X(l)} \quad (4.3)$$

3. Restricción de generación máxima y mínima, donde la generación $P(g, t)$ de la máquina g no puede ser mayor a su capacidad máxima ($P_{MAX}(g)$) ni menor a su mínimo ($P_{MIN}(g)$), en todo instante de tiempo t . En esta restricción también se incluye el encendido y apagado de los generadores en la variable binaria $UC(g, t)$, que toma como valor 1 si la máquina g se encuentra encendida en el instante t y 0 si se encuentra apagada.

$$P_{MIN}(g) \cdot UC(g, t) \leq P(g, t) \leq P_{MAX}(g) \cdot UC(g, t) \quad (4.4)$$

4. Balance nodal: la suma de potencia de los generadores conectados en la barra b , más la potencia que llega a dicha barra, menos la potencia que sale, tiene que ser igual a la demanda de ese nodo ($D(b, t)$) en todo instante de tiempo t . Donde G_b es el grupo de generadores conectados a b , TO_b son los flujos que van hacia la barra b y $FROM_b$ son los flujos que salen de la barra b .

$$\sum_{g \in G_b} P(g, t) + \sum_{l \in TO_b} f(l, t) - \sum_{l \in FROM_b} f(l, t) = D(b, t) \quad (4.5)$$

5. Restricción de generación ERNC y embalse: el despacho que se desea encontrar es para replicar operaciones pasadas del sistema, se limita a los generadores ERNC (G_{ERNC}) y de embalse ($G_{EMBALSE}$) con la generación real que hubo en el sistema ($P_{INY}(g, t)$) en el instante t .

$$P(g, t) \leq P_{INY}(g, t) \quad \forall g \in G_{ERNC} \cup G_{EMBALSE} \quad (4.6)$$

4.2. Clusterización de puntos de operación

Una de las mayores dificultades al trabajar con redes reales en programas de simulación como *DIgSilent PowerFactory*, es lograr hacer converger los flujos de potencia para los puntos de operación que se desean simular. Si a esto se le suman la gran cantidad de puntos de operación que se deben estudiar, lograr converger cada punto de operación por separado se hace inviable. Es por esto, que en este trabajo se usa un algoritmo de *clusters* de forma de agrupar los puntos de operación en estudio a una cantidad acotada de grupos. Una vez agrupados los puntos de operación en *clusters*, se cargan los centroides de cada grupo en *DIgSilent PowerFactory* y se realiza el proceso de convergencia para los centroides. Finalmente, la configuración de la red que permite la convergencia de los flujos de potencia para cada centroide es similar para todos los puntos de operación pertenecientes al cluster de dichos centroides, lo que facilita la tarea de convergencia de cada punto de operación.

La técnica utilizada para agrupar los puntos de operación en clusters es *Linkage* completo aglomerativo. Este método consiste en un proceso recursivo donde se calculan las distancias existentes entre dos puntos de operación, se observa cuáles son los puntos de operación más próximos en cuanto a esta distancia (es decir, qué dos puntos de operación tienen menor distancia). Estos dos puntos forman un grupo (o cluster) que no vuelve a separarse durante el proceso. Posteriormente, se repite el proceso, volviendo a medir la distancia entre todos los puntos de operación. Para medir la distancia entre un grupo con un punto de operación, se toma la distancia máxima de los puntos de operación del grupo al nuevo punto [95].

El método utilizado para medir la distancia es la distancia euclidiana la cual se encuentra en la ecuación 4.7.

$$d(A, B) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (a_i - b_i)^2} \quad (4.7)$$

Donde $A = (a_1, a_2, \dots, a_n)$ y $B = (b_1, b_2, \dots, b_n)$ son puntos en el espacio euclidiano n -dimensionales.

Finalmente, para elegir el número de grupos en que se van a agrupar los puntos de operación se utiliza la técnica del dendograma. Un dendograma es una representación gráfica en forma de árbol que resume el proceso de agrupación en un análisis de cluster. Para entender esta técnica se utiliza el siguiente ejemplo, consideremos los puntos A, B y C de la tabla 4.1 y sus respectivas distancias entre ellos.

Distancia	A	B	C
A	0		
B	0.3	0	
C	0.8	0.5	0

Tabla 4.1: Distancia entre puntos A, B y C.

La menor distancia entre los 3 puntos es entre A y B, esto implica que el algoritmo los junta en un nuevo grupo. Luego, la tabla con distancias queda de la siguiente forma:

Distancia	AB	C
AB	0	
C	0.8	0

Tabla 4.2: Distancia entre puntos AB y C.

En el siguiente paso, el algoritmo incorpora el punto C a un nuevo grupo llamado ABC. Esta secuencia de pasos se puede representar en un árbol de clasificación llamado dendograma [95] como el mostrado en la figura 4.2.

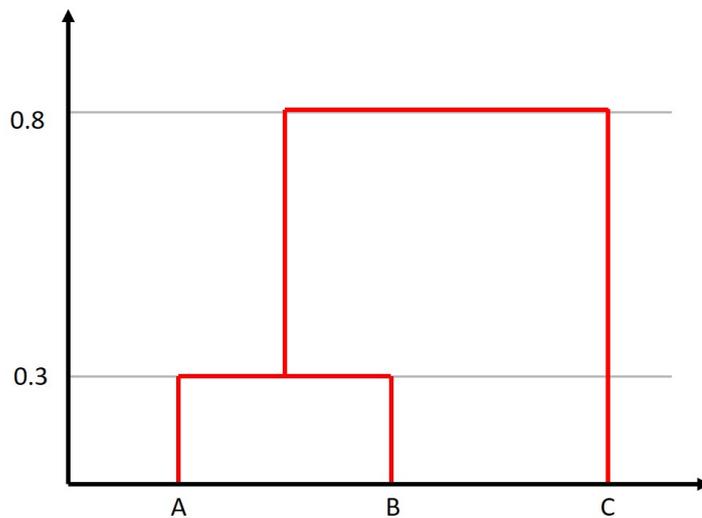


Figura 4.2: Dendograma de los datos A, B y C.

En la figura 4.3 se puede ver otro ejemplo de dendograma, de la figura es directo ver que se pueden agrupar los datos en 2 clusters. En general, si se corta el dendograma mediante una línea horizontal, se determina el número de clusters en que se divide el conjunto de objetos [95].

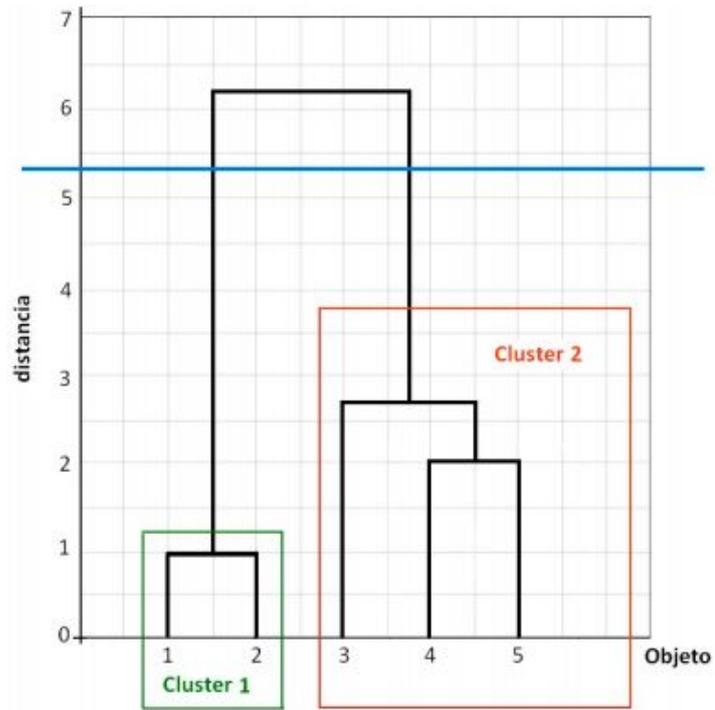


Figura 4.3: Dendograma con 2 clusters [95].

Ahora bien, si el corte horizontal se realiza más abajo se obtienen 3 clusters:

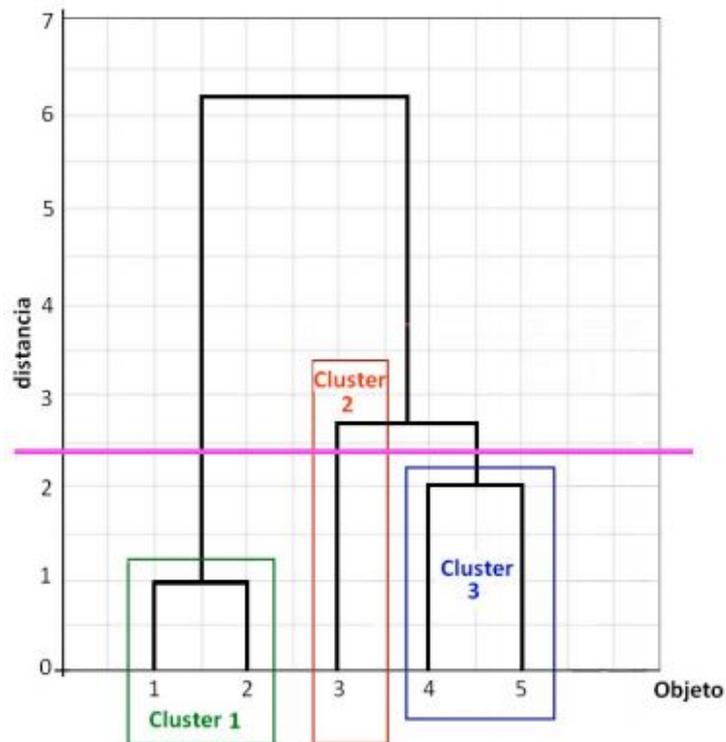


Figura 4.4: Dendograma con 3 clusters [95].

La decisión sobre el número óptimo de clusters es personal y depende de múltiples factores como la capacidad computacional o el tiempo de disponible para trabajar con cada cluster. Esta decisión es aún más complicada cuando se incrementa el número de objetos pues si se seleccionan pocos, los clusters resultantes son heterogéneos y artificiales, mientras que si se seleccionan demasiados la interpretación de los mismos suele resultar complicada [95].

Para tomar una decisión sobre el número de clusters, se suelen representar los distintos pasos del algoritmo y la distancia a la que se produce la fusión como se ve en la figura 4.5 [95].

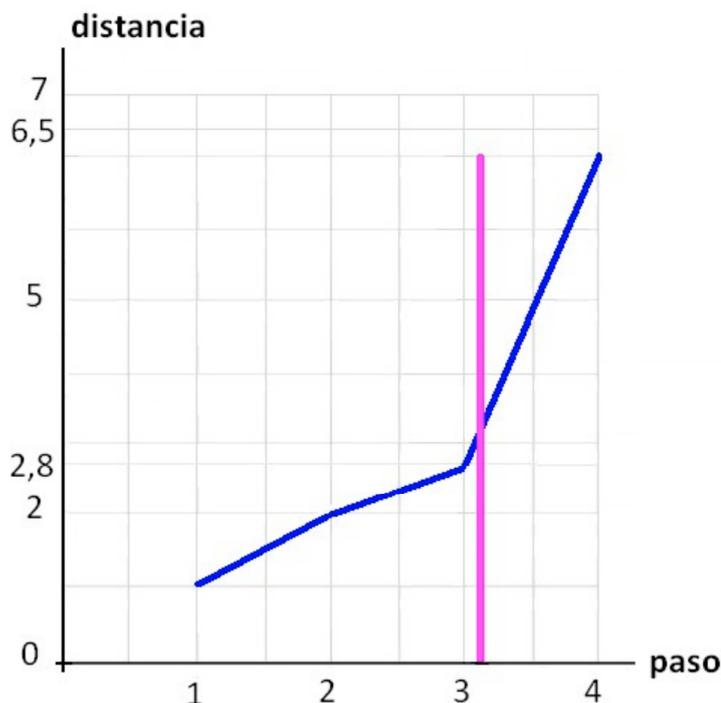


Figura 4.5: Pasos de unión v/s distancia del cluster [95].

En los primeros pasos el salto en las distancias es pequeño, mientras que en los últimos el salto entre pasos será mayor. El punto de corte será aquel en el que comienzan a producirse saltos bruscos. En el caso de la figura 4.5, el salto brusco se produce entre los pasos 3 y 4, entonces, el punto óptimo será el 3, en donde hay 2 clusters [95].

4.3. Flujos de potencia

Una vez agrupados todos los puntos de operación en sus respectivos cluster y con el modelo en *DIgSILENT PowerFactory* convergiendo para los centroides, se prosigue con el cálculo de los flujos de potencia para cada punto de operación dentro del cluster. Considerando que cada cluster incluye puntos de operación del sistema muy similares, la

convergencia de los flujos de potencia para el resto de los puntos se facilita enormemente partiendo como base con la configuración del sistema para el caso del centroide.

4.4. Detección de horas críticas

A partir de los flujos de potencia de la etapa anterior, se obtienen los valores de voltaje, corriente y potencia en las líneas de transmisión críticas, para los diferentes puntos de operación. En base a estos valores, se calculan los índices de estabilidad presentados en el capítulo 2.5. Es importante destacar que si bien en este trabajo se usan los flujos de potencia, en la práctica, dichos indicadores se podrían calcular en base a las mediciones de los PMUs para su obtención en tiempo real.

Para el cálculo de los indicadores es necesario conocer los parámetros de la línea en estudio considerando un modelo π como el mostrado en la figura 4.6. Para esto se utilizan las ecuaciones 4.8, 4.9 y 4.10 de forma de obtener los valores de impedancia y admitancia de la línea.

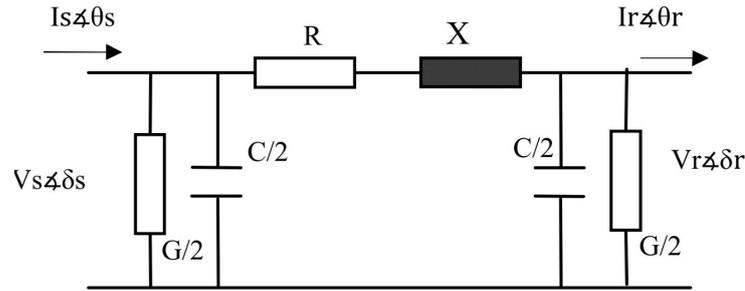


Figura 4.6: Modelo π de una línea de transmisión [90].

$$\begin{bmatrix} V_s \angle \delta_s \\ I_s \angle \theta_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + \frac{YZ}{2} & Z \\ Y(1 + \frac{YZ}{4}) & 1 + \frac{YZ}{2} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} V_r \angle \delta_r \\ I_r \angle \theta_r \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

$$Z = \frac{(V_s \angle \delta_s)^2 - (V_r \angle \delta_r)^2}{(V_s \angle \delta_s)(I_r \angle \theta_r) + (V_r \angle \delta_r)(I_s \angle \theta_s)} \quad (4.9)$$

$$Y = 2 \frac{(I_s \angle \theta_s) - (I_r \angle \theta_r)}{(V_s \angle \delta_s) + (V_r \angle \delta_r)} \quad (4.10)$$

Una vez obtenidos los índices de estabilidad para cada punto de operación, se procede a determinar los puntos de operación críticos del sistema según cada uno de los indicadores.

4.5. Validación dinámica

Para validar los resultados obtenidos en base a los indicadores de estabilidad en régimen permanente, se realizan diferentes simulaciones dinámicas del sistema usando el modelo oficial de SEN en Digsilent. Para ello se escoge un determinado número de puntos de operación críticos según la metodología propuesta y otro conjunto de puntos no críticos. Todos los puntos de operación son simulados considerando la misma falla que se utiliza en el “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión” para determinar los límites de las líneas [6]. La falla consiste en un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla ubicada en el 50 % de uno de los circuitos de la línea, con un despeje de 120 [ms] mediante la apertura de dicho circuito. Según la normativa técnica, esta falla corresponde a una contingencia de severidad 4. La propuesta metodológica se valida en caso de que las simulaciones dinámicas confirmen que los puntos de operación catalogados como no críticos sean estables frente a la falla.

Capítulo 5

Resultados

5.1. Caso de estudio

El estudio de restricciones en la transmisión del año 2019 [93], presentado en el capítulo 3.2, dictaminó que el límite de transmisión de la línea los Changos - Cumbres de 500 kV, está restringido por problemas de regulación de tensión. Esto implica, que la máxima potencia transferible por la línea no queda definida por sus límites térmicos. Por otra parte, esta línea se encuentra en la zona norte del país, donde se concentra una gran cantidad de generación solar. Esto hace que dicho circuito sea aún más interesante estudiar pues permitirá observar cómo se comportan los índices de estabilidad del capítulo 2.5 ante una gran concentración de energías renovables.

En la figura 5.1 se destaca en rojo la línea que une a los Changos y Cumbres. De la figura se puede ver que hay un PMU conectado en cada circuito de la línea. Esto es importante ya que los índices de estabilidad de tensión presentados en el capítulo 2.5 requieren de 2 PMUs (uno en el extremo receptor y otro en el extremo emisor) para poder calcular los índices de estabilidad.

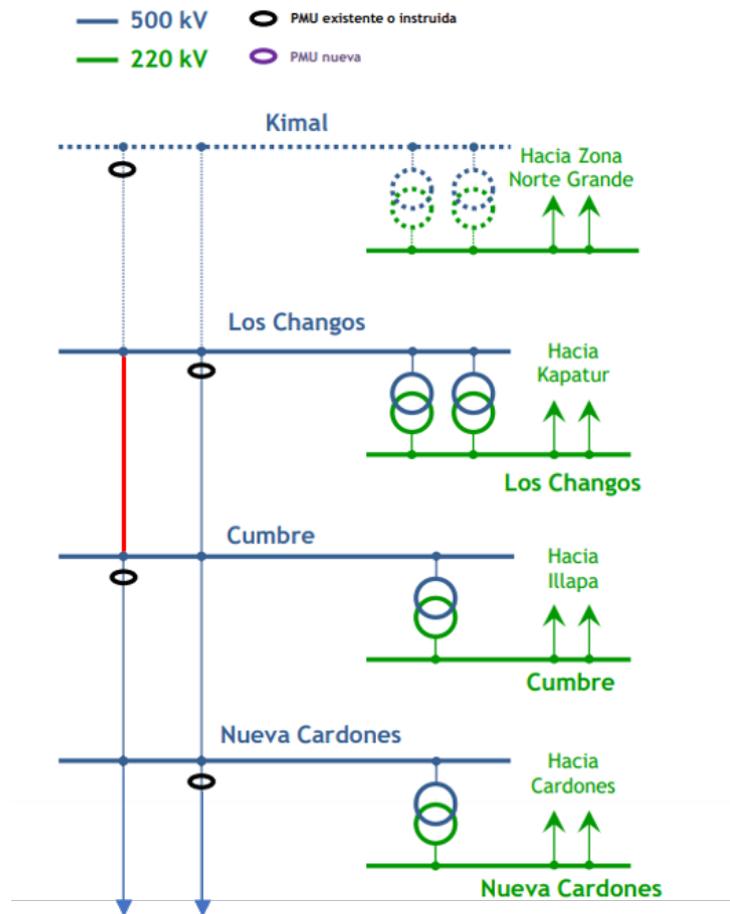


Figura 5.1: Línea los Chángos - Cumbres 500 kV [21].

En el estudio de restricciones en el sistema de transmisión del año 2019 se determinó que el límite de transmisión en la línea los Chángos - Cumbres 500 kV es de 1375 [MVA] de Norte a Sur y 1910 [MVA] de Sur a Norte (ver figura 5.2, extraída de dicho estudio [93]). Los límites mostrados en la figura 5.2 son límites post-contingencia, es decir, después de la desconexión de uno de los circuitos de la línea los Chángos - Cumbres previo a un corto circuito bifásico a tierra sin impedancia de falla.

Tramo	SS/EE		Cap. Térmica [MVA] 25° c/sol	Capacidad TT/CC [MVA]		Capacidad Otros Equipos Serie [MVA]		Limite por Estabilidad de Tensión [MW]		Regulación de Tensión P [MW] (Q) [MVA]	Margen de Seguridad y Comp. Dinám.	Punto de Medida	Limitación Tramo [MVA] (1)	Causa
	Origen	Destino		Origen	Destino	Origen	Destino	Caso - Falla, Operación	Postcont.					
Changos - Cumbre 500 kV C1 y C2	Changos	Cumbre	2613	2598	2598	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140	CCSS Permanente 2x1585 Sobrecarga 15 min. 2140	Norte→Sur: Caso A1: Falla 1 circuito Changos-Cumbre		Norte→Sur: Caso A1: 1375	Norte→Sur: Caso A1: Cumple	Ambos	Norte→Sur: Caso A1: 1375	Norte→Sur: Caso A1: Amortiguamiento
								Sur→Norte: Caso C1: Falla 1 circuito Changos-Cumbre		Sur→Norte: Caso C1: 1910	Sur→Norte: Caso C1: Cumple		Sur→Norte: Caso C1: 1910	Sur→Norte: Caso C1: Reg. Tensión

Figura 5.2: Restricción en la transmisión de la línea los Chángos - Cumbres 500 kV [93].

La red que se utiliza para las simulaciones fue brindada por el coordinador eléctrico nacional y corresponde a la de diciembre 2019. La red consiste en una representación del sistema eléctrico nacional y cuenta con 2264 barras, 392 generadores sincrónicos y 73 generadores no convencionales.

Para el estudio se utiliza el mes de diciembre del año 2019, debido a que el día 21 diciembre es el día con mayor radiación solar, por lo que la generación solar es mayor y se puede observar de mejor manera como se comportan los índices de estabilidad en redes con una gran inserción de generación ERNC. Además, se considera solo un circuito en la línea los Changos - Cumbres para poder comparar el flujo de la línea con el mostrado en la figura 5.2. La línea en estudio se encuentra en el ex-SING donde se cuenta con una generación ERNC mucho mayor a la generación convencional de la zona. Se logra observar horas en el mes de diciembre donde la generación ERNC casi triplica a la generación convencional de la zona .

5.2. Índices de estabilidad

5.2.1. Resumen de indicadores

Siguiendo la metodología propuesta, primero se calculan los despachos de los generadores para las 744 horas del mes de diciembre y luego las horas se agrupan en clusters. Posteriormente, se cargan y convergen los centroides de cada cluster en la red del sistema eléctrico nacional en *DIgSILENT PowerFactory* y se calcula el flujo de potencia para las 744 horas del mes de diciembre de manera exitosa.

Una vez obtenidos los valores de tensión, corriente y potencia, se prosigue al cálculo de los parámetros de la línea. En la figura 5.3 se presentan los valores obtenidos de resistencia, reactancia, conductancia y susceptancia de la línea respectivamente para cada hora del mes de diciembre. Los valores obtenidos para los parámetros de la línea se encuentran cercanos a los valores típicos de este tipo de líneas [96] y varían poco a lo largo del mes, lo cual indica un correcto cálculo de estos.

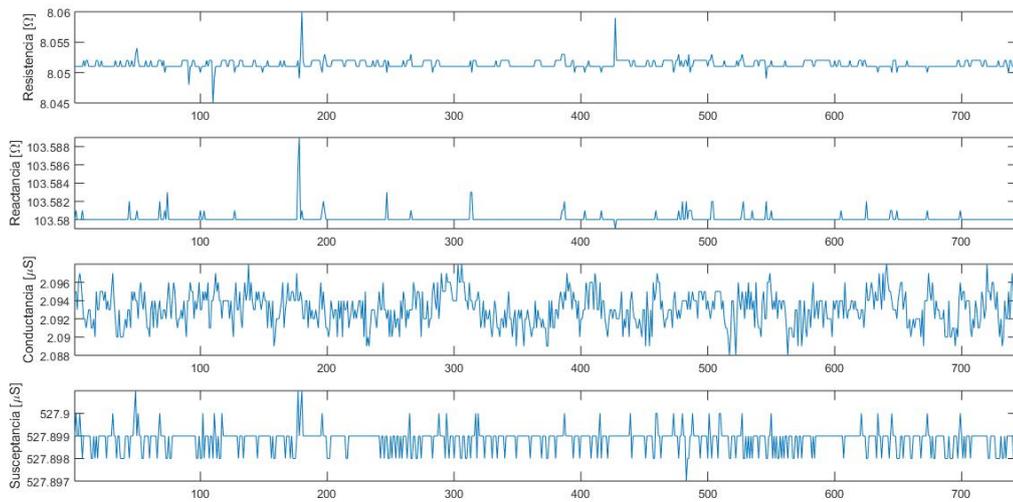


Figura 5.3: Parámetros de la línea Changos - Cumbres 500 kV.

La siguiente figura presenta la curva de duración del flujo de potencia por el enlace considerando las 744 horas de diciembre. Como se observa, los flujos varían desde los 1400 MW hasta los 50 MW.

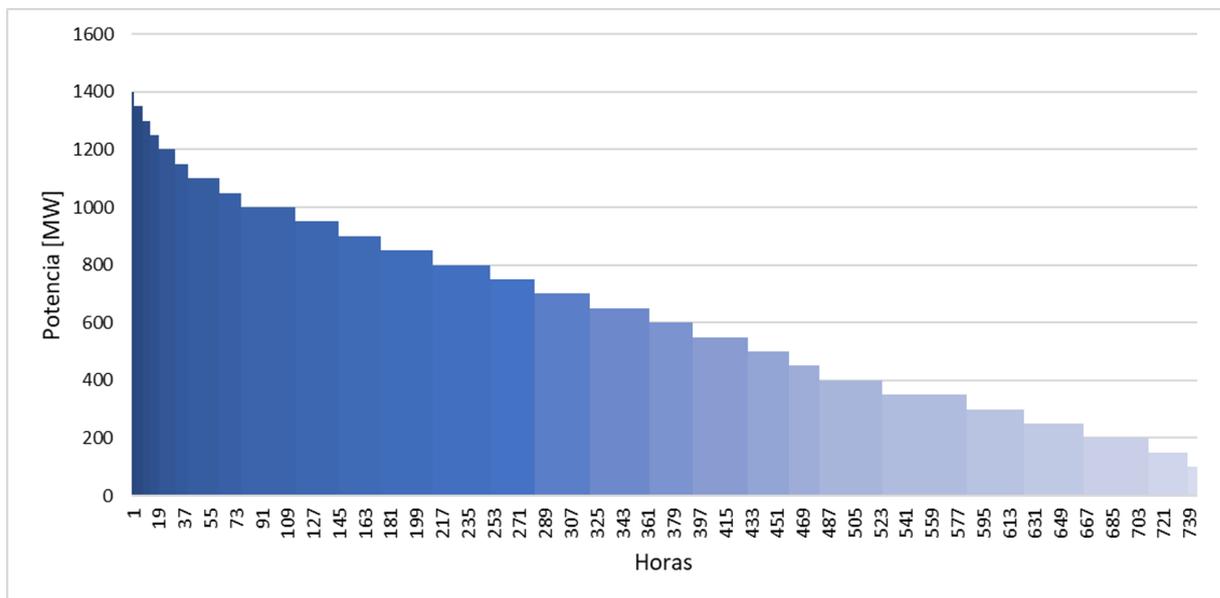


Figura 5.4: Curva de duración de flujos de potencia.

En la tabla 5.1 se presenta el valor promedio de los índices *SDI*, *VSI*, *LSI*, *FSVI* y *PVCP*, para diferentes rangos de flujo de potencia por la línea Changos - Cumbres.

Flujos por la línea	[0 - 200[[200 - 400[[400 - 600[[600 - 800[[800 - 1000[[1000 - 1200[[1200 - 1400[
Nº de horas	79	185	119	151	134	57	19
SDI Promedio	0.09	0.07	0.07	0.08	0.07	0.08	0.06
VSI Promedio	0.85	0.75	0.59	0.43	0.22	0	0
LSI Promedio	0.10	0.07	0.08	0.14	0.31	0.61	1.08
FSVI Promedio	0.10	0.07	0.08	0.15	0.35	0.71	1.3
PVCP Promedio	0.86	0.76	0.61	0.48	0.39	0.31	0.23

Tabla 5.1: Valores promedios de los índices de estabilidad.

La figura 5.5 muestra los datos de la tabla 5.1. De la figura se aprecia como los valores promedio de los índices *VSI*, *LSI*, *FVSI* y *ICPVP* se acercan a sus valores críticos a medida que el flujo por la línea es mayor. Por otro lado, el índice *SDI* pareciera ser que no logra un correcto seguimiento del margen de estabilidad de la línea ya que su valor promedio se mantiene en torno a los 0.075 en todos los intervalos de flujo por la línea.

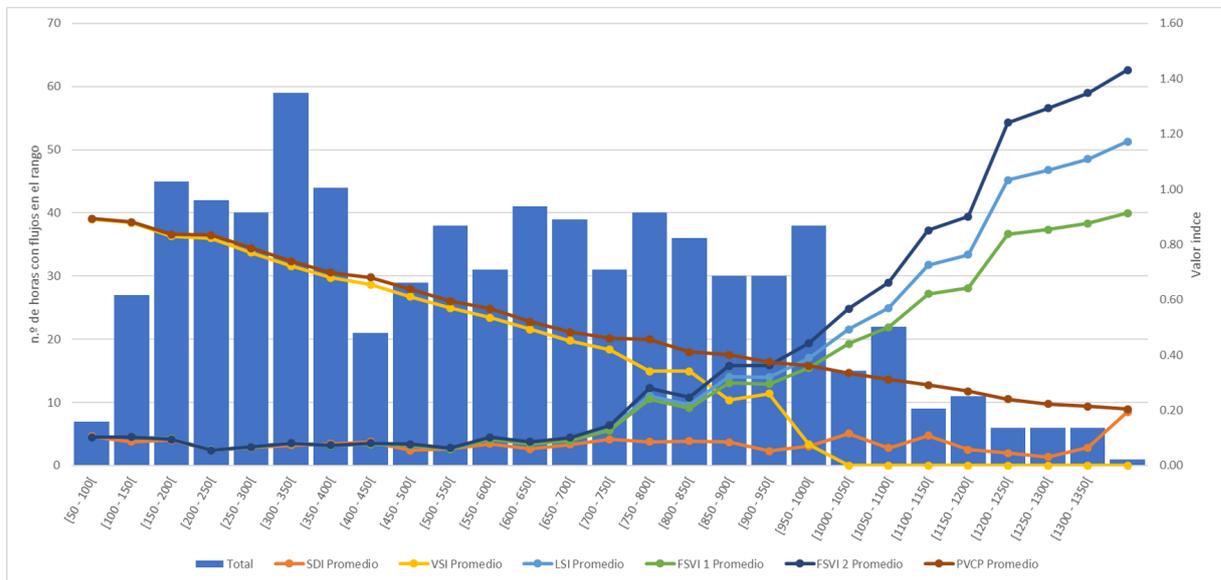


Figura 5.5: Valores promedio de los índices de estabilidad.

5.2.2. Resultados índice *SDI*

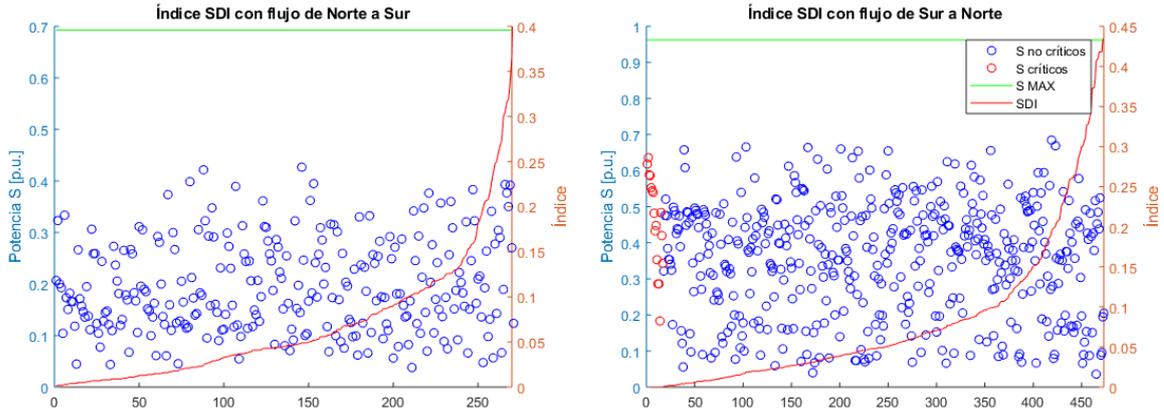
En la tabla 5.2 se resume el índice *SDI* para poder relacionarlo con los resultados.

Índice	Ecuación
<i>SDI</i>	$ 1 + \frac{\Delta U_r^{(k+1)} \cdot (I_r^{(k)})^*}{U_r^{(k)} \cdot (\Delta I_r^{(k+1)})^*} = 1 + a \cdot e^{j\varphi} $

Tabla 5.2: Índice *SDI*.

En la figura 5.6 se presentan los resultados obtenidos para el índice *SDI* para las 744 horas del mes de diciembre. El valor del índice *SDI* se gráfica con una línea roja. Los

puntos azules indican el flujo de potencia aparente por la línea y se destacan en rojo aquellas horas que cuentan con un valor SDI crítico. Al lado izquierdo de la figura se presentan los valores para los flujos por la línea de Norte a Sur y en el lado derecho los de Sur a Norte. La línea verde indica el máximo flujo permitido por la línea según el valor obtenido del estudio de restricciones en el sistema de transmisión del año 2019 [93].



((a)) Índice SDI con flujos de norte a sur.

((b)) Índice SDI con flujos de sur a norte.

Figura 5.6: Valores del índice SDI para los diferentes puntos de operación.

De la figura no se logra apreciar ninguna relación entre los valores del índice y el flujo por la línea. La razón por la que el índice SDI no logra un buen monitoreo del margen de estabilidad de tensión de la línea se debe a la naturaleza de este índice, el cual se obtiene a partir de la variación de la potencia aparente en la barra receptora. Lo anterior pues a diferencia de otros índices, en su cálculo no considera ninguno de los parámetros de la barra emisora.

5.2.3. Resultados índice VSI

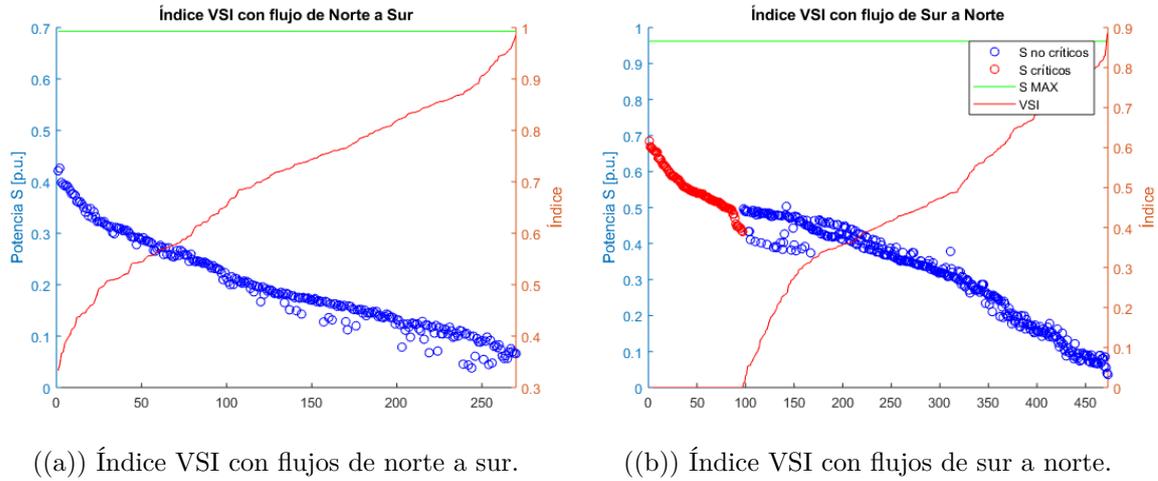
En la tabla 5.3 se resume el índice VSI , para facilitar el análisis de esta sección. Los valores de este índice pueden tomar valores entre uno a cero, donde cero indica que se ha alcanzado el límite de estabilidad de tensión.

Índice	Ecuación
VSI	$\min \left\{ \frac{P_{max} - P_r}{P_{max}}, \frac{Q_{max} - Q_r}{Q_{max}}, \frac{S_{max} - S_r}{S_{max}} \right\}$

Tabla 5.3: Índice VSI .

En la figura 5.7 se presentan los resultados obtenidos para el índice VSI . De la figura se puede apreciar que los valores del índice aumentan a medida que el flujo de potencia aparente por la línea disminuye. Esto es de esperarse ya que el índice VSI refleja la

capacidad de transmisión disponible de la línea y mientras mayor sea el flujo por esta, menor va a ser la capacidad disponible.



((a)) Índice VSI con flujos de norte a sur.

((b)) Índice VSI con flujos de sur a norte.

Figura 5.7: Valores del índice VSI para los diferentes puntos de operación.

En la figura 5.7 se destacan en rojo los puntos de operación que tienen un VSI igual a cero, es decir, puntos de operación que críticos. Esto solo ocurre en los flujos de Cumbres a Changos (de sur a norte), que corresponden a las horas de mayor flujo por la línea. De esta forma se observa que el indicador VSI es capaz de monitorear la estabilidad de tensión correctamente ya que es de esperar que las horas con un mayor flujo de potencia sean las con mayores problemas de estabilidad de tensión.

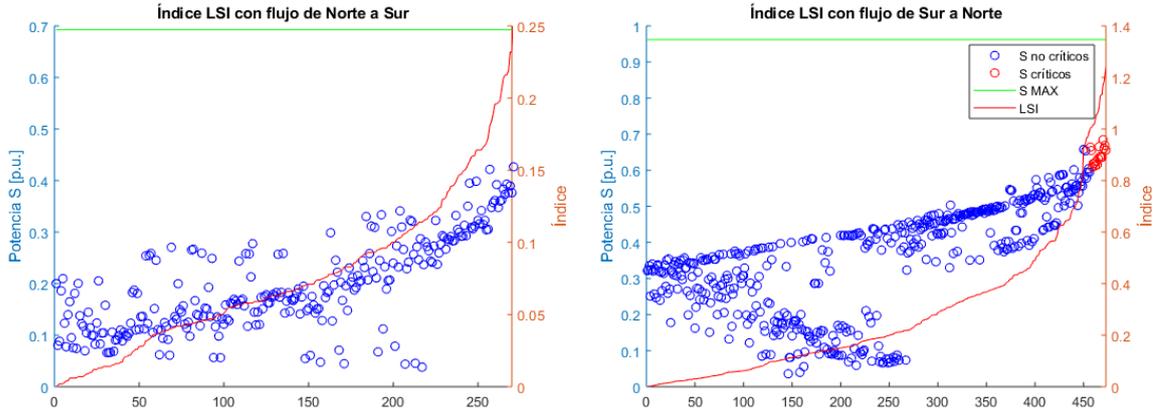
5.2.4. Resultados índice LSI

En la tabla 5.4 se muestra el índice LSI para esta sección.

Índice	Ecuación
LSI	$\frac{4XQ_r}{[V_s \sin(\theta - \delta)]^2}$

Tabla 5.4: Índice LSI .

En la figura 5.8 se presentan los resultados obtenidos para el índice LSI . De la figura es posible notar que el valor del índice aumenta a su valor crítico (se acerca a 1) a medida que el flujo por la línea es mayor. Al igual que en los otros índices, se destaca en rojo los puntos de operación que superan el valor crítico. De esta forma se observa que el indicador LSI es capaz de monitorear la estabilidad de tensión correctamente.



((a)) Índice LSI con flujos de norte a sur.

((b)) Índice LSI con flujos de sur a norte.

Figura 5.8: Valores del índice LSI para los diferentes puntos de operación.

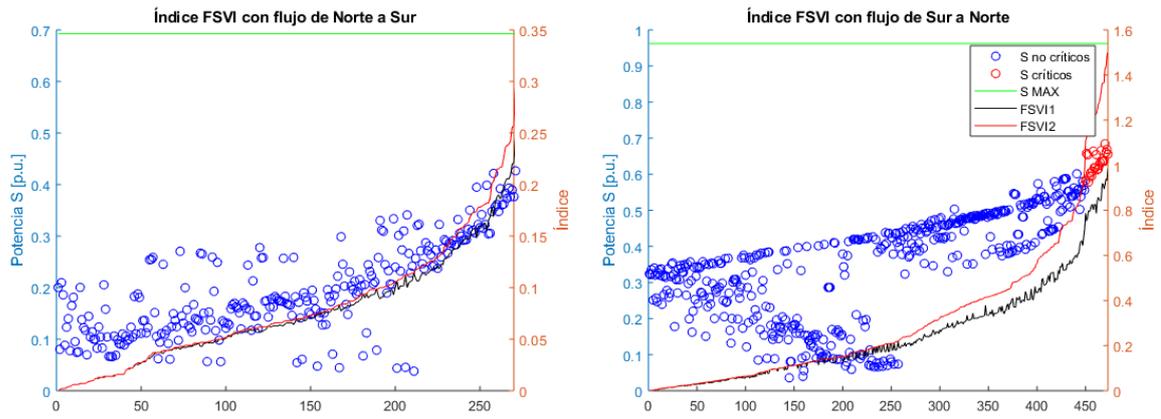
5.2.5. Resultados índice $FVSI$

Para el índice $FVSI$ se calculan 2 valores; el primero ($FVSI_1$), considerando el supuesto $\delta \approx 0$ y el segundo ($FVSI_2$), sin considerar este supuesto. En la tabla 5.5 se resumen las ecuaciones de este índice.

Índice	Ecuación
$FVSI_1$	$\frac{4Q_r Z^2}{V_s^2 X}$
$FVSI_2$	$\frac{4Q_r Z^2 X}{[(R \sin \delta - X \cos \delta) V_s]^2}$

Tabla 5.5: Índice $FVSI$.

En la figura 5.9 se puede ver en negro el índice $FVSI_1$ y en rojo $FVSI_2$. Se puede notar como el supuesto para $FVSI_1$ es cierto para valores pequeños de flujo por la línea, mientras que para los valores altos de flujo por la línea hay una gran diferencia de valores entre $FVSI_1$ y $FVSI_2$. Esto último es de suma importancia ya que el índice $FVSI_2$ alcanza valores críticos para las horas con mayor flujo por la línea mientras que el índice $FVSI_1$ no alcanza su valor crítico en ningún momento. La diferencia angular entre 2 barras es mayor mientras mayor sea el flujo por la línea que las une, es por esto que el supuesto $\delta \approx 0$ deja de ser válido mientras mayor es el flujo por la línea.



((a)) Índice *FVSI* con flujos de norte a sur. ((b)) Índice *FVSI* con flujos de sur a norte.

Figura 5.9: Valores del índice *FVSI* para los diferentes puntos de operación.

El índice *FVSI* tiene un comportamiento similar al índice *LSI* y al igual que en el índice *VSI* los valores críticos se alcanzan para los puntos de operación con mayor flujo de potencia por la línea. De esta forma se observa que el indicador *FVSI* es capaz de monitorear la estabilidad de tensión correctamente.

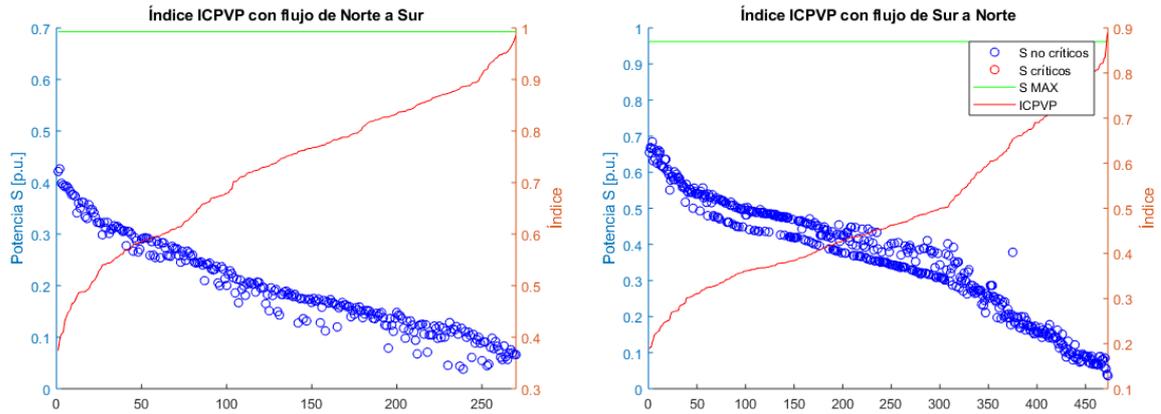
5.2.6. Resultados índice *ICPVP*

En la tabla 5.6 se puede ver la fórmula del índice *ICPVP*.

Índice	Ecuación
<i>ICPVP</i>	$\frac{P_{r,max} - P_r}{P_{r,max}}$

Tabla 5.6: Índice *ICPVP*.

En la figura 5.10 se pueden ver los valores del índice *ICPVP* para los diferentes puntos de operación. Al igual que el índice *VSI*, los valores del índice *ICPVP* disminuyen a medida que el flujo por la línea es mayor, pero este índice no detecta ningún punto de operación con un valor igual 0, el cuál es el valor crítico.



((a)) Índice *ICPVP* con flujos de norte a sur. ((b)) Índice *ICPVP* con flujos de sur a norte.

Figura 5.10: Valores del índice *ICPVP* para los diferentes puntos de operación.

5.2.7. Resumen de horas críticas por indicador

La tabla 5.7 presenta un resumen de la cantidad de puntos de operación críticos determinados por cada uno de los indicadores en estudio. En la diagonal de la tabla está el número de horas críticas encontradas por el índice pertinente mientras que los elementos fuera de la diagonal indican cuantas de estas horas críticas se tienen en común entre los 2 índices. Por ejemplo, la celda (1,2) indica que de los 14 puntos de operación críticos detectados por el indicador *SDI*, 9 también son catalogados como críticos según el *VSI*.

	SDI	VSI	LSI	FVSI1	FVSI2	ICPVP
SDI	14	9	2	0	2	0
VSI	9	97	17	0	24	0
LSI	2	17	17	0	17	0
FVSI1	0	0	0	0	0	0
FVSI2	2	24	17	0	24	0
ICPVP	0	0	0	0	0	0

Tabla 5.7: Número de horas críticas detectadas por índice.

De la tabla 5.7 se ve que el índice *ICPVP* no encontró puntos de operación críticos. En cambio, el índice *VSI* encontró 97 horas críticas, el *LSI* encontró 17, el índice *FVSI* encontró 24 puntos crítico y el índice *SDI* 14. Además, es posible notar que el índice *FVSI* contiene las 17 horas detectadas por el índice *LSI*, lo que confirma que el índice *FVSI* a pesar de ser similar al *LSI* es más completo ya que considera el efecto de la potencia activa y reactiva en la estabilidad. También, se concluye que el índice *VSI* es capaz de capturar la totalidad de la información entregada por los índices *LSI* y *FVSI*. Por otro lado, a pesar de que el índice *SDI* no muestra un seguimiento adecuado de la estabilidad de tensión de la línea, algunas de las horas críticas halladas con el índice *SDI*

se encuentran contenidas en los otros índices, pero ninguno contiene al índice *SDI* en su totalidad.

5.3. Validación dinámica

En la siguiente sección se presentan los resultados obtenidos de la validación dinámica. Para seleccionar las horas a estudiar se utiliza el índice *VSI* ya que de la sección anterior se concluyó que este contiene las horas críticas de los índices *LSI* y *FVSI*. Se escogen 5 horas con un valor de *VSI* mayor a 0 (horas no críticas) y 5 horas con un valor de *VSI* igual a 0 (horas críticas). Las horas seleccionadas, así como los valores de los índices en cada una de ellas se resumen en la tabla 5.8.

Horas no críticas						Horas Críticas					
Hora	Flujo por la línea	VSI	LSI	FVSI	SDI	Hora	Flujo por la línea	VSI	LSI	FVSI	SDI
1	200 MW	0.767	0.096	0.094	0.032	1	1000 MW	0	0.64	0.741	0.133
2	400 MW	0.668	0.007	0.007	0.002	2	1100 MW	0	0.418	0.482	0
3	600 MW	0.452	0.197	0.215	0.107	3	1200 MW	0	1.133	1.363	0
4	800 MW	0.376	0.222	0.246	0.119	4	1300 MW	0	0.932	1.122	0.005
5	1000 MW	0.208	0.34	0.313	0.011	5	1350 MW	0	1.172	1.431	0.194

Tabla 5.8: Tabla resumen con horas seleccionadas para validación dinámica.

En línea con el estudio de restricciones en el sistema de transmisión del año 2019 [93], las simulaciones dinámicas realizadas consisten en un cortocircuito bifásico a tierra sin impedancia de falla en uno de los circuitos de la línea los Changos - Cumbres 500 kV. La falla es despejada en 120 [ms] a través de la apertura del circuito afectado.

5.3.1. Resultados horas no críticas

Los resultados obtenidos para las cinco horas con un *VSI* mayor a cero son muy similares entre sí. En los cinco casos el sistema converge a un punto de operación estable después de despejada la falla por lo que a continuación solo se muestran los resultados para 1 punto de operación. El resto de las simulaciones asociadas a las horas no críticas simuladas se pueden ver en el anexo.

En las figuras 5.11 y 5.12 se tienen los resultados de la simulación para la hora 5, la cual tiene un flujo de potencia por la línea Los Changos - Cumbres 500 kV de aproximadamente 1000 [MVA].

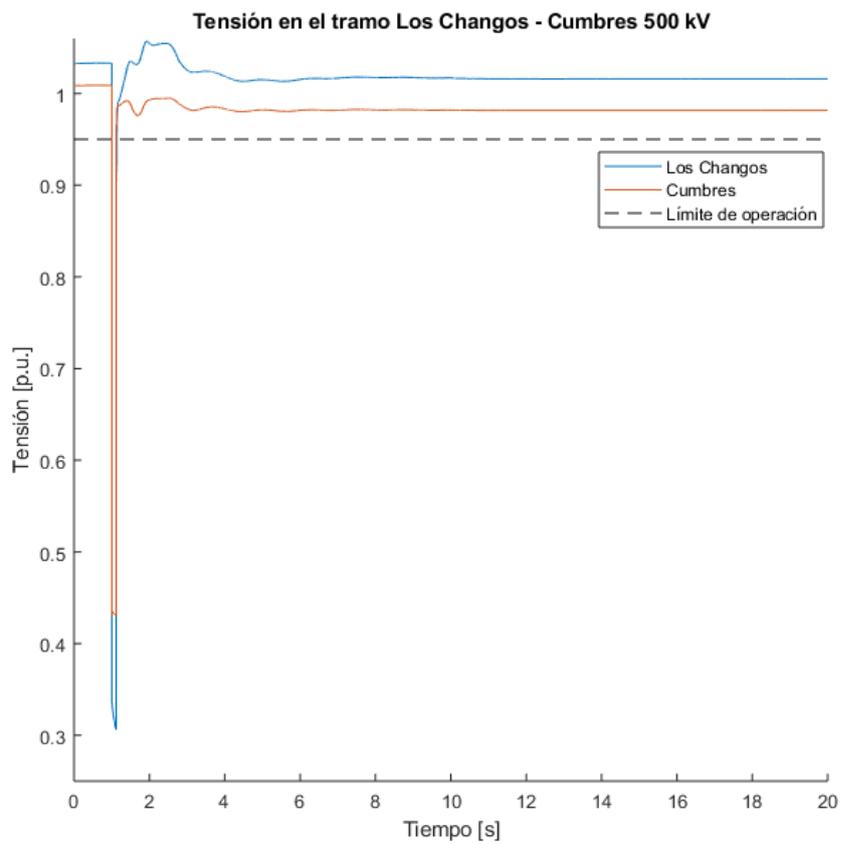


Figura 5.11: Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV.

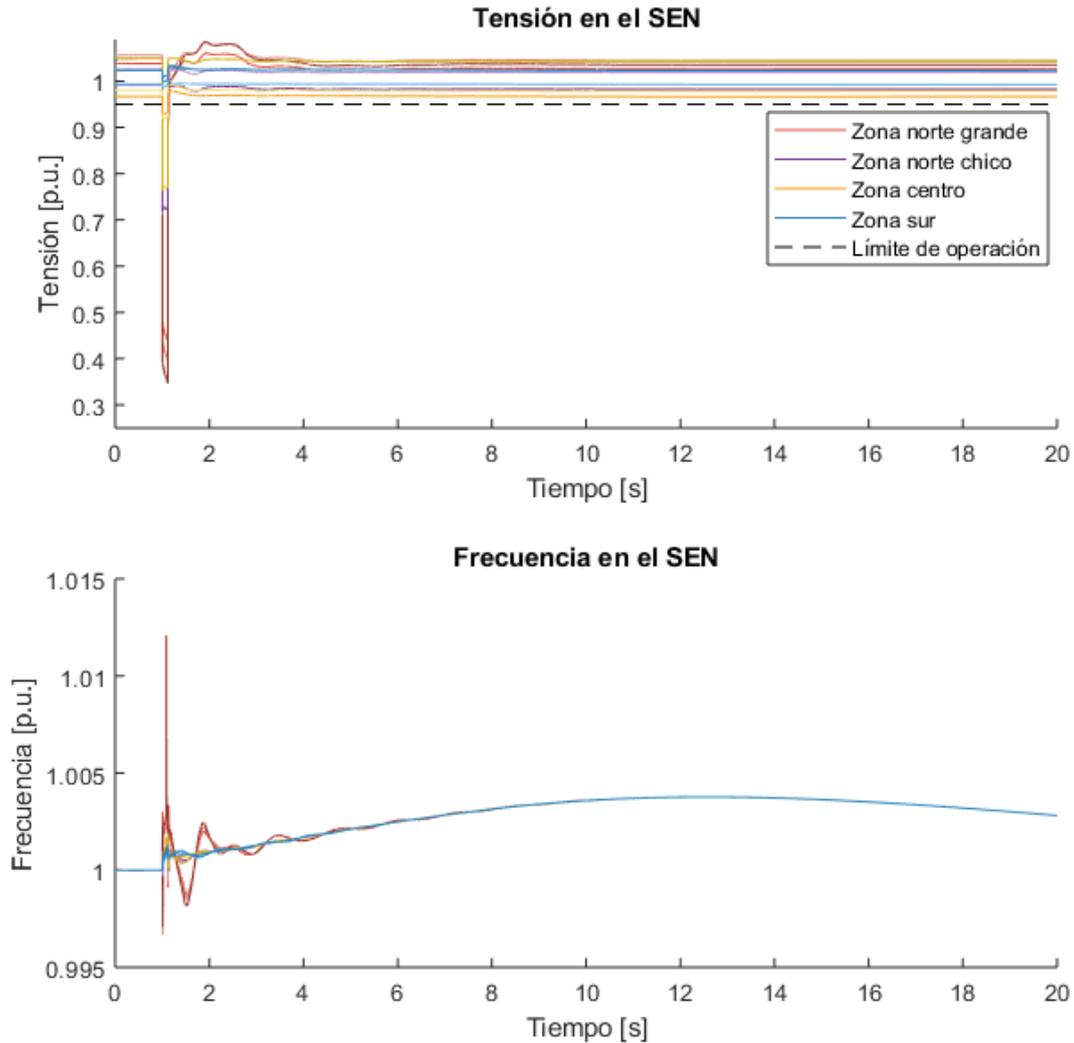


Figura 5.12: Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN.

En la figura 5.11 es posible notar el efecto que tiene el cortocircuito en las barras más cercanas a este. Se aprecia una caída de tensión abrupta debido a la falla en el segundo 1 y que luego de 120 [ms], al despejar la falla, la tensión vuelve a una banda dentro del límite de operación normal y comienza a oscilar en torno al nuevo punto de operación. Estas oscilaciones se amortiguan después de unos segundos convergiendo al nuevo punto de operación del sistema.

De la figura 5.12 se puede apreciar un comportamiento similar en la tensión y como la falla afecta en mayor medida a las zonas más cercanas. La falla se ubica en la zona del norte grande y como es de esperar, la mayor caída de tensión se produce en esta zona. En la figura se puede observar que las tensiones convergen a un nuevo punto de operación dentro de los límites de operación del sistema.

Por otro lado, la frecuencia del sistema tiene un comportamiento esperado, donde se puede apreciar que durante el corto circuito los GS se aceleran, operando a una velocidad mayor que la velocidad sincrónica, esto produce un aumento en la frecuencia. Al despejarse la falla, los GS comienzan a desacelerar y la velocidad comienza a oscilar en torno a la velocidad de sincronismo hasta alcanzarla, esto se refleja en las oscilaciones de frecuencia, que son mayores en las mediciones más próximas a la falla.

Del grupo de horas no críticas seleccionadas para la validación dinámica, las cinco horas elegidas tienen un comportamiento dinámico estable ante la falla establecida, logrando converger a un nuevo punto de operación dentro de los límites de operación estipulados por la normativa técnica en un tiempo de asentamiento admisible.

5.3.2. Resultados horas críticas

De las cinco horas críticas seleccionadas, dos de ellas resultaron ser inestables ante la falla ya descrita. El resto de las horas tienen un comportamiento dinámico muy similar al mostrado con las horas no críticas. Debido a esto, a continuación se muestran los resultados de las dos horas inestables, el resto de las simulaciones se pueden encontrar en el anexo.

La hora 1 de la tabla 5.8 es una de las dos horas inestables. Esta hora tiene un flujo por la línea Los Changos - Cumbres de 1000 MVA aproximadamente. En la figura 5.13 y 5.14 se presentan los resultados obtenidos de la simulación.

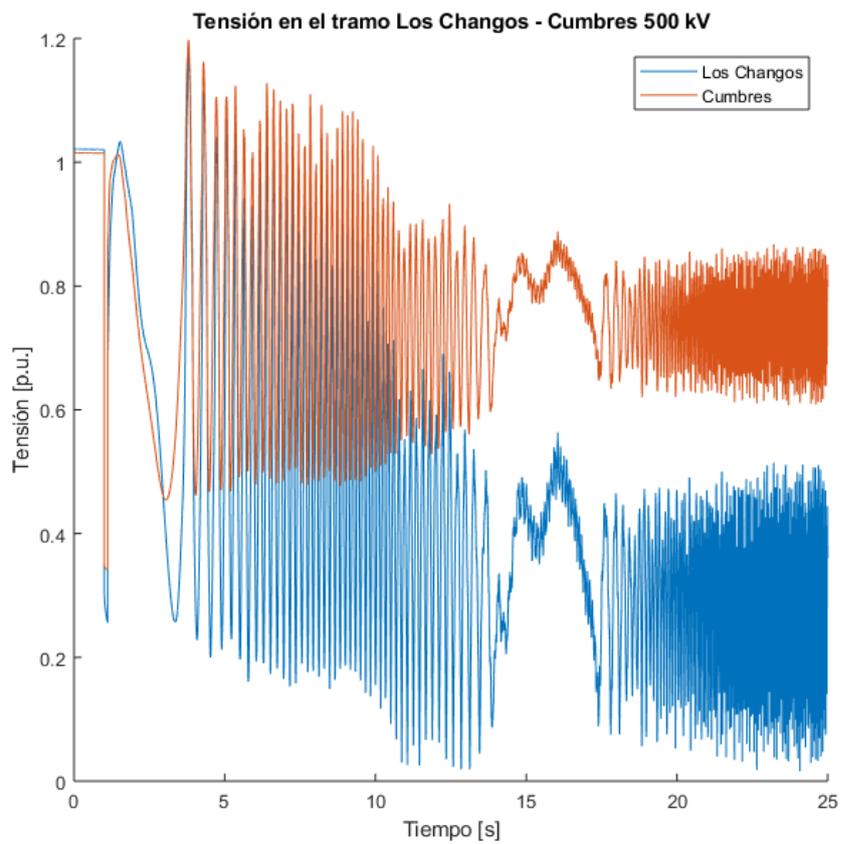


Figura 5.13: Tensión en la línea Los Chagos - Cumbres 500 kV.

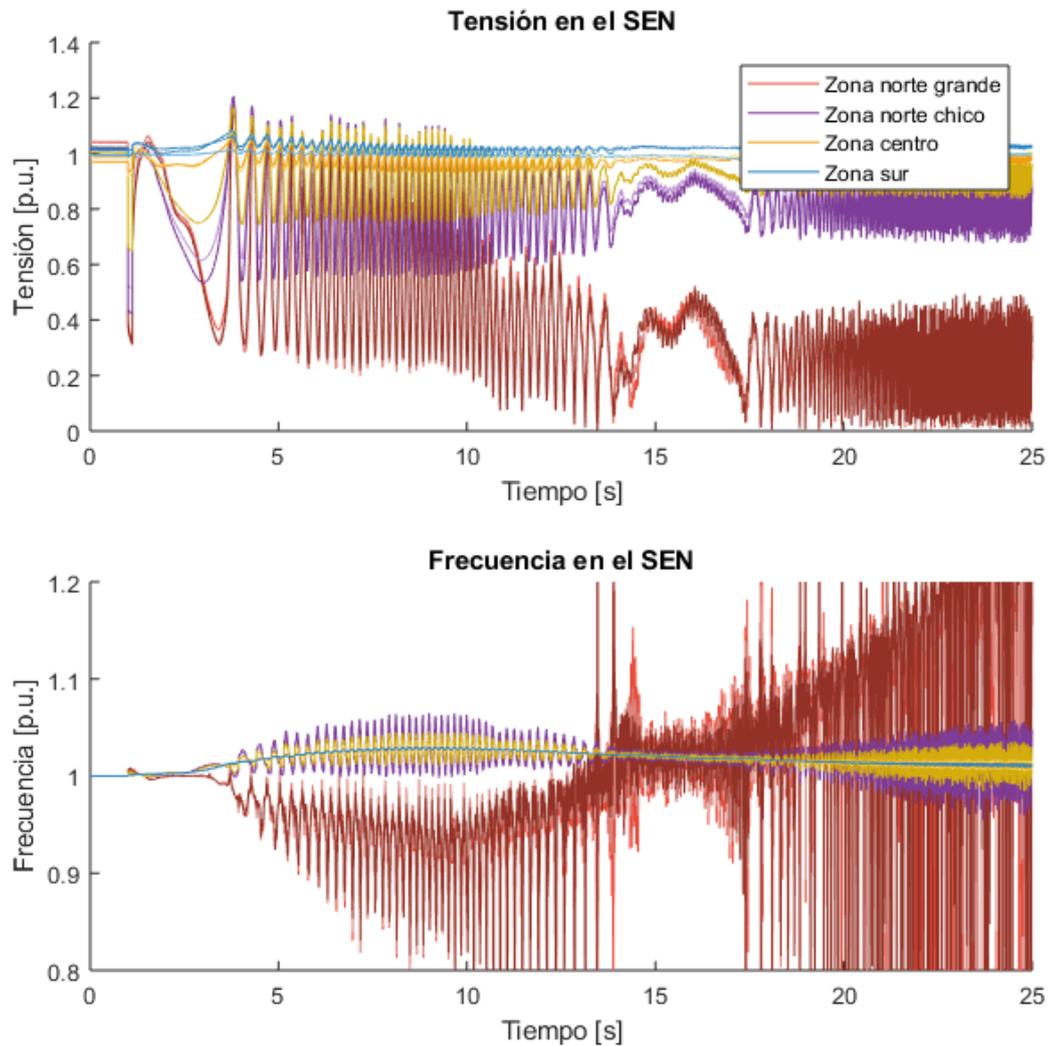


Figura 5.14: Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN.

De las figuras 5.13 y 5.14 se puede notar como el sistema pierde la estabilidad luego de que se despeja la falla. Al abrir el circuito afectado por la falla, la tensión en la zona norte del país comienza a caer abruptamente, siendo el sistema incapaz de recuperarse. Luego de algunos segundos la tensión a lo largo de todo el SEN comienza a oscilar de tal manera que no se logra alcanzar un nuevo punto de operación.

Algo similar ocurre en la hora 5 del grupo de horas críticas presentado en la tabla 5.8. Esta hora tiene un flujo por el enlace de aproximadamente 1350 MVA. En las figuras 5.15 y 5.16 se puede ver el desempeño dinámico de la red ante una falla bifásica en uno de los circuitos de la línea Los Changos - Cumbres.

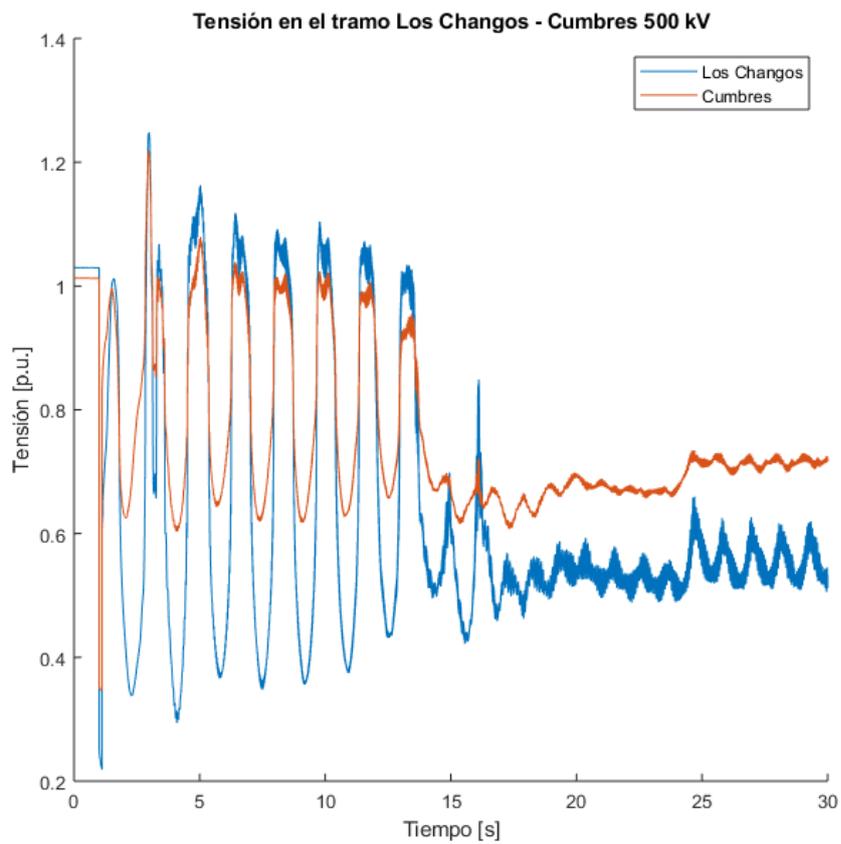


Figura 5.15: Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV.

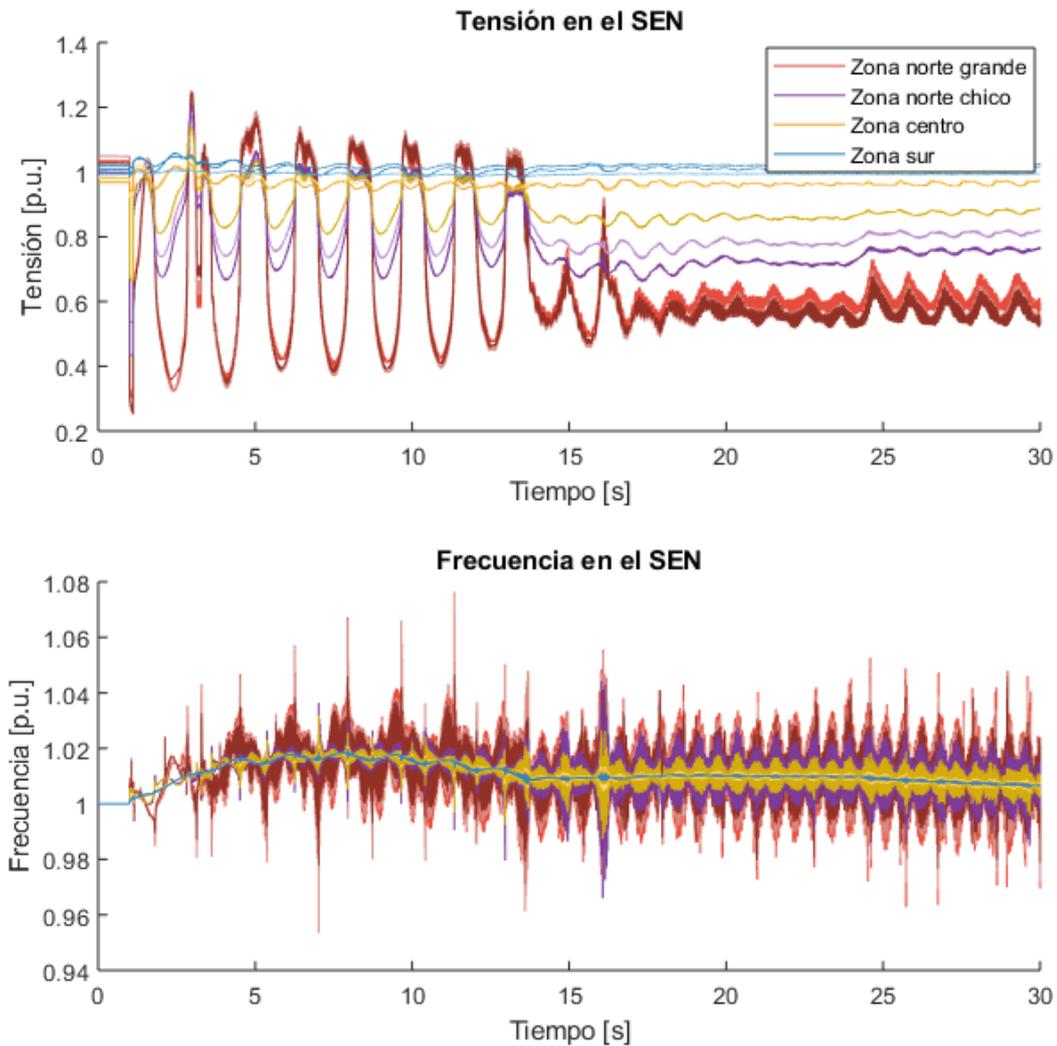


Figura 5.16: Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN.

Al igual que en el caso anterior, tras el despeje de la falla el sistema comienza a presentar oscilaciones de gran amplitud. El sistema pierde la estabilidad a los pocos segundos del despeje de la falla, por lo que no logra converger a un nuevo punto de operación estable.

5.3.3. Conclusiones

Dentro de los alcances de este trabajo se encuentra determinar el rendimiento de los índices de estabilidad en redes con altos niveles de tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC). Ya que el mes con mayor generación solar en el año es diciembre, las simulaciones se llevaron a cabo en dicho mes. En la tabla 5.9 se puede apreciar los MW de energía TGVCC en el sistema para cada hora del conjunto de datos de validación

dinámica.

Horas no críticas				Horas Críticas			
Hora	Flujo por la línea	TGVCC MW	TGVCC %	Hora	Flujo por la línea	TGVCC MW	TGVCC %
1	200 MW	1468	16.6	1	1000 MW	503	6.3
2	400 MW	1138	12.1	2	1100 MW	1641	18.4
3	600 MW	249	2.8	3	1200 MW	1465	17.1
4	800 MW	23	0.3	4	1300 MW	1829	22.5
5	1000 MW	1413	16.5	5	1350 MW	509	6.2

Tabla 5.9: Generación TGVCC en las horas para validación dinámica.

De la tabla se puede observar que los niveles de generación renovable no superan el 23 % de la generación neta del sistema. La cuarta hora del grupo de horas críticas cuenta con una generación por TGVCC total del 22.5 %, de los cuales 1102 MW de esta generación renovable se encuentra en el antiguo SING. Por otro lado, la generación convencional en el ex-SING para esa hora es de 430 MW, es decir, la zona norte del país cuenta con una generación por TGVCC 2.5 veces más grande que la generación convencional. Actualmente, el antiguo SING se encuentra conectado con el resto del sistema por medio de la interconexión entre los Changos y Cumbres.

De los resultados obtenidos en la validación dinámica se concluye que el índice *VSI* logra monitorear de manera adecuada la estabilidad del sistema en la línea estudiada. A través de las simulaciones dinámicas realizadas se comprueba que el índice es capaz de detectar correctamente las horas que no representan un problema desde la perspectiva de margen de estabilidad y seguridad. Por otro lado, si bien algunas de las horas críticas que este índice detecta no presentaron problemas de estabilidad al simular la falla bifásica, esto es algo esperable pues los índices estudiados son calculados en base a ecuaciones algebraicas simplificadas que no consideran la dinámica de la red. Al ser representativas de la operación del sistema en régimen permanente, es evidente que podría ocurrir que algunas horas detectadas como críticas no lo sean. Siguiendo un criterio conservador, lo anterior no representa un problema. Lo importante a la hora de decidir qué indicador usar, es que el indicador no se equivoque en el otro sentido; es decir, que no indique que una hora no es crítica cuando en realidad si lo es.

Capítulo 6

Conclusiones

A partir del desarrollo de este trabajo, se confirma la hipótesis de que se puede monitorear márgenes de estabilidad de tensión con índices de estabilidad que asumen un régimen estacionario. Estos índices se pueden calcular fácilmente a partir de mediciones realizadas por un sistema de monitoreo con PMUs y demuestran ser capaces de detectar puntos de operación críticos, incluso en redes poco robustas y con bajos niveles de cortocircuito. Estos índices de estabilidad pueden ser utilizados en estudios de estabilidad de voltaje como el “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión” para encontrar puntos de operación críticos que no se considerarían si se seleccionaran puntos utilizando el enfoque tradicional de “peor escenario”.

Para el desarrollo de esta metodología, se lleva a cabo un estudio previo sobre el funcionamiento de las PMUs y sus aplicaciones en los SEP. También se estudia diversos índices de estabilidad y como derivarlos a partir de los datos medidos por las PMUs. A partir de este estudio, se analiza la forma de utilizar dichos índices en la red de monitoreo actual del SEN, con el fin de monitorear la estabilidad en líneas de transmisión cuyos límites de potencia están sujetos a problemas de estabilidad de tensión.

La metodología propuesta es implementada en la base de datos del SEN entregada por el Coordinador Eléctrico Nacional y a partir de los resultados de flujos de corriente alterna se calcularon los índices de estabilidad para el mes de diciembre. Para analizar y validar la metodología se estudia una línea de transmisión ubicada en la zona norte del país. Esto permite probar la propuesta metodológica en una zona del SEN con altos niveles de ERNC.

Mediante simulaciones dinámicas se valida la propuesta metodológica para un conjunto de puntos de operación, demostrando que la mayoría de los índices propuestos logran un correcto monitoreo de la estabilidad de tensión. Algunos de los índices propuestos, son capaces de determinar qué puntos de operación son estable y cuales son críticos, dichos puntos críticos pueden llegar a ser inestables. El funcionamiento de estos índices muestra ser el esperado ya que al ser índices obtenidos de ecuaciones algebraicas simplificadas que no tienen en cuenta la dinámica de la red, es difícil que se logre determinar con seguridad

que todas las horas críticas sean inestables.

Cabe destacar que la metodología propuesta logra realizar por primera vez pruebas dinámicas de índices de estabilidad en un SEP como lo es la matriz eléctrica nacional y esta metodología es válida para SEP con un sistema de monitoreo de observabilidad parcial.

De los resultados obtenidos, el índice VSI es el más preciso entre los 4 índices que se prueban. Logrando detectar horas críticas e inestables que otros índices no consideran. A pesar de que, en la matriz eléctrica chilena en el mes de diciembre, la energía ERNC inyectada no supera a la generación convencional, la zona de estudio (ex-SING) cuenta con una gran penetración de ERNC, donde la generación por ERNC llega a ser 2.5 veces más grande que la generación convencional. El índice VSI logra monitorear adecuadamente esta zona de alta inserción de ERNC.

De la validación dinámica es posible notar que las horas críticas con mayor flujo por la línea estudiada no son necesariamente inestables. Esto queda en evidencia ya que las horas con un flujo de 1000 y 1350 [MW] por la línea en estudio son inestables pero las horas con un flujo de 1100, 1200 y 1300 [MW] no lo son.

La metodología propuesta tiene aplicaciones tanto *offline* como *online*. Un ejemplo para el caso *offline* es el determinar límites de transmisión para líneas con problemas de estabilidad de voltaje. Como se puede apreciar de los resultados obtenidos, existen puntos de operación críticos que quedarían excluidos si se seleccionaran puntos utilizando el enfoque tradicional. Por otro lado, un ejemplo de aplicación *online* es el monitoreo en línea del sistema para advertir al operador del sistema y tomar medidas correctivas al detectar puntos de operación críticos.

6.1. Trabajo futuro

Este trabajo de tesis se centró en evaluar el desempeño de índices de estabilidad en el SEN, no obstante, queda pendiente la implementación de esta metodología con datos reales de PMUs. Además, dentro de los grandes avances logrados con los PMUs se encuentra la gran velocidad de muestreo y la capacidad de sincronizar las mediciones gracias al sistema a GPS con el que cuentan, esto permitiría aplicar el monitoreo de puntos de operación críticos de manera *online*.

Los índices de estabilidad utilizados en este trabajo son capaces de monitorear la estabilidad en líneas de transmisión. Sin embargo, queda pendiente poner en práctica el resto de los índices de estabilidad que se utilizan para monitorear la estabilidad de tensión en barras del sistema. También, queda propuesto el evaluar el desempeño de estos índices de estabilidad en una red eléctrica con mayores niveles de ERNC, esto con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los índices en este tipo de redes.

Si bien estos índices permiten calcular las restricciones de transmisión de manera di-

námica en base a las condiciones de operación reales del sistema en cada instante, es necesario crear una metodología que permita determinar dichos límites en horas críticas que sean inestables ya que no es necesario restringir aquellas horas que los índices detectan como críticas y que no son inestables. Además, si los límites obtenidos de los índices son demasiado conservadores la operación del sistema se puede encarecer innecesariamente.

Bibliografía

- [1] “Final report on the august 14, 2003 blackout in the united states and canada: Causes and recommendations,” U. S. Canada Power System Outage Task Force, 2004. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/BlackoutFinal-Web.pdf>
- [2] “Resolución exenta n°677,” Comisión Nacional de Energía (CNE). [Online]. Available: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/08/Res-Exenta-N%C2%B0677_09-10-2018.pdf
- [3] ENTSO-E, “Commission regulation (eu) 2017/1485.” [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/network_codes/sys-ops/
- [4] P. Sauer, K. Tomsovic, and V. Vittal, “Chapter 15: Dynamic security assessment,” in *Power System Stability and Control*. CRC Press, 2007.
- [5] P. Aristidou, D. Fabozzi, and T. V. Cutsem, “Dynamic simulation of large-scale power systems using a parallel schur-complement-based decomposition method,” *IEEE Trans. Parallel Distrib. Syst.*, vol. 25, no. 10, pp. 2561–2570, October 2014.
- [6] “Comisión nacional de energía, «norma técnica de seguridad y calidad de servicio (ntsycs), capítulo 6 estudios para programación de la seguridad y calidad de servicio"».” [Online]. Available: <https://www.cne.cl/normativas/electrica/normas-tecnicas/>
- [7] R. Liu, G. Verbic, J. Ma, and D. Hill, “Fast stability scanning for future grid scenario analysis,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 514–524, 2018.
- [8] Z. Dong, Y. Xu, P. Zhang, and K. Wong, “Using is to assess an electric power system’s real-time stability,” *IEEE Intelligent Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 60–66, 2013.
- [9] E. Vittal, M. O’Malley, and A. Keane, “A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 433–442, 2010.
- [10] C. Rahmann, D. Ortiz-Villalba, R. Alvarez, and M. Salles, “Methodology for selecting operating points and contingencies for frequency stability studies,” in *IEEE*

Power & Energy Society General Meeting, 2017.

- [11] J. H. Chow, *Online Monitoring of Dynamics with PMU Data*. John Wiley & Sons, 2016, vol. 1.
- [12] Y. Chakhchoukh, V. Vittal, and G. T. Heydt, “PMU based state estimation by integrating correlation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, pp. 617–626, 2014.
- [13] J. Chen and A. Abur, “Placement of PMUs to enable bad data detection in state estimation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, p. 1608–1615, 2006.
- [14] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill, and G. Verbič, “Foundations and challenges of low-inertia systems (invited paper),” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2018, pp. 1–25.
- [15] A. Golieva, “Low short circuit ratio connection of wind power plants,” *Master of Science Thesis, The Universidad Técnica de Delft*, 2015.
- [16] J. Machowski, P. Kacejko, S. Robak, P. Miller, and M. Wancerz, “Simplified angle and voltage stability criteria for power system planning based on the short-circuit power,” 2015.
- [17] “Short-circuit modeling and system strength white paper,” North American Electric Reliability Corporation (NERC), 2017.
- [18] “Impact of inverter based generation on bulk power system dynamics and short-circuit performance,” IEEE/NERC Task Force on Short-Circuit and System Performance Impact of Inverter Based Generation, 2018.
- [19] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B. Hodge, and B. Hannegan, “Achieving a 100 % renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, 2017.
- [20] AEMO, “Fact sheet: System strength,” 2018. [Online]. Available: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Reports/2016/AEMO-Fact-Sheet-System-Strength-Final-20.pdf
- [21] “Estudio para la implementación del módulo de medición fasorial,” Coordinador Eléctrico Nacional, Julio 2019. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/plataformas-para-la-operacion/modulo-de-medicion-fasorial/estudio-2019/>
- [22] B. Milosevic and M. Begovic, “Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, p. 121–127, 2003.

- [23] K. Sun, S. Likhate, V. Vittal, V. Kolluri, and S. Mandal, “An online dynamic security assessment scheme using phasor measurements and decision trees,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, p. 1935–1943, 2007.
- [24] S. H. and V. K., “PMU-ANN based approach for real time voltage stability monitoring,” in *2016 IEEE 6th International Conference on Power Systems (ICPS)*, 2016, pp. 1–5.
- [25] A. R. Khatib, R. F. Nuqui, M. R. Ingram, and A. G. Phadke, “Real-time estimation of security from voltage collapse using synchronized phasor measurements,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. General Meeting*, vol. 1, p. 582–588, 2004.
- [26] J. Zhu and A. Abur, “Improvements in network parameter error identification via synchronized phasors,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, pp. 44–50, 2010.
- [27] Q. Zhang, Y. Chakhchoukh, V. Vittal, G. T. Heydt, N. Logic, and S. Sturgill, “Impact of PMU measurement buffer length on state estimation and its optimization,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 1657–1665, 2013.
- [28] M. He, V. Vittal, and J. Zhang, “Online dynamic security assessment with missing pmu measurements: A data mining approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 1969–1977, 2013.
- [29] A. G. Phadke, “Synchronized phasor measurements a historical overview,” in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, 2002, pp. 476–479.
- [30] A. G. Phadke and J. S. Thorp, “History and applications of phasor measurements,” in *Power Systems Conference and Exposition, 2006*, 2006, pp. 331–335.
- [31] D. Dotta, R. J. Murphy, T. Bi, and J. H. Chow, *PMU Hardware and Algorithms*. John Wiley & Sons, 2016, vol. 1.
- [32] A. Srivastava and S. Biswas, *Synchrophasor Device Testing and Related Standards*. John Wiley & Sons, 2016, vol. 1.
- [33] Y. Liu, Y. Zhang, J. Guo, and D. Zhou, *Wide Area Monitoring through Synchrophasor Measurement*. John Wiley & Sons, 2016, vol. 1.
- [34] H. Kirkham, J. Dagle, and Y. Sun, “Pmu measurement technology,” 2014.
- [35] A. Hahn, C. Sun, and C. Liu, *Cybersecurity of SCADA within Substations*. John Wiley & Sons, 2016, vol. 1.
- [36] Y. Dong, X. Xie, C. Lu, B. Zhou, and Q. Jiang, “Local-area stvs control system,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 10, pp. 3901–3909, 2016.

- [37] S. Shukla and L. Mili, “A hierarchical decentralized coordinated voltage instability detection scheme for svc,” *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1–6, 2015.
- [38] P. Kundur, *Power system stability and control*. McGraw-Hill, 1994.
- [39] H. Li, A. Bose, and V. M. Venkatasubramanian, “Wide-area voltage monitoring and optimization,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, p. 785–793, 2016.
- [40] X. Liu, G. Liu, M. Sherwood, and V. Venkatasubramanian, “Wide-area monitoring and control algorithms for large power systems using synchrophasors,” in *2010 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - VIII (IREP)*, 2010, pp. 1–5.
- [41] J. M. Lim and C. L. DeMarco, “Model-free voltage stability assessments via singular value analysis of pmu data,” in *2013 IREP Symposium Bulk Power System Dynamics and Control - IX Optimization, Security and Control of the Emerging Power Grid*, 2013, pp. 1–10.
- [42] L. Wang and J. Xu, “Power system transformer substation voltage stability of line assessment,” in *2010 International Conference on E-Product E-Service and E-Entertainment*, 2010, pp. 1–4.
- [43] J. M. Lim and C. L. DeMarco, “Svd-based voltage stability assessment from phasor measurement unit data,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 2557–2565, 2016.
- [44] D. S. Kumar and J. S. Savier, “Synchrophasor based system integrity protection scheme for voltage stability in northern kerala,” in *2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2018, pp. 634–639.
- [45] P. Li, H. Su, C. Wang, Z. Liu, and J. Wu, “Pmu-based estimation of voltage-to-power sensitivity for distribution networks considering the sparsity of jacobian matrix,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 31 307–31 316, 2018.
- [46] A. Perez, H. Jóhannsson, and J. Østergaard, “Evaluation of enhancements to thevenin equivalent based methods for real-time voltage stability assessment,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe*, 2014, pp. 1–5.
- [47] K. Vu, M. M. Begovic, and D. Novosel, “Use of local measurements to estimate voltage-stability margin,” *IEEE Transactions on Power Systems*, p. 1092–1035, 1999.
- [48] D. Hazarika, B. K. Talukdar, and B. M. Gupta, “Identification of voltage stability condition of a power system using measurements of bus variables,” *The Journal of Engineering*, pp. 658–664, 2014.
- [49] B. Milosevic and M. Begovic, “Voltage-stability protection and control using a wide-area network of phasor measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*,

vol. 18, pp. 121–127, 2003.

- [50] A. R. R. Matavalam and V. Ajjarapu, “Calculating the long term voltage stability margin using a linear index,” in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2015, pp. 1–5.
- [51] C. Vournas and P. Mandoulidis, “On-line voltage stability monitoring,” in *2018 IEEE International Symposium on Circuits and Systems (ISCAS)*, 2018, pp. 1–5.
- [52] B. C. Karatas, H. Jóhannsson, and A. H. Nielsen, “Improved voltage stability boundary monitoring by accounting for variations in thevenin voltage magnitude,” in *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 2018, pp. 1–6.
- [53] T. Alzahawi, “Modified application of phasor measurement unit in voltage monitoring of power system,” in *2018 Third Scientific Conference of Electrical Engineering (SCEE)*, 2018, pp. 230–234.
- [54] S. Polster and H. Renner, “Voltage stability monitoring methods for distribution grids using the thevenin impedance,” *CIREN - Open Access Proceedings Journal*, vol. 2017, no. 1, pp. 1535–1539, 2017.
- [55] S. Han, B. Lee, S. Kim, Y. Moon, B. Chang, and J. Shin, “Voltage stability monitoring using pmu data in kepcos system,” in *IEEE PES T D 2010*, 2010, pp. 1–5.
- [56] S. Han, B. Lee, S. Kim, and Y. Moon, “Development of voltage stability index using synchro-phasor based data,” in *2009 Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific*, 2009, pp. 1–4.
- [57] P. D. Gill Estevez, M. Elizondo, and C. Galarza, “Voltage stability assessment using synchronized phasor measurements applied to the argentine power system,” in *2018 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, 2018, pp. 1–7.
- [58] S. M. Burchett, D. Douglas, S. G. Ghiocel, M. W. A. Liehr, J. H. Chow, D. Kosterev, A. Faris, E. Heredia, and G. H. Matthews, “An optimal thévenin equivalent estimation method and its application to the voltage stability analysis of a wind hub,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 4, pp. 3644–3652, 2018.
- [59] S. G. Ghiocel, J. H. Chow, D. B. Bertagnolli, M. Razanousky, G. Stefopoulos, B. Fardanesh, D. Maragal, M. Swider, and D. J. Sobajic, “Phasor-measurement-based voltage stability margin calculation for a power transfer interface with multiple injections and transfer paths,” in *2014 Power Systems Computation Conference*, 2014, pp. 1–6.
- [60] Xuran Wang, H. Sun, B. Zhang, W. Wu, and Qinglai Guo, “Real-time local voltage stability monitoring based on pmu and recursive least square method with variable forgetting factors,” in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, 2012, pp. 1–5.

- [61] R. Maharjan and S. Kamalasan, “Voltage stability index for online voltage stability assessment,” in *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, 2015, pp. 1–6.
- [62] Dinh Thuc Duong and K. Uhlen, “Online voltage stability monitoring based on pmu measurements and system topology,” in *2013 3rd International Conference on Electric Power and Energy Conversion Systems*, 2013, pp. 1–6.
- [63] M. N. Islam and W. Ongsakul, “Thevenin equivalent parameter tracking for on-line voltage stability assessment,” in *2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA)*, 2015, pp. 1–7.
- [64] B. Cui and Z. Wang, “Voltage stability assessment based on improved coupled single-port method,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 11, no. 10, pp. 2703–2711, 2017.
- [65] Y. Wang, I. R. Pordanjani, W. Li, W. Xu, T. Chen, E. Vaahedi, and J. Gurney, “Voltage stability monitoring based on the concept of coupled single-port circuit,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 4, pp. 2154–2163, 2011.
- [66] D. Niu, Z. Liu, and H. Yang, “Pmu configuration scheme of regional power system and dynamic voltage stability online evaluation of substation,” in *2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 2010, pp. 1–5.
- [67] H. Y. Su and C. W. Liu, “Estimating the voltage stability margin using pmu measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, p. 3221–3229, 2016.
- [68] A. Bidadfar, H. Hooshyar, M. Monadi, and L. Vanfretti, “Decoupled voltage stability assessment of distribution networks using synchrophasors,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, pp. 1–5.
- [69] A. R. R. Matavalam, A. Singhal, and V. Ajjarapu, “Monitoring long term voltage instability due to distribution transmission interaction using unbalanced μ pmu pmu measurements,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1–1, 2019.
- [70] C. D. Vournas, C. Lambrou, and P. Mandoulidis, “Voltage stability monitoring from a transmission bus pmu,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 4, pp. 3266–3274, 2017.
- [71] J. Liu and C. Chu, “Wide-area measurement-based voltage stability indicators by modified coupled single-port models,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 2, pp. 756–764, 2014.
- [72] T. S. K. Reddy and R. Sunitha, “Estimation of voltage stability margin using impedance matching method,” in *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*, 2017, pp. 1996–2002.
- [73] A. Perez, H. Jóhannsson, and J. Østergaard, “Wind farms generation limits and its

- impact in real-time voltage stability assessment,” in *2015 IEEE Eindhoven Power-Tech*, 2015, pp. 1–5.
- [74] A. Reddy and V. Ajjarapu, “Pmu based real-time monitoring for delayed voltage response,” in *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, 2015, pp. 1–6.
- [75] C. Thilakarathne, L. Meegahapola, and N. Fernando, “A modified lyapunov exponent based approach for real-time voltage stability assessment using pmus,” in *2018 8th International Conference on Power and Energy Systems (ICPES)*, 2018, pp. 104–108.
- [76] A. Reddy, K. Ekmen, V. Ajjarapu, and U. Vaidya, “Pmu based real-time short term voltage stability monitoring — analysis and implementation on a real-time test bed,” in *2014 North American Power Symposium (NAPS)*, 2014, pp. 1–6.
- [77] S. Dasgupta, M. Paramasivam, U. Vaidya, and V. Ajjarapu, “Pmu-based model-free approach for short term voltage stability monitoring,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–8.
- [78] G. Wang, C. Liu, M. Patel, and E. Farantatos, “Pmu-based monitoring of power system stability incorporating load and voltage dynamics,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, pp. 1–5.
- [79] N. Kawamoto, S. Takayama, and A. Ishigame, “Emergency voltage and reactive power control using reduction of variables considering effectiveness against voltage stability,” *2017 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2017.
- [80] K. Seethalekshmi and S. Singh, “WAMS assisted frequency and voltage stability based adaptive load shedding scheme,” *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, 2009.
- [81] E. Gonzalez Amador, A. Llamas, J. C. Mayo Maldonado, J. C. Rosas Caro, and J. E. Valdez Resendiz, “PMU based voltage stability indices with intermediate load compensation,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 16, no. 4, pp. 1172–1179, 2018.
- [82] H. Innah, D. A. Asfani, and T. Hiyama, “Voltage stability assessment based on discrimination principle,” in *2012 22nd Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2012, pp. 1–6.
- [83] H. Innah and T. Hiyama, “Neural network method based on pmu data for voltage stability assessment and visualization,” in *TENCON 2011 - 2011 IEEE Region 10 Conference*, 2011, pp. 822–827.
- [84] V. Salehi and O. Mohammed, “Real-time voltage stability monitoring and evaluation using synchrophasors,” in *2011 North American Power Symposium*, 2011, pp. 1–7.
- [85] G. Verbic and F. Gubina, “A new concept of voltage-collapse protection based on

- local phasors,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 19, no. 2, pp. 576–581, 2004.
- [86] M. Moghavvemi and F. M. Omar, “Technique for contingency monitoring and voltage collapse prediction,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 145, no. 6, pp. 634–640, 1998.
- [87] M. V. Suganyadevia and C. K. Babulalb, “Estimating of loadability margin of a power system by comparing voltage stability indices,” in *2009 International Conference on Control, Automation, Communication and Energy Conservation*, 2009, pp. 1–4.
- [88] I. Musirin and T. K. Abdul Rahman, “Novel fast voltage stability index (fvsi) for voltage stability analysis in power transmission system,” in *Student Conference on Research and Development*, 2002, pp. 265–268.
- [89] Z. Xi and W. C. Kong, “Comparison of voltage stability indexes considering dynamic load,” in *2011 IEEE Electrical Power and Energy Conference*, 2011, pp. 249–254.
- [90] Y. Gong and N. Schulz, “Synchrophasor-based real-time voltage stability index,” in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006, pp. 1029–1036.
- [91] Y. Nguegan, A. Claudi, and C. Strunge, “Online monitoring of the electrical power transfer stability and voltage profile stability margins in electric power transmission systems using phasor measurement units data sets,” in *2009 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference*, 2009, pp. 1–9.
- [92] B. Qinyu, Z. Yonggang, C. Zhuang, and P. Long, “Study of the voltage stability index considering transient process of the electromechanical in wind turbine,” in *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, 2016, pp. 1–5.
- [93] “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión,” Coordinador Eléctrico Nacional, Diciembre 2019. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/restricciones-en-el-sistema-de-transmision/>
- [94] “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión,” Coordinador Eléctrico Nacional, Diciembre 2018. [Online]. Available: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-para-la-seguridad-y-calidad-del-servicio/restricciones-en-el-sistema-de-transmision/>
- [95] S. de la Fuentes Fernandez, “Análisis conglomerado,” 2011.
- [96] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, “Power system dynamics: Stability and control,” 2008.
- [97] X. P. Zhang, “Emerging capability on power system modelling: System security, re-

- silience and recovery modelling,” *IET, The Institution of Engineering & Technology*, 2015.
- [98] “CDEC-SIC.” [Online]. Available: <http://www.cdecsic.cl/informes-y-documentos/fichas/indice-de-desempeno/>
- [99] “CDEC-SING.” [Online]. Available: http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_eaf_star_rep_pub.f_buscar_resp_obs_2%3Fp_tipo_rpt%3DENS
- [100] “Integrating inverter based resources into weak power systems reliability guideline,” North American Electric Reliability Corporation (NERC), 2017.
- [101] “Definitions and classification of power system stability,” IEEE/ CIGRE Joint Task Force, 2003.
- [102] J. Zhao, Z. Wang, C. Chen, and G. Zhang, “Robust voltage instability predictor,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, p. 1578–1579, 2017.
- [103] M. Parniani, J. H. Chow, L. Vanfretti, B. Bhargava, and A. Salazar, “Voltage stability analysis of a multiple-infeed load center using phasor measurement data,” in *Power Systems Conference and Exposition, 2006. PSCE, 2006*, pp. 1299–1305.
- [104] F. Gubina and B. StrmCnik, “Voltage collapse location and proximity index determination using voltage phasors approach,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, 1995.
- [105] H. Su and C. Liu, “Estimating the voltage stability margin using pmu measurements,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 4, pp. 3221–3229, 2016.
- [106] A. Perez, H. Jóhannsson, P. Lund, and J. Østergaard, “Evaluation of hvdc interconnection models for considering its impact in real-time voltage stability assessment,” in *2015 Modern Electric Power Systems (MEPS)*, 2015, pp. 1–6.
- [107] B. Cui and Z. Wang, “Voltage stability assessment based on improved coupled single-port method,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 11, no. 10, pp. 2703–2711, 2017.
- [108] L. Paniagua and R. B. Prada, “Voltage stability assessment using equivalent thevenin,” in *2015 IEEE Thirty Fifth Central American and Panama Convention (CONCAPAN XXXV)*, 2015, pp. 1–6.
- [109] P. D. Gill Estevez, M. Elizondo, and C. Galarza, “Voltage stability assessment using synchronized phasor measurements applied to the argentine power system,” in *2018 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, 2018, pp. 1–7.
- [110] T. S. K. Reddy and R. Sunitha, “Estimation of voltage stability margin using impedance matching method,” in *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*, 2017, pp. 1996–2002.

- [111] Huadong Sun, Xiaoxin Zhou, and Ruomei Li, “Accuracy analysis of static voltage stability indices based on power flow model,” in *2005 IEEE/PES Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific*, 2005, pp. 1–7.
- [112] U. Kerin and R. Krebs, “Pmu and dsa based wide area control system: Concept and application in large longitudinal system,” in *IEEE EUROCON 2017 -17th International Conference on Smart Technologies*, 2017, pp. 799–804.
- [113] J. P. Eckmann, S. O. Kamphorst, D. Ruelle, and S. Ciliberto, “Lyapunov exponents from time series,” in *Phys. Rev. A*, vol. 497, no. 34, 1986.
- [114] M. Dalali and H. K. Kargar, “Placement of pmus in hvdc connected networks considering voltage stability requirements,” in *2014 Smart Grid Conference (SGC)*, 2014, pp. 1–5.
- [115] T. Cui, Y. Shen, B. Zhang, J. Xu, S. Xiong, K. Zhang, and L. Liang, “Pmus-based voltage control of isolated power systems with high penetration of wind power,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 3, pp. 1198–1211, 2018.
- [116] S. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang, and C. Carter, “Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: Ercot experience,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–7.

Anexos

6.2. Resultados validación dinámica - Horas no críticas

6.2.1. Hora 1

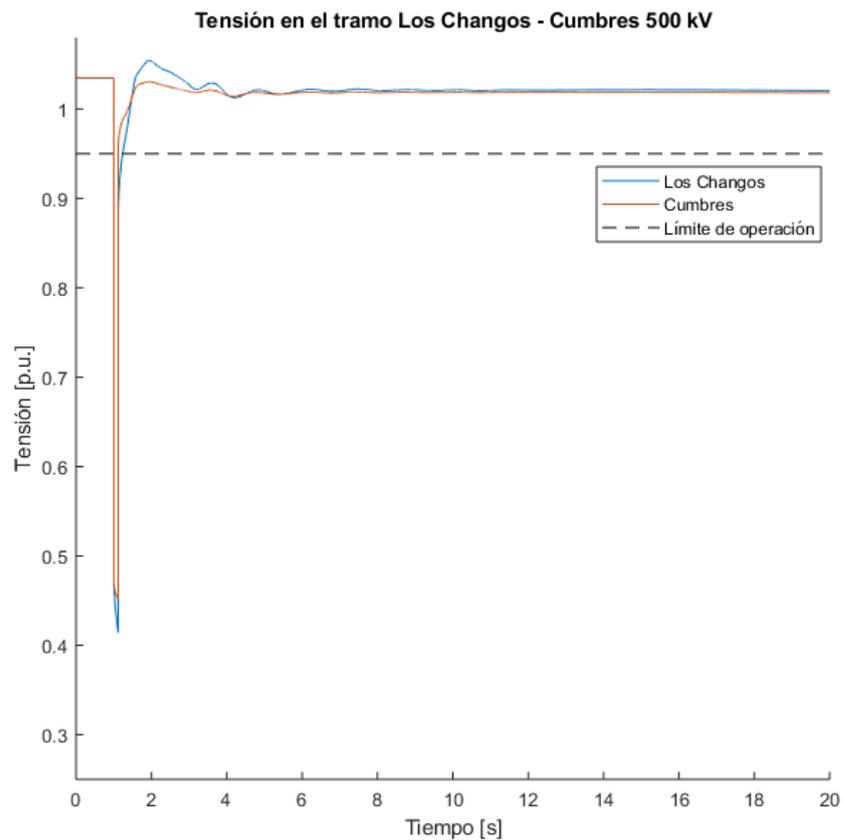


Figura 6.1: Tensión en la línea Los Chagos - Cumbres 500 kV. Hora 1 del conjunto no crítico.

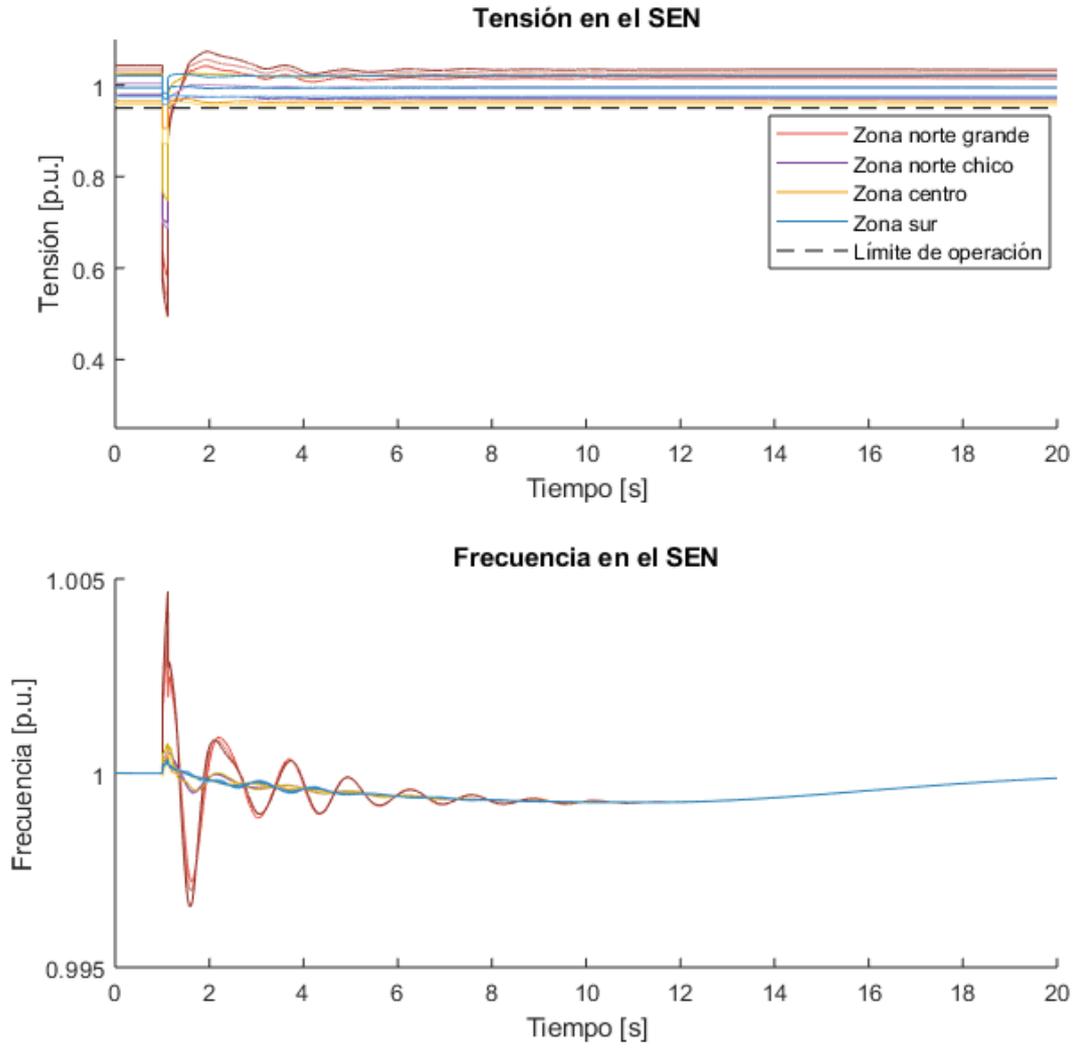


Figura 6.2: Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 1 del conjunto no crítico.

6.2.2. Hora 2

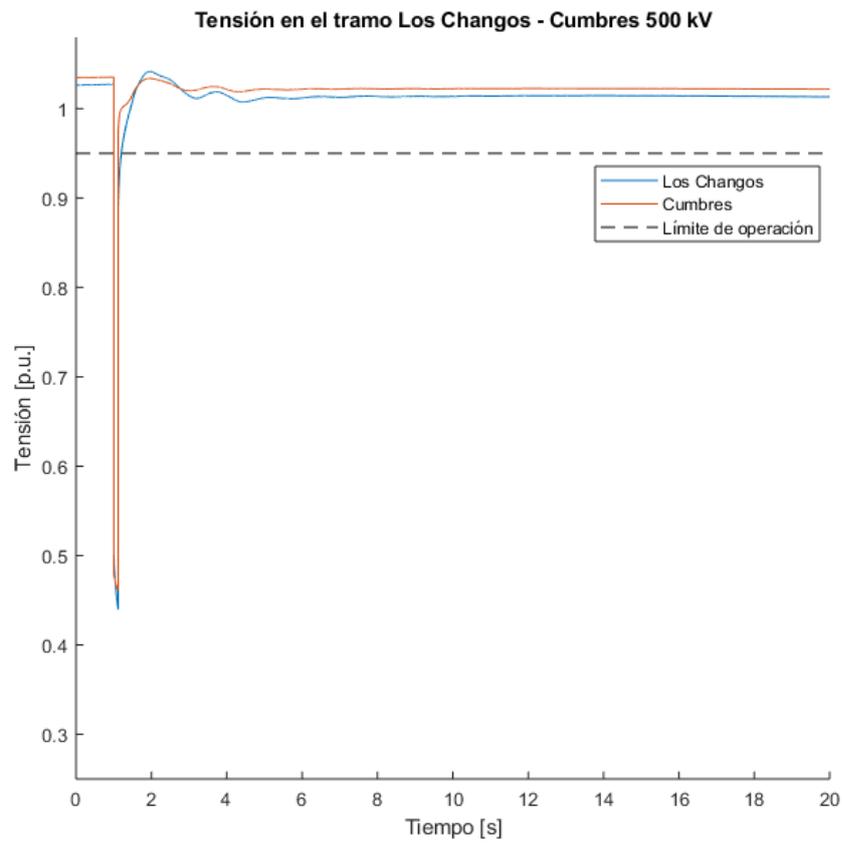


Figura 6.3: Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 2 del conjunto no crítico.

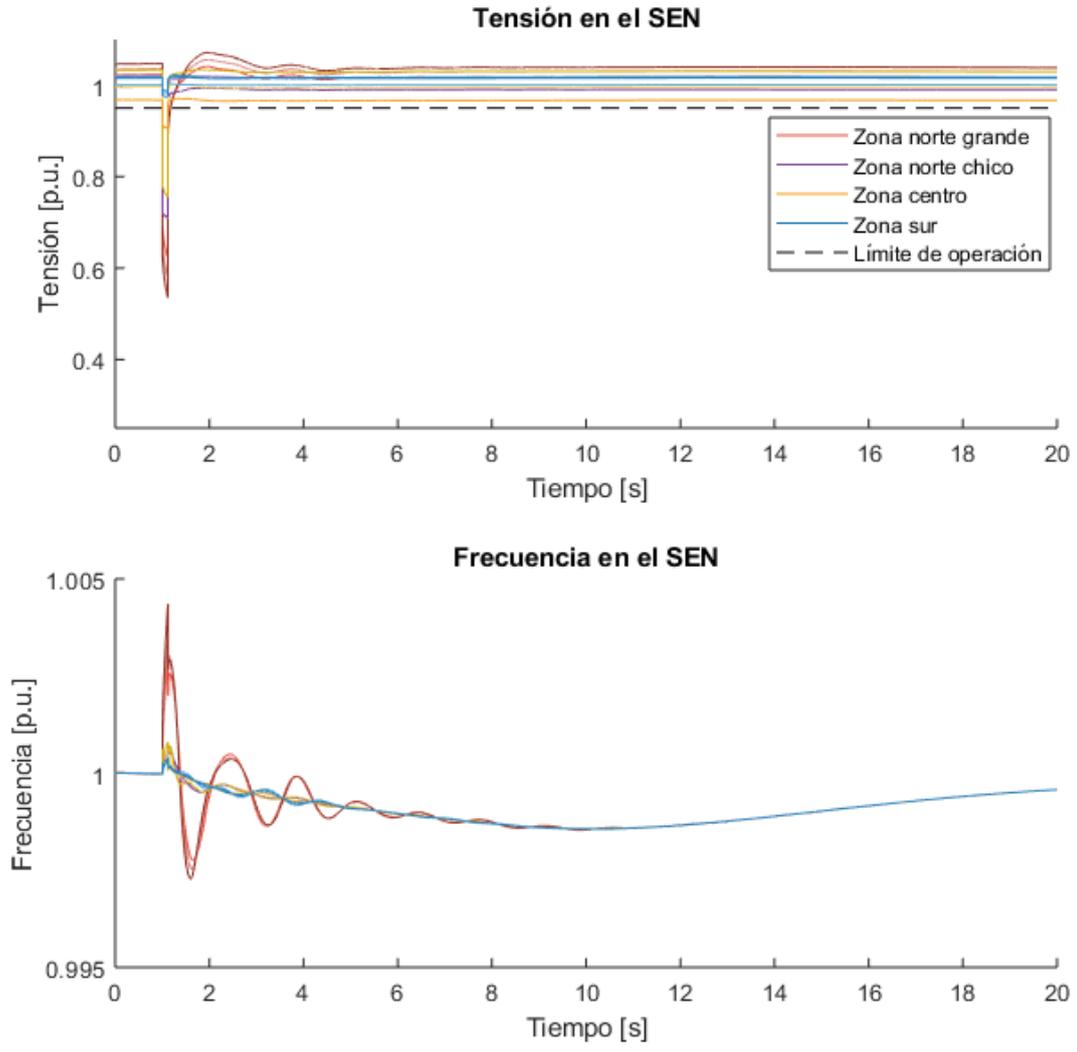


Figura 6.4: Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 2 del conjunto no crítico.

6.2.3. Hora 3

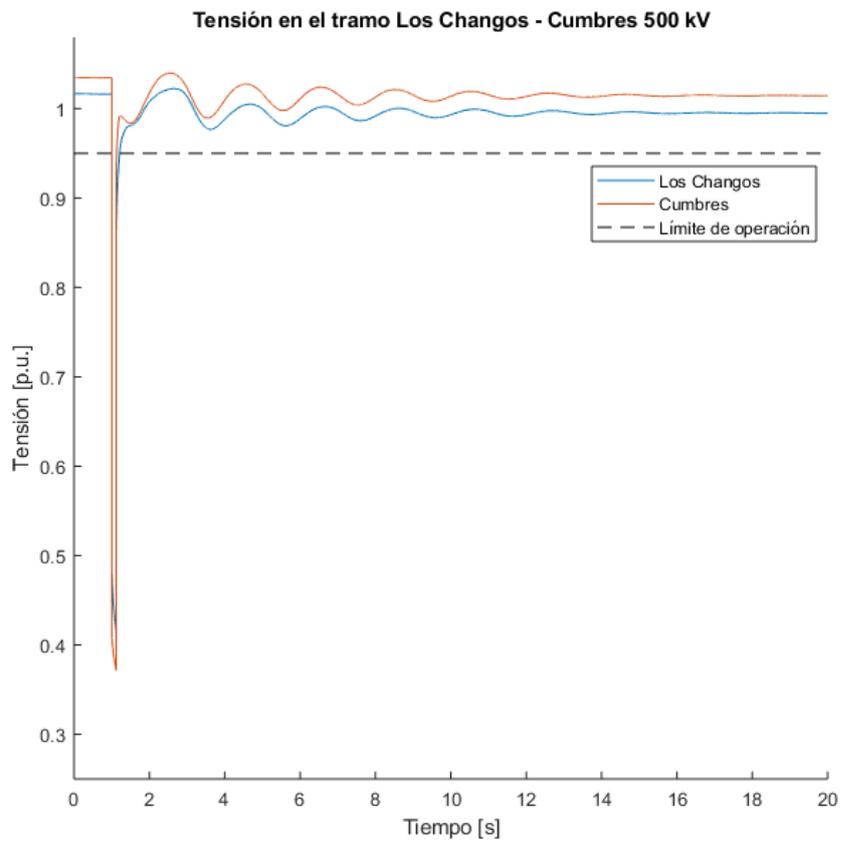


Figura 6.5: Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 3 del conjunto no crítico.

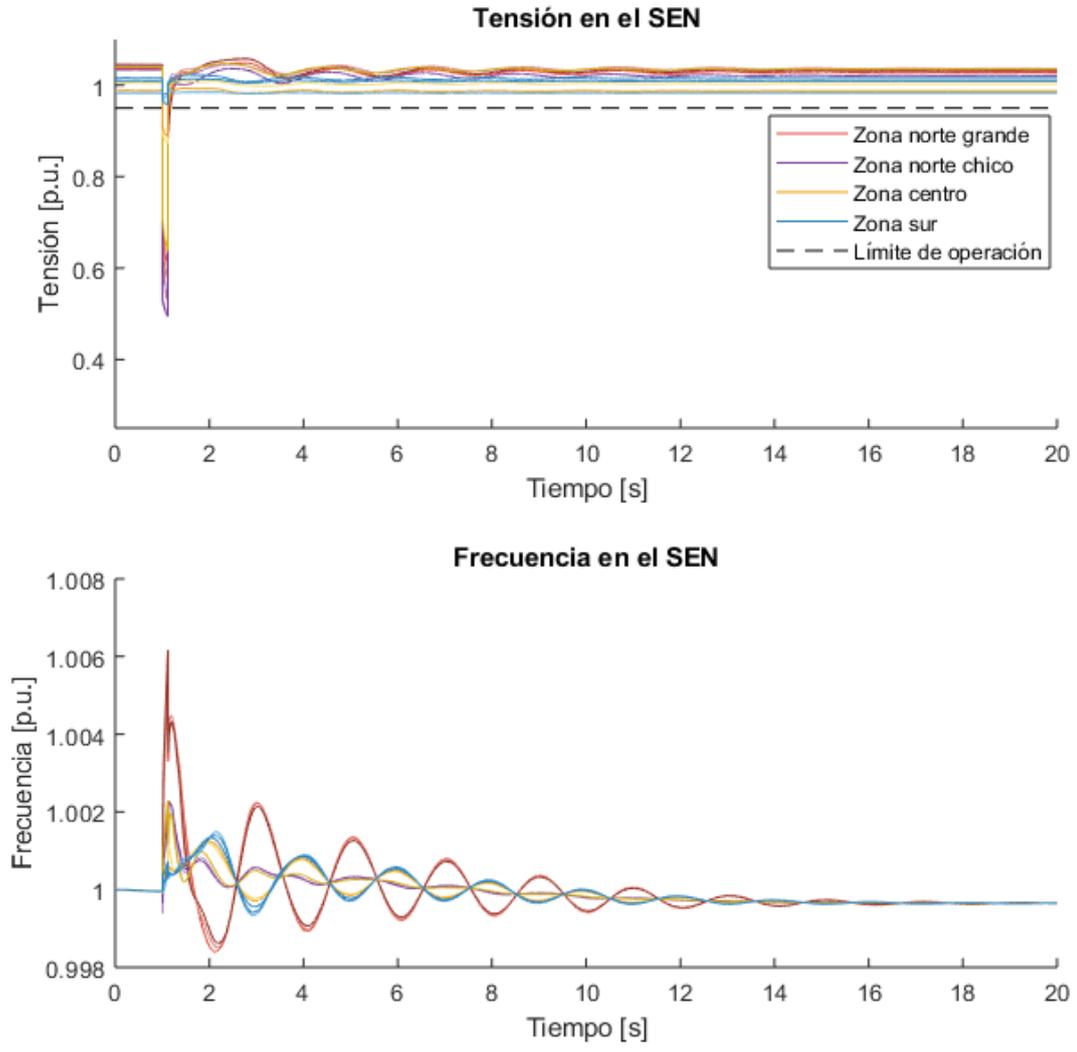


Figura 6.6: Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 3 del conjunto no crítico.

6.2.4. Hora 4

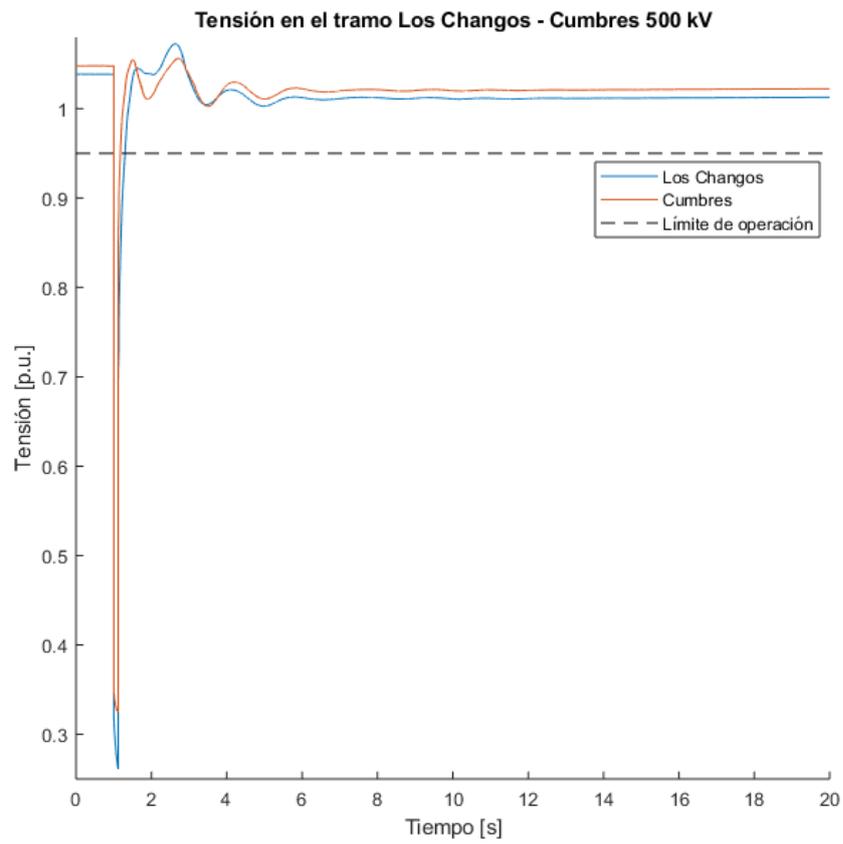


Figura 6.7: Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 4 del conjunto no crítico.

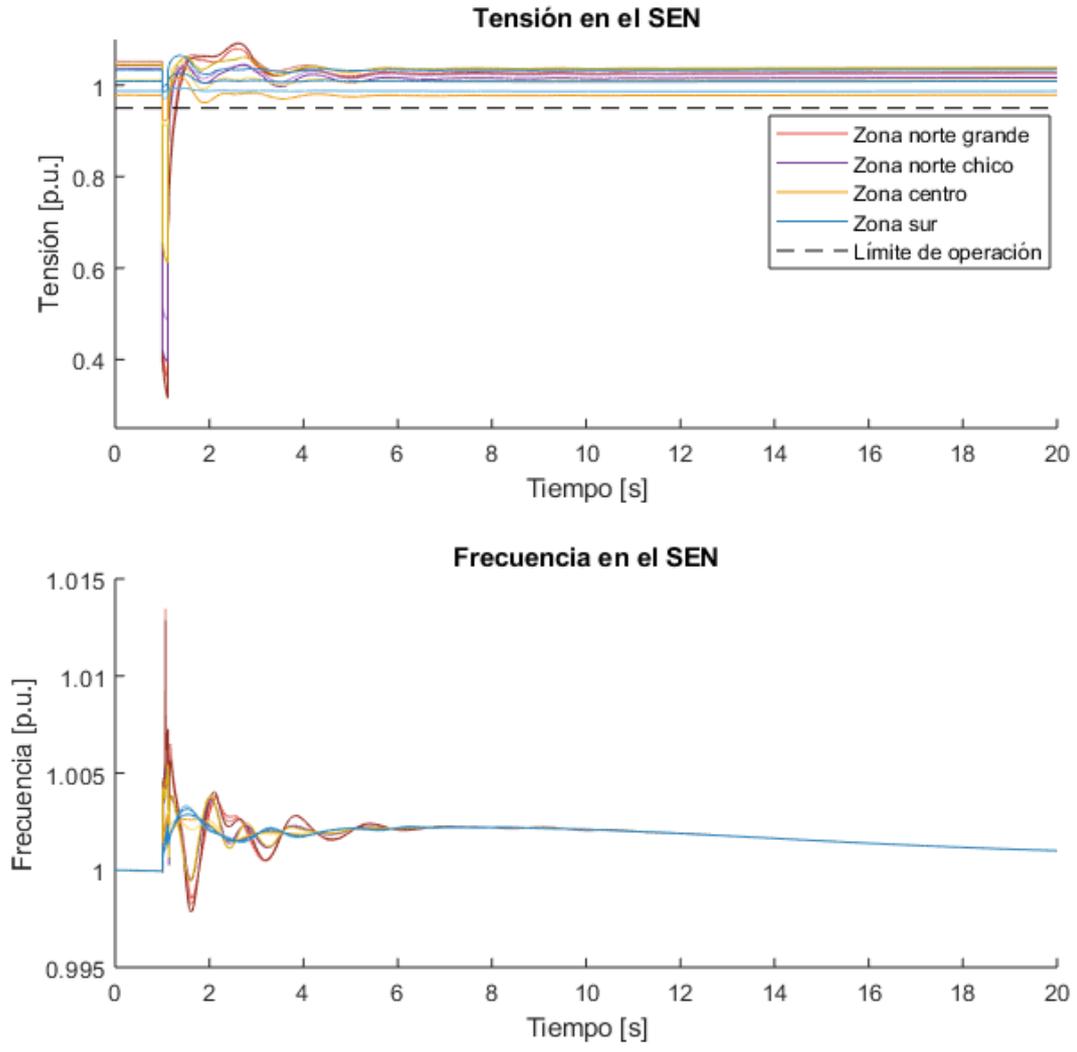


Figura 6.8: Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 4 del conjunto no crítico.

6.3. Resultados validación dinámica - Horas críticas

6.3.1. Hora 2

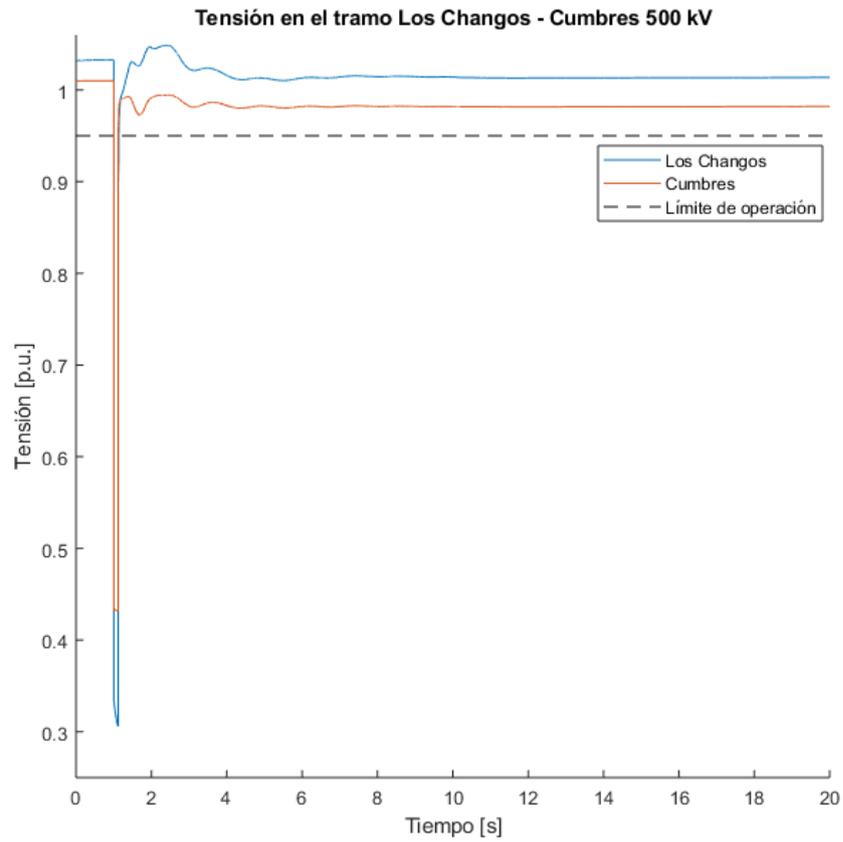


Figura 6.9: Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 2 del conjunto crítico.

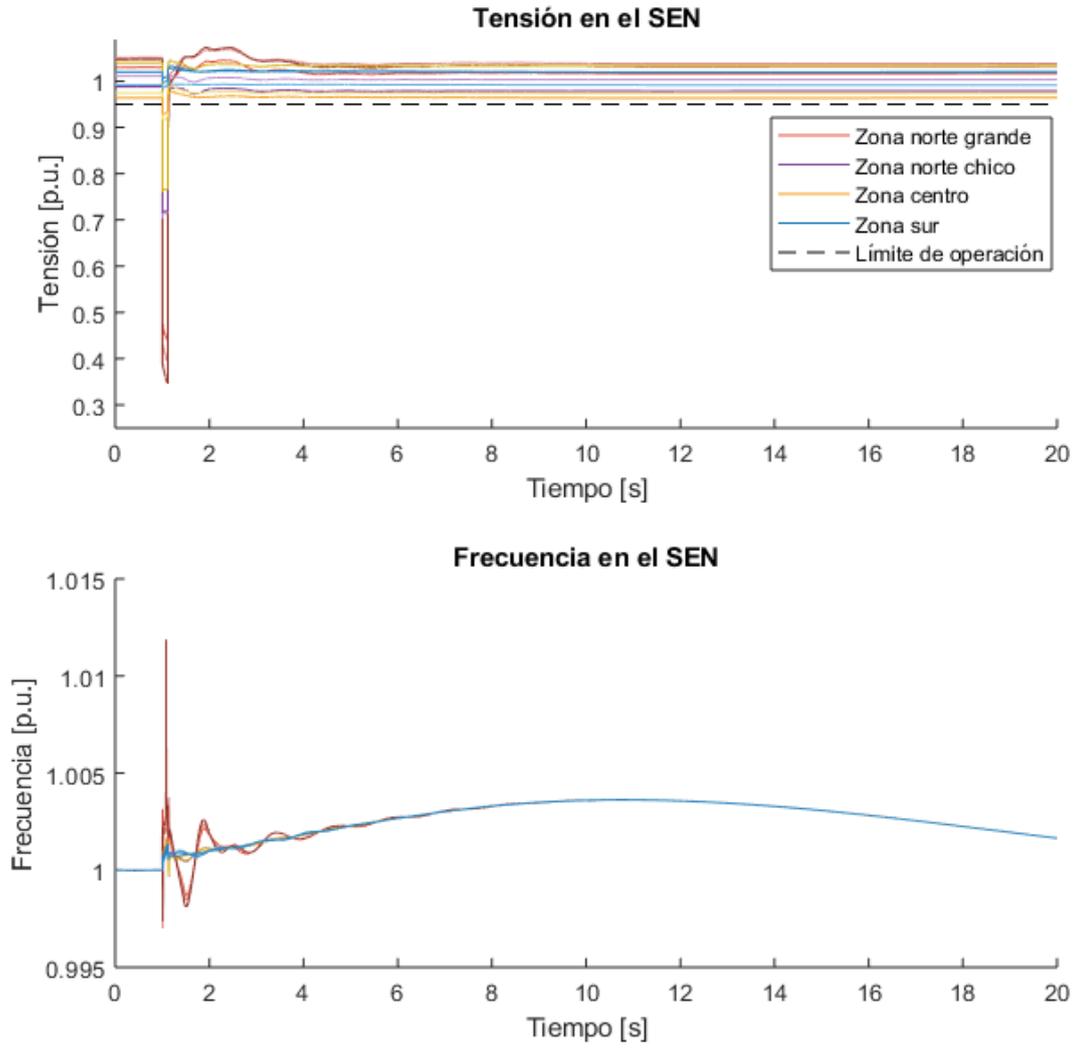


Figura 6.10: Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 2 del conjunto crítico.

6.3.2. Hora 3

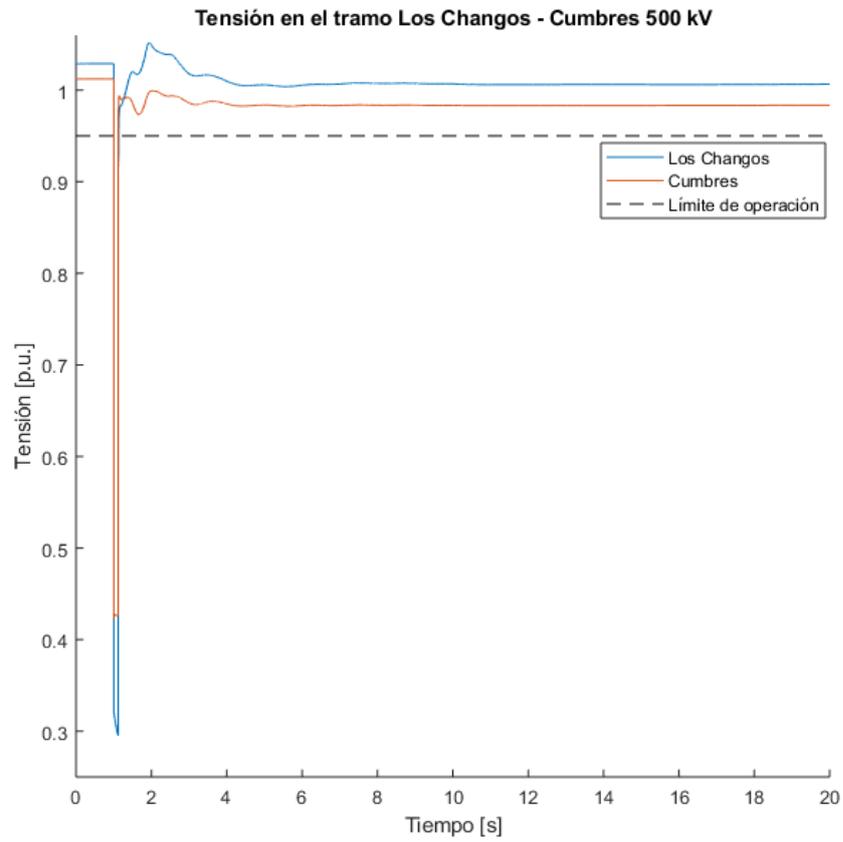


Figura 6.11: Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 3 del conjunto crítico.

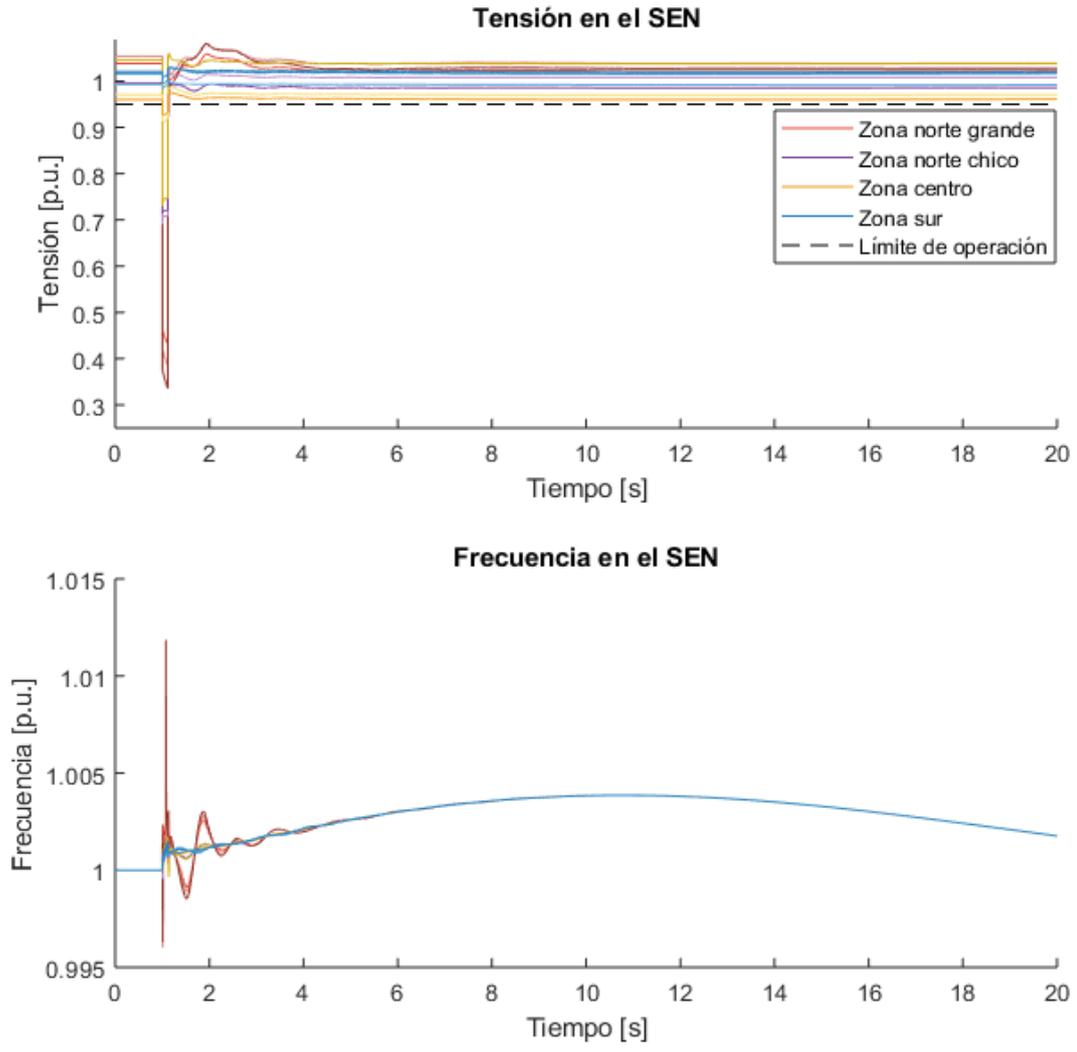


Figura 6.12: Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 3 del conjunto crítico.

6.3.3. Hora 4

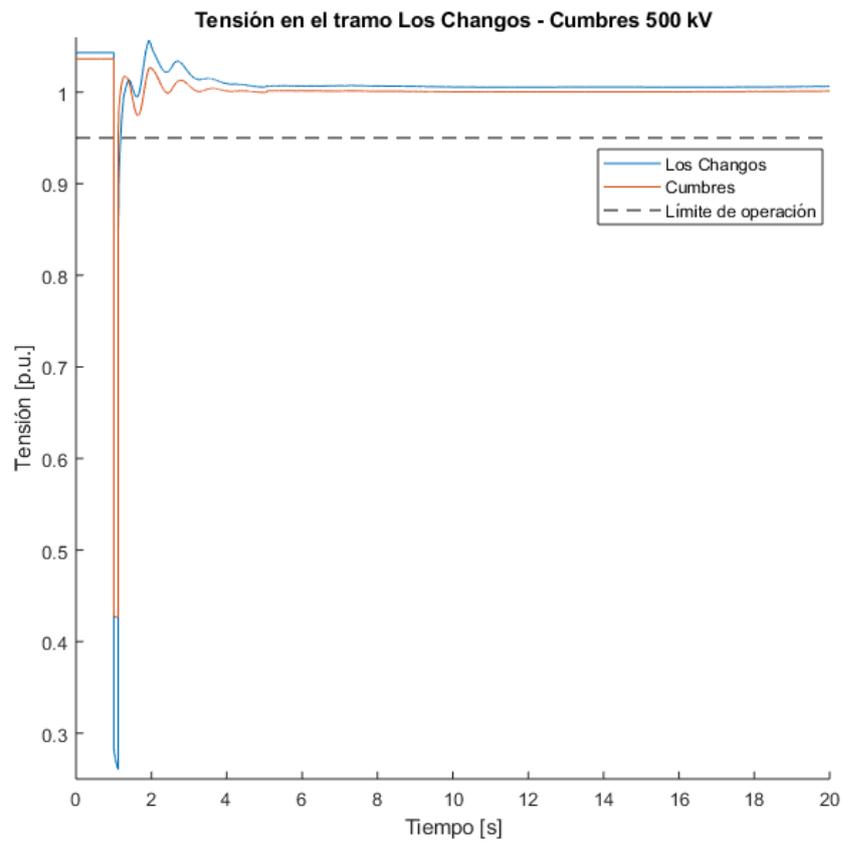


Figura 6.13: Tensión en la línea Los Changos - Cumbres 500 kV. Hora 4 del conjunto crítico.

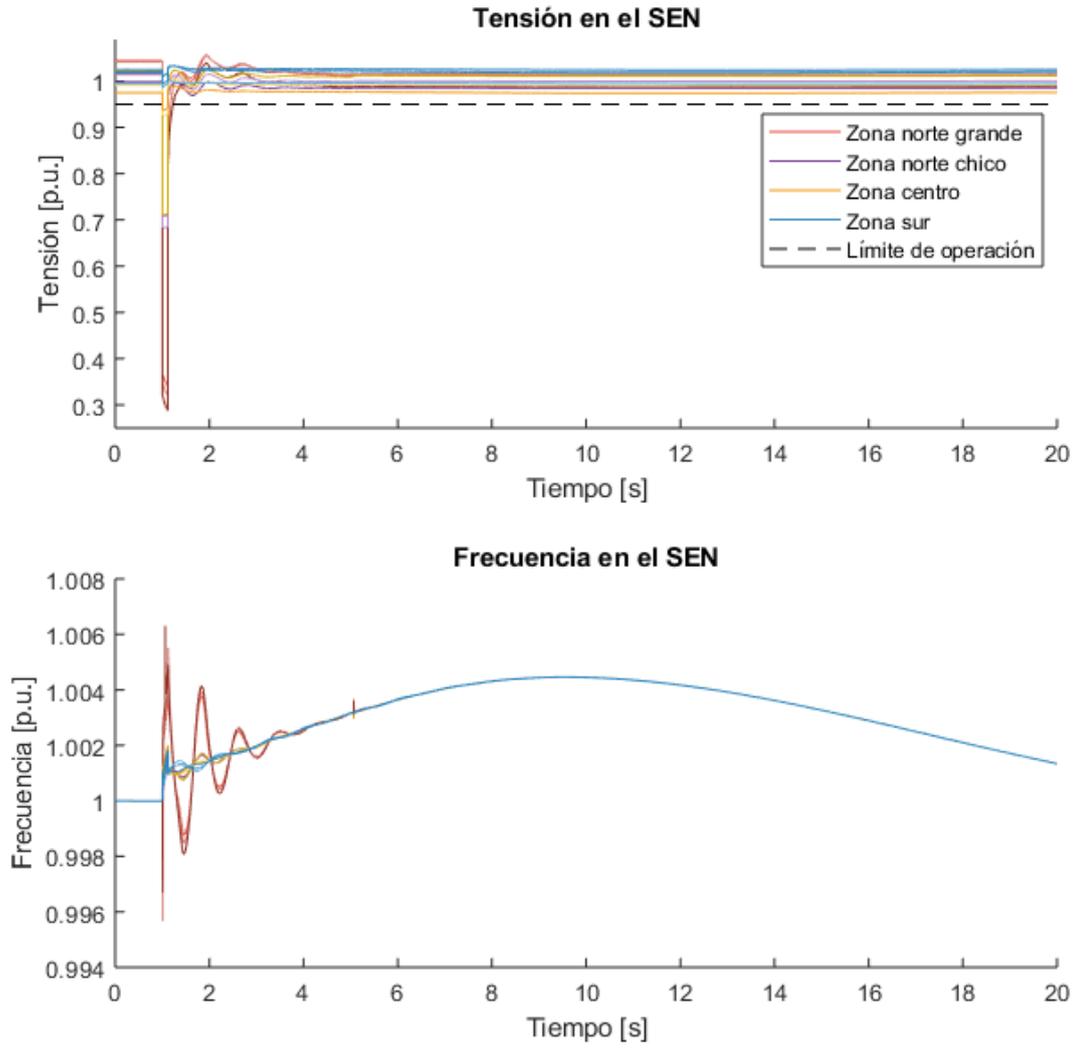


Figura 6.14: Tensión y frecuencia en distintas zonas del SEN. Hora 4 del conjunto crítico.