



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

IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DÉBILES DESDE LA PERSPECTIVA DE ESTABILIDAD EN
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DOMINADOS POR CONVERTIDORES

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CRISTIAN GABRIEL VALENZUELA RÍOS

PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ÁNGELA FLORES QUIROZ
JOSÉ ESPINOZA CASTRO

SANTIAGO DE CHILE
2024

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: CRISTIAN VALENZUELA RÍOS
FECHA: 2024
PROFESOR GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

IDENTIFICACIÓN DE ÁREAS DÉBILES DESDE LA PERSPECTIVA DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DOMINADOS POR CONVERTIDORES

La transición hacia sistemas eléctricos dominados por tecnologías variables con convertidores plantea desafíos para mantener la estabilidad de la red. Actualmente, existen diversas medidas correctivas para mejorar la estabilidad en condiciones de red débiles. Desde acciones de corto plazo, como la operación forzada de centrales de generación convencional, hasta medidas a largo plazo como el refuerzo clásico por medio de generadores síncronos, nuevos circuitos de línea y la adopción de nuevos modos de operación de los convertidores. No obstante, para implementar eficazmente estas medidas correctivas es fundamental identificar previamente las áreas problemáticas en términos de su robustez.

Esta tesis propone una herramienta off-line capaz de identificar automáticamente las áreas débiles mediante el análisis de la información de despacho y las características del sistema. Para lograr esto, se ha desarrollado una metodología de tres etapas aplicada al Sistema Eléctrico Nacional chileno. Este proceso implica la identificación de modos de operación característicos del sistema, seguido por la delimitación de áreas de tensión coherentes para cada modo de operación y finalmente la cuantificación de la robustez de cada área. Los resultados demuestran un desempeño satisfactorio del indicador propuesto para la cuantificación de la robustez y validan la efectividad de la herramienta desarrollada.

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia. Tanto mi papá como mi mamá me han dado su apoyo incondicional en todo el proceso de mi educación, desde que era pequeño quedándose por las noches a repasar materia, ayudando con trabajos, maquetas (que nunca me quedaban bien jajaja) y entregándome todo el tiempo del mundo para poder lograr todo lo que me propusiese. Han sido un pilar importante en mi vida y siempre estaré eternamente agradecido de todo lo que me han entregado y en la persona que gracias a ellos logre convertirme. También agradecer a mis hermanos y la Alejandra. Gracias al Cristóbal y la Alejandra, fueron mis “papás” de Santiago, me dejaron vivir con ellos, se preocupaban por mí y me daban su apoyo siempre que podían. Gracias a la Andrea por todos los momentos lindos cuando pequeños, haciendo tonteras con las que ella salía lastimada jajajaj, por estar siempre para alegrarme con tus ocurrencias que me servían para despejarme de todo. Gracias a la María José por enseñarme a ser un hermano mayor y por siempre darme un poquito de su felicidad en los días de estrés de la universidad. Aunque hace un tiempo ya no estas en mi vida, también agradecer al Carlos, fue la primera persona que me dio un tour por la universidad, me conto sus historias, anécdotas, me ayudo a sentirme cómodo en la universidad y siempre que llegaba los domingos, aparecía ahí con alguna de sus ocurrencias que ayudaban a poner su granito de felicidad en mis momentos antes de volver a Santiago.

Imposible no olvidarme del grupo de amigos que logre hacerme en la universidad. El Lucho, Jotita, Jano, Max, fueron con quienes compartí muchas ventanas en la U, muchos ratos libres, cumpleaños, todos los momentos juntos los llevo conmigo y les agradezco infinito el haber hecho del tiempo en la U algo bonito de recordar.

Por supuesto no puedo dejar de agradecer a ese grupo con el que hasta día de hoy sigo compartiendo anécdotas y momentos, el Alonso y Rivera. Todavía recuerdo ese día donde nos pidieron hacer grupos de a 3 para empezar el trabajo de SEP, llámalo suerte, destino o como quieran, pero nunca me imaginaria que desde ese momento se formó una de las amistades más lindas que he tenido. Nos apoyamos en todo, celebramos juntos, nos levantamos el ánimo en momentos malos, incluso vivimos un estadillo social juntos. Han sido personas importantes en mi vida y les agradezco mucho el estar siempre ahí, que sepan que, aunque pasen los años, siempre seremos los AVENGERS. Gracias totales Tony y Cap.

Por último, dar un agradecimiento especial a Tamara. Has sido un gran apoyo durante la última etapa de mis estudios y una fuente infinita de mis alegrías. Gracias por ser mi soporte incondicional en los buenos y malos momentos. Estoy seguro de que juntos llegaremos al final de esta etapa y que siempre podremos contar el uno con el otro en todos los futuros planes y desafíos que tengamos de aquí en adelante.

Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Hipótesis.....	3
1.3. Objetivo general	3
1.4. Objetivos específicos	3
1.5. Estructura de la tesis	3
Capítulo 2: Marco teórico	4
2.1. Robustez en sistemas de potencia.....	4
2.2. Efectos de las TGVCC en la robustez de los SEP	4
2.3. TGVCC y estabilidad de los SEP	5
2.3.1. Inestabilidad impulsada por el <i>Phase Looked Loop</i>	6
2.3.2. Inestabilidad impulsada por el control vectorial.....	9
2.3.3. Oscilaciones inestables impulsada por los convertidores	11
2.3.4. Inestabilidad de tensión debido a bajos niveles de cortocircuito	13
2.3.5. Comentarios finales	15
2.4. Indicadores para cuantificar la robustez de los SEP	15
2.4.1. Short Circuit Ratio (SCR).....	16
2.4.2. Composite Short Circuit Ratio (CSCR).....	17
2.4.3. Weighted Short Circuit Ratio (WSCR)	18
2.4.4. Equivalent Short Circuit Ratio (ESCR)	19
2.4.5. Comparación cualitativa entre indicadores.....	22
2.5. Metodologías existentes para cuantificar la robustez de los SEP	22
Capítulo 3: Metodología	31
3.1. Etapa I: Adquisición de datos	32

3.2. Etapa II: Determinación de modos de operación característicos del sistema y áreas de tensión coherente	33
3.3. Etapa III: Selección de indicador de robustez por barra y por área.....	38
3.3.1. Selección del indicador de robustez por barra.....	40
3.3.2. Selección del indicador de robustez por ATC	42
Capítulo 4: Casos de estudio.....	44
4.1. Punto de operación para la selección indicador de robustez	44
4.2. Puntos de operación para la validación de la herramienta off-line	45
Capítulo 5: Resultados y discusiones.....	48
5.1. Desarrollo de la herramienta off-line	48
5.1.1. Etapa II: Determinación de modos de operación característicos y áreas de tensión coherentes.....	49
5.1.2. Etapa III: Selección de indicador de robustez por barra y por área	55
5.1.3. Selección del indicador de robustez por barra.....	55
5.1.4. Selección del indicador de robustez por ATC	57
5.2. Validación de la herramienta off-line	58
Capítulo 6: Conclusiones generales y proyecciones	63
6.1. Sumario	63
6.2. Conclusiones.....	63
6.3. Trabajo futuro	63
Capítulo 7: Bibliografía	65

Índice de Tablas

TABLA 2-1: CAPACIDAD DE LAS CENTRALES EÓLICAS, POTENCIA DE CORTOCIRCUITO Y SCR.....	20
TABLA 2-2: FACTORES DE INTERACCIÓN ENTRE LAS CENTRALES EÓLICAS	20
TABLA 2-3: RESULTADOS DEL ESCR Y SCR PARA CADA BARRA	21
TABLA 2-4: COMPARATIVA CUALITATIVA ENTRE LOS DISTINTOS INDICADORES ESTUDIADOS	22
TABLA 4-1: PUNTO DE OPERACIÓN SELECCIONADO PARA LLEVAR A CABO EL ANÁLISIS PRELIMINAR.....	44
TABLA 4-2: PRIMER PUNTO DE OPERACIÓN SELECCIONADO PARA LLEVAR A CABO LA VALIDACIÓN.....	46
TABLA 4-3: SEGUNDO PUNTO DE OPERACIÓN SELECCIONADO PARA LLEVAR A CABO LA VALIDACIÓN.....	46
TABLA 5-1: RESULTADOS DE LA CUANTIFICACIÓN DE LA ROBUSTEZ POR ATC USANDO EL IDD Y EL ISCR.....	57
TABLA 5-2: ERROR CUADRÁTICO MEDIO PARA LAS METODOLOGÍAS DE CÁLCULO PROPUESTAS.....	58

Índice de Figuras

FIGURA 2-1: CORRIENTE DE FALLA DE UN GS (SUPERIOR) Y UNA UNIDAD TGVCC (INFERIOR). EXTRAÍDO DE [18].	5
FIGURA 2-2: LUGAR DE LA RAÍZ DEL SISTEMA PARA DISTINTAS GANANCIAS DEL PLL. (A) SCR=4.0, (B) SCR=1.6 Y (C) SCR=1.3. EXTRAÍDO DE [28].	7
FIGURA 2-3: SCR EN FUNCIÓN DE LA GANANCIA MÁXIMA K_p DEL PLL. EXTRAÍDO DE [28].	8
FIGURA 2-4: RESPUESTA ANTE UN CAMBIO EN LA GANANCIA DEL PLL DESDE 10 A 100 PARA UN SISTEMA CON UN $SCR = 1,3$. EXTRAÍDO DE [28].	8
FIGURA 2-5: AMORTIGUAMIENTO EN FUNCIÓN DE K_p CONSIDERANDO UN $SCR=4$. EXTRAÍDO DE [33].	9
FIGURA 2-6: DIAGRAMA DE UN CONVERTIDOR CONECTADO A LA RED. EXTRAÍDO DE [26].	9
FIGURA 2-7: DIAGRAMA FASORIAL DEL SISTEMA ANTE UN INCREMENTO DEL 10% EN LA CORRIENTE id . EXTRAÍDO DE [26].	11
FIGURA 2-8: DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA LINEALIZADO.	12
FIGURA 2-9: GRÁFICO DE LOS VALORES PROPIOS DEL SISTEMA A LAZO CERRADO AL VARIAR LA REACTANCIA DE LA RED. EXTRAÍDO DE [15].	13
FIGURA 2-10: VARIACIÓN EN LOS PERFILES DE VOLTAJE ANTE UNA VARIACIÓN DE CARGA. EXTRAÍDO DE [39].	14
FIGURA 2-11: RESPUESTA DINÁMICA DE LOS VOLTAJES ANTE DISTINTOS NIVELES DE PENETRACIÓN TGVCC. EXTRAÍDO DE [16].	15
FIGURA 2-13: TGVCC CONECTADAS EN DISTINTOS NODOS MV PERO EN EL MISMO NODO HV DE UN SEP.	17
FIGURA 2-12: TGVCC CONECTADAS EN DISTINTOS NODOS HV Y MV DE UN SEP.	19
FIGURA 2-14: SISTEMA EQUIVALENTE DE THEVENIN DE DOS BARRAS.	23
FIGURA 2-15: DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA FORMACIÓN DE ÁREAS ENTRE LOS GENERADORES.	26
FIGURA 2-16: DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA ADICIÓN DE LAS CARGAS A LAS ÁREAS CON GENERADORES.	27
FIGURA 3-1: DIAGRAMA GENERAL DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA.	31
FIGURA 3-2: DIAGRAMA METODOLÓGICO PARA DESARROLLAR LA HERRAMIENTA OFF-LINE.	32
FIGURA 3-3: MODELO IEEE DE 9 BARRAS.	35
FIGURA 3-4: EJEMPLO ILUSTRATIVO DE ATC EN UN SEP. A LA DERECHA CON LAS ÁREAS CORRECTAMENTE DEFINIDAS Y A LA IZQUIERDA CON UN PROBLEMA EN SU CONECTIVIDAD.	37
FIGURA 3-5: EJEMPLO ILUSTRATIVO DE ÁREAS DE CONTROL DE TENSIÓN PARA 3 MODOS DE OPERACIÓN CARACTERÍSTICOS DE UN SISTEMA ELÉCTRICO.	38
FIGURA 3-6: DIAGRAMA GENERAL DE LA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DEL INDICADOR DE ROBUSTEZ.	39
FIGURA 3-7: EJEMPLO DEL CÁLCULO DEL IDD PARA UNA DETERMINADA BARRA DEL SISTEMA.	40
FIGURA 3-8: METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL INDICADOR DE ROBUSTEZ POR ATC.	43
FIGURA 4-1: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA EN ESTUDIO PARA EL PUNTO DE OPERACIÓN USADO PARA LA SELECCIÓN DEL INDICADOR DE ROBUSTEZ.	45
FIGURA 4-2: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA EN ESTUDIO PARA EL PRIMER PUNTO DE OPERACIÓN USADO PARA LA VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA OFF-LINE.	47
FIGURA 4-3: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA EN ESTUDIO PARA EL SEGUNDO PUNTO DE OPERACIÓN USADO PARA LA VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA OFF-LINE.	48
FIGURA 5-1: GRÁFICO DE CODO PARA EL PUNTO DE OPERACIÓN USADO EN LA SELECCIÓN INDICADOR DE ROBUSTEZ.	51
FIGURA 5-2: GRÁFICO DE CODO PARA EL PRIMER PUNTO DE OPERACIÓN USADO EN LA VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA OFF-LINE.	51
FIGURA 5-3: GRÁFICO DE CODO PARA EL SEGUNDO PUNTO DE OPERACIÓN USADO EN LA VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA OFF-LINE.	52
FIGURA 5-4: RESULTADOS DE LAS ATC EN EL PUNTO DE OPERACIÓN SELECCIONADO PARA DEFINIR EL INDICADOR DE ROBUSTEZ.	53
FIGURA 5-5: RESULTADOS DE LAS ATC PARA EL PRIMER PUNTO DE OPERACIÓN SELECCIONADO PARA VALIDAR LA HERRAMIENTA OFF-LINE.	54
FIGURA 5-6: RESULTADOS DE LAS ATC PARA EL SEGUNDO PUNTO DE OPERACIÓN SELECCIONADO PARA VALIDAR LA HERRAMIENTA OFF-LINE.	55
FIGURA 5-7: MAPA DE CALOR PARA EL IDD, ISCR Y ESCR DE LAS BARRAS EN ESTUDIO.	56
FIGURA 5-8: RESULTADOS COMPARATIVOS ENTRE LA RESPUESTA TEMPORAL DE LA TENSION EN BARRAS CON DISTINTOS NIVELES DE ISCR.	57
FIGURA 5-9: RESULTADOS CUANTIFICACIÓN DE LA ROBUSTEZ POR ATC PARA EL PRIMER PUNTO DE OPERACIÓN USADO PARA LA VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA.	59
FIGURA 5-10: DESEMPEÑO DINÁMICO DE LAS BARRAS EN EL ATC1 Y ATC3 PARA EL PRIMER PUNTO DE OPERACIÓN UTILIZADO EN LA VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA.	60
FIGURA 5-11: RESULTADOS CUANTIFICACIÓN DE LA ROBUSTEZ POR ATC PARA EL SEGUNDO PUNTO DE OPERACIÓN USADO PARA LA VALIDACIÓN.	61

FIGURA 5-12: DESEMPEÑO DINAMICO DE LAS BARRAS EN EL ATC1 Y ATC5 PARA EL SEGUNDO PUNTO DE OPERACIÓN UTILIZADO EN LA VALIDACIÓN DE LA HERRAMIENTA.62

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

La estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) es un factor clave a considerar para su correcto funcionamiento, tanto a nivel de seguridad como a nivel económico. La interrupción del suministro eléctrico producto de una contingencia puede acarrear enormes consecuencias económicas y sociales. A modo de ejemplo, el apagón del Noreste de Estados Unidos en el 2003 dejó casi al 20% de la población estadounidense en la oscuridad durante periodos de horas hasta días, generando una pérdida económica de más de 6 mil millones de dólares [1]. A lo anterior se le puede sumar el apagón de Canadá en el año 2003 [2], los apagones de Brasil en los años 2009 y 2018 [3], [4] o el de Reino Unido en el año 2019 [5], que también provocaron enormes pérdidas económicas e impactos sociales negativos [6]. Producto de lo anterior, para enfrentar los problemas de estabilidad en los SEP, así como para minimizar sus posibles impactos en la sociedad, los operadores de red realizan constantemente estudios para identificar situaciones críticas que puedan arriesgar la estabilidad de los SEP y determinar medidas que aseguren su integridad.

En el contexto anterior, el nivel de corriente de cortocircuito en un cierto punto de la red es un indicador típico de la robustez de un SEP. Mientras mayor sea el nivel de cortocircuito en un punto de la red, mayor será la robustez en dicho punto, lo que indica que los voltajes en las barras serán menos sensibles a variaciones en los flujos de potencia activa y reactiva [7]. Lo anterior se debe a que las impedancias equivalentes de la red vistas desde el punto en cuestión son relativamente bajas y, por consiguiente, las sensibilidades $\delta V/\delta P$ y $\delta V/\delta Q$ también, haciendo que los voltajes en las barras del sistema varíen menos ante cambios en los flujos de potencia [8]. Los niveles de cortocircuito también son un indicador de la robustez de los SEP para enfrentar contingencias severas [9]. En efecto, los SEP con altos niveles de cortocircuito, por lo general, se caracterizan por tener un gran número de generadores síncronos (GS) que proporcionan altas corrientes de fallas. Así, durante contingencias, los GS de la red responden fuertemente a caídas de voltaje en el lugar de la falla, con la finalidad de restaurar la situación, provocando que los voltajes de las barras se alejen menos de su valor de referencia, reduciendo así la posibilidad de colapsos de tensión y/o respuestas inestables. De esta forma, a medida que los niveles de corriente de cortocircuito aumentan, el desempeño dinámico de los SEP durante contingencias mejora.

Históricamente, la estabilidad de los SEP ha dependido en gran medida de los GS y sus controladores. Sin embargo, durante los últimos años, este paradigma ha estado cambiando debido a la creciente penetración de tecnologías de generación variable con convertidores (TGVCC). Este nuevo escenario trae diversas problemáticas debido a las diferencias fundamentales entre los GS y las TGVCC. Una primera diferencia son los limitados aportes de corrientes de cortocircuito que pueden entregar las TGVCC en comparación a los GS. Mientras estos últimos son capaces de proveer corrientes de cortocircuito de hasta 6 veces su corriente nominal [10], las TGVCC solo pueden aportar entre 1,1 y 1,5 veces su valor nominal de corriente [8] debido a limitaciones térmicas de la electrónica de potencia involucrada [11]. Por otra parte, la estrategia de control implementada en los convertidores influye fuertemente en los niveles de corriente de cortocircuito que las TGVCC aportan durante fallas. Esta es otra diferencia clave respecto

a los GS, en cuyo caso los niveles de cortocircuito dependen casi únicamente de sus características eléctricas y físicas. De esta manera, el desplazamiento de GS por TGVCC provoca una reducción generalizada de los niveles de cortocircuito de los SEP y por ende de la robustez de estos. Lo anterior implica un peor desempeño dinámico de los SEP tanto durante régimen permanente como durante contingencias, haciéndolos más propensos a presentar problemas de estabilidad.

La respuesta dinámica de los convertidores, así como su interacción con la red durante contingencias, está principalmente dictada por las características del sistema de control asociado y en menor medida por las características físicas de la electrónica de potencia del convertidor [10]. Esto último es contrario a lo que ocurre en los GS, donde sus propiedades físicas como su inercia y sus parámetros eléctricos juegan un rol fundamental al momento de definir la respuesta transitoria de la máquina. Un convertidor típico está compuesto por lazos de control con tiempos de respuesta rápidos como el lazo *Phase Locked Loop* (PLL) o el lazo de control interno de corriente. En este contexto, varias investigaciones y experiencias prácticas han mostrado que estos lazos de control son a menudo uno de los principales impulsores de inestabilidad en las TGVCC, especialmente cuando éstas se conectan a redes débiles o con bajos niveles de robustez [8], [11], [12]. Con respecto a la estabilidad del PLL, la mayoría de las TGVCC que se conectan hoy en día a los SEP hacen uso de este elemento para sincronizarse con la red. Durante cortocircuitos, el PLL debe seguir cambios rápidos en el ángulo de la tensión en el punto de conexión del convertidor, por lo que puede entregar un valor de ángulo erróneo al controlador. De esta manera, la corriente inyectada por el convertidor a la red lo hace en base a una fase incorrecta, provocando oscilaciones en la tensión en la barra las que podrían llevar a una inestabilidad [13]. Varias experiencias prácticas han mostrado que la conexión de convertidores en zonas débiles de la red puede ocasionar la aparición de oscilaciones mal amortiguadas que terminan llevando a una inestabilidad en el sistema [14]. Ejemplo de lo anterior se dio en el año 2014 en la Región Autónoma Uygur de Xinjiang, China [14]. Estudios posteriores mostraron que las oscilaciones de potencia que llevaron a la desconexión de GS en la región se debieron a la poca robustez existente en el punto de conexión del convertidor [15]. Otros estudios recientes han mostrado la importancia de la disminución de la robustez en los SEP con altos niveles de TGVCC [12], [16].

La disminución de los niveles de robustez en los SEP a medida que aumentan los niveles de TGVCC, unido al mal desempeño dinámico que estas unidades presentan al conectarse a sistemas débiles, impondrá grandes desafíos para la mantención de la estabilidad en los sistemas de potencia futuros. Si bien los desafíos son amplios en términos de operación y control, uno de los primeros desafíos que se debe resolver es la generación de herramientas capaces de identificar áreas débiles de los SEP [17]. Dichas herramientas permitirán a los operadores de red definir medidas correctivas de forma de garantizar la seguridad del servicio eléctrico en tiempo real disminuyendo, por ende, la probabilidad de pérdida de carga y apagones.

En el contexto anterior, el objetivo principal de este trabajo es desarrollar una herramienta práctica que permita la identificación de áreas débiles en los SEP con altos niveles de TGVCC, considerando criterios de robustez.

1.2. Hipótesis

- Hipótesis 1 (*H1*): Indicadores como el Short-Circuit Ratio o el Equivalent Short-Circuit Ratio no son suficientes como indicador del desempeño dinámico de la tensión durante contingencias para sistemas de potencia con altos niveles de TGVCC.
- Hipótesis 2 (*H2*): Es posible definir un indicador de robustez que se condiga con el desempeño dinámico del sistema ante contingencias y que no requiera del desarrollo de simulaciones dinámicas.
- Hipótesis 3 (*H3*): Las áreas de tensión coherentes con menor valor de robustez presentan un desempeño dinámico ante contingencias comparativamente peor que las áreas con mayor valor de robustez.

1.3. Objetivo general

El objetivo general de la presente tesis es desarrollar una metodología para la detección de áreas débiles, en sistemas eléctricos con una alta penetración de TGVCC, considerando criterios de robustez.

1.4. Objetivos específicos

- Objetivo específico 1 (*OE1*): Analizar el estado del arte respecto a la importancia de los niveles de cortocircuito en los sistemas eléctricos y su influencia en la estabilidad de la red.
- Objetivo específico 2 (*OE2*): Realizar una revisión bibliográfica respecto a las metodologías que se han propuesto para cuantificar la robustez de los SEP.
- Objetivo específico 3 (*OE2*): Definir índices que permitan cuantificar la robustez del sistema eléctrico, considerando los niveles de cortocircuito y la interacción de las TGVCC.
- Objetivo específico 4 (*OE4*): Desarrollar una herramienta fuera de línea que, con base en el punto de operación del sistema, pueda identificar automáticamente las áreas débiles del sistema en términos de estabilidad.
- Objetivo específico 4 (*OE5*): Validar la herramienta propuesta con un modelo dinámico detallado del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile, por medio de simulaciones en el dominio del tiempo.

1.5. Estructura de la tesis

El presente documento se estructura de la siguiente manera: En el capítulo 2 se incluye presenta un marco teórico detallado con los conceptos principales para comprender la totalidad del trabajo realizado. En el capítulo 3 se describe en detalle la metodología implementada. En el capítulo 4 se exponen los casos de estudios utilizados para la validación de la solución propuesta. En el capítulo 5 se presentan los resultados finales de la implementación de la metodología en los casos de estudios considerados. Finalmente, en el capítulo 6 se exponen las conclusiones de la tesis.

Capítulo 2: Marco teórico

2.1. Robustez en sistemas de potencia

La robustez de los SEP se utiliza para caracterizar a nivel general el desempeño dinámico de los sistemas frente a diferentes condiciones de operación tanto en régimen permanente como durante contingencias [7]. Este indicador entrega una medida de la capacidad del sistema para permanecer estable en condiciones normales de operación y volver a una condición estable después de ser sometido a una perturbación [7]. La robustez de un SEP se cuantifica típicamente a través del nivel de corriente de cortocircuito, o Short-Circuit Ratio (SCR), en un cierto punto de la red.

El SCR entrega una medida de la sensibilidad del voltaje (magnitud y ángulo) ante cambios en los flujos de potencia [8]. Altos niveles de corrientes de cortocircuito en una barra indican que el SEP es robusto en dicho punto, implicando que sus voltajes no se desviarán significativamente frente a perturbaciones. Bajos niveles de corriente de cortocircuito, por otra parte, se relacionan con sistemas débiles, que presentan voltajes con una alta sensibilidad frente a cambios en los flujos de potencia activa y reactiva [8]. Los SEP con altos niveles de SCR presentan un mejor desempeño dinámico durante contingencias, siendo menos propensos a presentar problemas de estabilidad. Los sistemas robustos generalmente se caracterizan por tener un gran número de GS, siendo estos una de las principales fuentes que contribuyen a los niveles de cortocircuito [12]. Los GS responden fuertemente a las variaciones de voltaje en el lugar de la falla tratando de restaurar la situación pre falla y apoyando así la estabilidad del sistema. De esta manera, el SCR también se puede ver como una medida de qué tan “fuerte” es la respuesta dinámica de un sistema ante una contingencia.

2.2. Efectos de las TGVCC en la robustez de los SEP

Tal como se mencionó en la introducción, las TGVCC como las unidades eólicas o fotovoltaicas, son capaces de aportar entre 1,1 a 1,5 veces su corriente nominal durante contingencias, debido a los límites térmicos asociados a los elementos de electrónica de potencia [8]. En contraste, los GS aportan corrientes de falla significativamente mayores, llegando hasta 6 veces el valor de su corriente nominal [10]. A modo ilustrativo, en la Figura 2-1 [18] se observa la corriente de falla de un GS y una unidad TGVCC al ocurrir un cortocircuito trifásico a los 300 [ms]. Se observa que el GS inyecta una corriente de falla máxima mucho mayor que la unidad TGVCC. Además, para el caso del GS, el valor máximo de la corriente se alcanza durante los primeros milisegundos después del inicio de la falla, mientras que, en el caso del convertidor, la respuesta posee un retardo cercano a los 20 [ms] asociado al sistema de control.

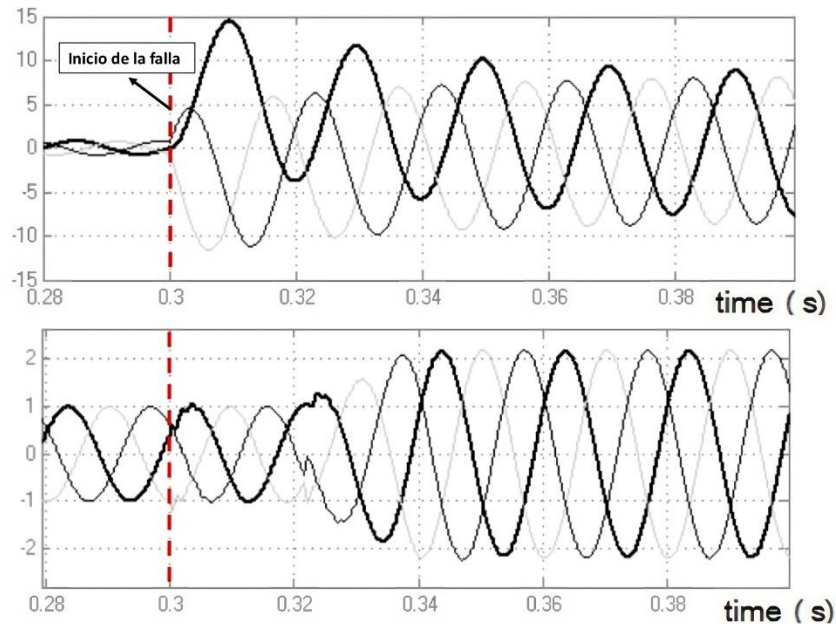


Figura 2-1: Corriente de falla de un GS (superior) y una unidad TGVC (inferior). Extraído de [18].

Considerando que los GS son una de las principales fuentes que contribuyen a los niveles de cortocircuito [12], su reemplazo por TGVC afecta directamente la robustez de los SEP, viéndose reducida en las zonas donde ocurre el desplazamiento de unidades convencionales por TGVC. La reducción de los niveles de cortocircuito provoca un aumento de las sensibilidades $\delta V/\delta P$ y $\delta V/\delta Q$ [8], generando que pequeñas variaciones en los flujos de potencia alteren significativamente los niveles de tensión de la red. Lo anterior puede provocar que los voltajes del sistema tengan mayores caídas durante contingencias, empeorando la regulación de voltaje y haciendo que el sistema sea más propenso a sufrir colapsos de tensión o inestabilidad. Así mismo, las caídas de tensión pueden acelerar considerablemente los rotores de las máquinas síncronas cercanas al punto de falla, pudiendo generar su pérdida de sincronismo [19]. Por lo tanto, la reducción de los niveles de cortocircuito de un SEP producto del reemplazo de GS por TGVC, puede afectar la respuesta dinámica del sistema haciéndolo más propenso a presentar problemas de estabilidad [19] al reducir su robustez.

2.3. TGVC y estabilidad de los SEP

La disminución de los niveles de robustez en los SEP conlleva un sinnúmero de desafíos en la estabilidad de estos. Varias investigaciones han mostrado que el comportamiento dinámico de las centrales TGVC puede resultar especialmente desafiante en redes débiles [8], [11], [12]. Desafortunadamente, muchas TGVC de gran escala a menudo se encuentran en áreas débiles de la red donde los niveles de cortocircuito ya son bajos [8], [11]. Esto se debe a que los mayores potenciales eólicos y solares generalmente se encuentran en áreas remotas, lejos de los centros de generación y con escasa capacidad de transmisión [20]. Dependiendo del modo de control utilizado en los convertidores, el desempeño dinámico de las TGVC depende en gran medida de la existencia de una referencia de voltaje estable de la red [8]. A medida que los niveles de cortocircuito del sistema se reducen, la referencia de voltaje se vuelve menos estable, lo que significa que su valor se ve más afectado por la inyección de corriente de las TGVC

(mayor sensibilidad de la tensión a cambios en los flujos de potencia). En consecuencia, en dichas circunstancias, es más probable que surjan interacciones de control complejas ya que cada dispositivo que controla una cantidad eléctrica tiene más impacto en dispositivos vecinos [8].

Un convertidor típico comprende lazos de control y algoritmos con tiempos de respuesta rápidos, como los lazos internos de control de corriente o los *Phase Locked Loop* (PLL). La experiencia ha demostrado que estos lazos de control son los principales causantes de inestabilidad en las plantas renovables modernas [8], [11], [12]. Especialmente en el caso de redes débiles, se ha comprobado que es más probable que las TGVCC experimenten inestabilidades de control tanto en el lazo de corriente interno como en el lazo de control de voltaje [11], [21].

La capacidad de soportar voltajes bajos durante cortocircuitos también puede ser extremadamente desafiante para las plantas TGVCC, particularmente en el caso de redes débiles [8], [11], [13], [22]. Sin embargo, los códigos de red actuales no permiten que estas centrales se desconecten durante condiciones anormales porque esto podría empeorar los efectos de la falla [22]. De hecho, en la mayoría de los países, las TGVCC deben permanecer conectadas a la red durante fallas y también contribuir a mantener la estabilidad de tensión mediante la inyección de corrientes reactivas (concepto conocido como *fault ride through*) [23]. Varios estudios han reportado la importancia de que las TGVCC permanezcan conectadas e inyecten corrientes reactivas durante fallas en la red para contribuir a mantener la estabilidad del sistema [13], [24].

Bajo el contexto anterior, en las siguientes secciones se detallan los efectos que puede generar en la estabilidad del sistema la conexión de TGVCC en puntos débiles de la red.

2.3.1. Inestabilidad impulsada por el *Phase Locked Loop*

La gran mayoría de las TGVCC que se conectan hoy en día lo hacen en el modo de operación *grid following* [25]. En este modo, el convertidor inyecta una cantidad fija de potencia activa y reactiva al sistema, siguiendo el voltaje y la frecuencia que impone la red en el punto de conexión. Para lo anterior, el convertidor se sincroniza con la red por medio de un PLL, el cual estima la tensión y ángulo en el punto de conexión común (PCC). En este contexto, diversos trabajos [26], [27], [28], [29], [30], [31], [32] han analizado la relación existente entre el desempeño dinámico del PLL durante perturbaciones y los niveles de cortocircuito de la red en función de sus parámetros. Los resultados han mostrado que las TGVCC conectadas en redes débiles son mucho más propensas a experimentar inestabilidad producto del mal funcionamiento del PLL. Particularmente, en [28] se realiza un análisis de los valores propios de un inversor conectado a una red, considerando distintas ganancias para el PLL y distintos valores del SCR del sistema en el PCC, obteniéndose los resultados presentados en la Figura 2-2.

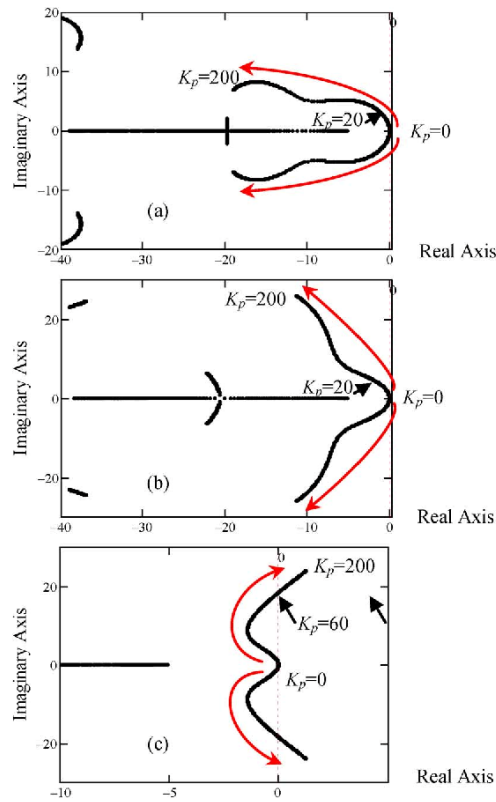


Figura 2-2: Lugar de la raíz del sistema para distintas ganancias del PLL. (a) SCR=4.0, (b) SCR=1.6 y (c) SCR=1.3. Extraído de [28].

De la figura anterior se observa que para valores del SCR de 4,0 y 1,6, el sistema es estable para todos los valores de K_p (ganancia del PLL). De hecho, a medida que la ganancia del PLL aumenta, los polos del sistema se mueven hacia el semiplano izquierdo. Por el contrario, cuando el SCR es 1,3, el sistema se vuelve inestable para valores $K_p > 60$, mostrando que las ganancias del PLL deben ser reducidas en caso de redes poco robustas.

El hecho de que en redes débiles sea necesario el uso de una ganancia reducida para tener un buen desempeño del PLL puede interpretarse de la siguiente manera: Cuando la red a la cual se conecta el convertidor es muy débil, la fase del voltaje en el PCC (V_{PCC}) es muy sensible a las inyecciones de corriente d y q del mismo. Así, mientras el PLL intenta ajustar el ángulo de referencia (θ_{PLL}) para seguir correctamente la fase del V_{PCC} , en paralelo el convertidor inyecta corrientes a la red usando un θ_{PLL} erróneo como referencia, por lo que altera más el valor de V_{PCC} . Dado que el ángulo de fase de la tensión en el PCC puede cambiar demasiado rápido, es muy probable que el PLL no sea capaz de seguirla. De esta manera, al reducir el valor de la ganancia del PLL, este se ralentiza, por lo que θ_{PLL} cambia más lentamente, dando como resultado cambios reducidos en la inyección de corriente, disminuyendo, así, la posibilidad de inestabilidad.

A modo ilustrativo, en [28] se llevó a cabo un análisis de la ganancia máxima que el PLL puede alcanzar en función del nivel de cortocircuito antes de generar una respuesta inestable en el sistema. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 2-3, donde se observa que cuando el sistema tiene un SCR mayor a 1,32 siempre será estable, independiente del valor de la ganancia del PLL. Sin embargo, para un sistema más débil,

con valores de $SCR \leq 1,32$, la ganancia del PLL debe ser menor a 60. Lo anterior confirma el hecho de que a medida que se reduce la robustez de la red, el rango de valores que la ganancia del PLL puede adquirir también se ve reducido.

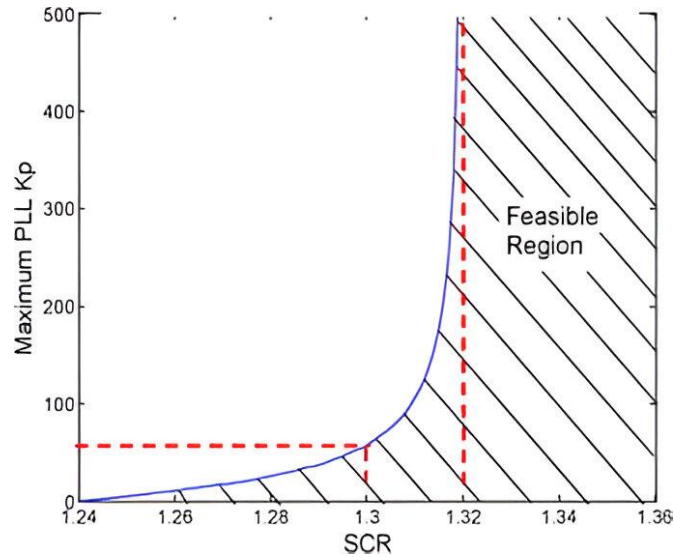


Figura 2-3: SCR en función de la ganancia máxima K_p del PLL. Extraído de [28].

A modo de ejemplo de la respuesta dinámica del sistema ante variaciones en K_p , en la Figura 2-4 se observa la variación de tensión en la barra de conexión del convertidor para un sistema con un $SCR = 1,3$, cuando se genera un cambio en la ganancia del PLL desde 10 a 100 en $t = 9$ [s]. La inestabilidad con la ganancia mayor es evidente debido a las oscilaciones de amplitud creciente en el tiempo.

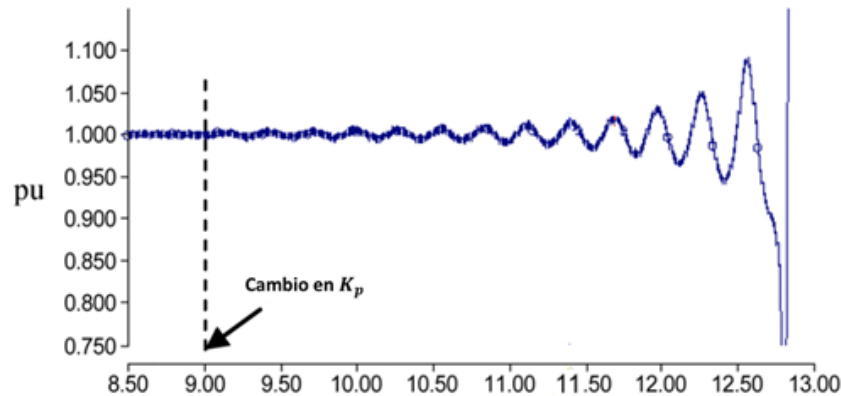


Figura 2-4: Respuesta ante un cambio en la ganancia del PLL desde 10 a 100 para un sistema con un $SCR = 1,3$. Extraído de [28].

Sin embargo, es importante tener en cuenta que el uso de una ganancia para el PLL demasiado pequeña repercute directamente en el amortiguamiento de las oscilaciones del sistema, particularmente para el caso de redes robustas [27]. La Figura 2-5 muestra que, para un sistema robusto, con $SCR = 4$, el amortiguamiento se reduce en la medida que la ganancia del PLL disminuye, lo que finalmente se puede traducir en la aparición de oscilaciones inestables en el sistema. De esta forma, no es recomendable el funcionamiento con ganancias de PLL muy bajas. Además, ganancias muy bajas en redes

robustas también pueden resultar en una respuesta dinámica lenta frente a cambios de consigna [33].

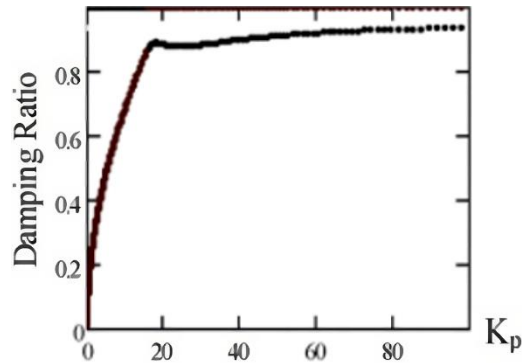


Figura 2-5: Amortiguamiento en función de K_p considerando un SCR=4. Extraído de [33].

Cabe destacar que se han propuesto diversos métodos para mejorar la estabilidad del PLL en sistemas poco robustos. Entre estos métodos se incluye la adición de impedancias de compensación resistivas e inductivas, con el fin de disminuir virtualmente la impedancia de la red [34], cambios en el control proporcional-integral que constituye el PLL [35] e incluso la sustitución del PLL por osciladores virtuales para realizar el proceso de sincronización con la red [36].

2.3.2. Inestabilidad impulsada por el control vectorial

En [26] los autores muestran una problemática particular asociada al sistema de control vectorial empleado en los convertidores, cuando estos últimos se conectan a una red débil. Particularmente, muestran cómo ante un aumento de la potencia activa inyectada por el convertidor, la tensión en el PCC comienza a disminuir su valor, pudiendo generar caídas que afecten la estabilidad de tensión en dicho punto de la red. Lo anterior se demuestra por medio de un ejemplo numérico [26]. La Figura 2-6 representa un convertidor conectado a la red a través de una línea de transmisión, definida por medio de la reactancia X_g . El sistema de control vectorial del convertidor se basa en la tensión del PCC. El eje d del sistema de ejes dq se alinea con el fasor de voltaje del PCC, cumpliéndose que $P = V_{PCC} \cdot i_d$ y $Q = -V_{PCC} \cdot i_q$. De esta manera, cambios en la corriente del eje d afectarán la potencia activa P sin influir sobre la potencia reactiva Q y de forma similar, cambios en la corriente del eje q afectarán únicamente la potencia reactiva Q sin alterar la potencia activa P .

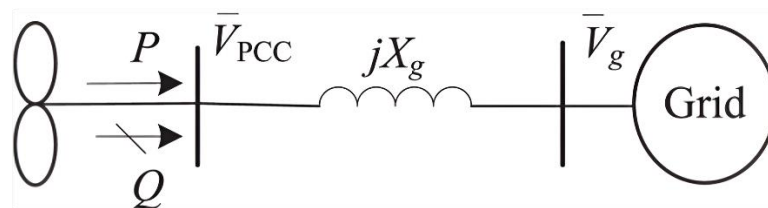


Figura 2-6: Diagrama de un convertidor conectado a la red. Extraído de [26].

La relación entre las corrientes inyectadas por el convertidor, el voltaje en el PCC y el voltaje de la red es la siguiente.

$$v_{PCC,d} + jv_{PCC,q} = jX_g(i_d + ji_q) + \bar{V}_g \quad (1)$$

Si se considera que \bar{V}_{PCC} esta alineado con el eje d , la ecuación anterior puede escribirse según:

$$V_{PCC} = v_{PCC,d} = -X_g i_q + V_g \cos \delta \quad (2)$$

$$0 = v_{PCC,q} = X_g i_d - V_g \sin \delta$$

donde δ es el angulo entre \bar{V}_{PCC} y \bar{V}_g . Combinando las dos ecuaciones presentadas en (2) se obtienen las siguientes expresiones.

$$V_{PCC} = -X_g i_q + \sqrt{V_g^2 - (X_g i_d)^2} \quad (3)$$

$$\Delta V_{PCC} = -X_g \Delta i_q - c \Delta i_d \quad (4)$$

donde se cumple que c representa la siguiente expresión.

$$c = \frac{X_g}{\sqrt{\left(\frac{V_g}{X_g i_d}\right)^2 - 1}} \quad (5)$$

Notar que $c \rightarrow 0$ implica que el sistema tiene un alto nivel de cortocircuito, mientras que $c \rightarrow \infty$ implica que el sistema tiene un bajo nivel de cortocircuito, o que el sistema es débil o poco robusto.

Para el ejemplo numérico se asume un aumento del 10% de la corriente i_d que inyecta el convertidor. La Figura 2-7 [26] presenta los diagramas fasoriales de voltaje de la red, las corrientes en ejes dq y el voltaje en el PCC para el caso base y el aumento del 10% de i_d . Se considera una reactancia de la red $X_g = 0,866$ [pu], un voltaje $V_g = 1$ [pu] y un voltaje en el PCC de $V_{PCC} = 1$ [pu] para el caso base. Así mismo, para el caso base se considera que el convertidor está inyectando una potencia activa de $P = 1$ [pu]. De todo lo anterior, y haciendo uso de la expresión presentada en (2), se obtiene que el fasor del voltaje del PCC adelanta en 60° al fasor de voltaje de la red. El fasor de voltaje del PCC está alineado con el eje d y la inyección de corriente i_d es de 1 [pu], pudiendo obtener un valor para i_q de $-0,5774$ si se hace uso de los datos anteriormente mencionados y la expresión presentada en (2). El fasor de corriente en el eje d y q está definido en la Figura 2-7 como \bar{I}_d e \bar{I}_q para el caso base y $\bar{I}_d^{(1)}$ e $\bar{I}_q^{(1)}$ para el caso donde ocurre un aumento de la corriente i_d .

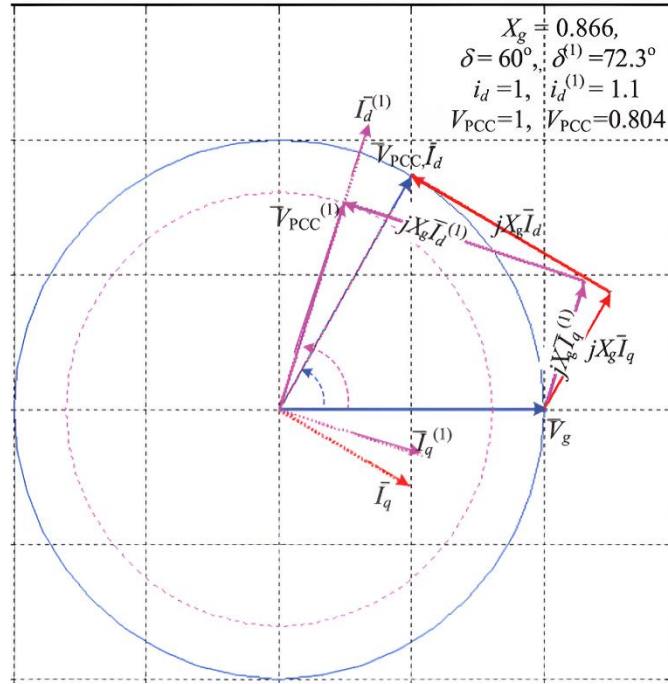


Figura 2-7: Diagrama fasorial del sistema ante un incremento del 10% en la corriente i_d . Extraído de [26].

Por otra parte, al generar un aumento del 10% de i_d , con la expresión presentada en (2) se obtiene que el ángulo del fasor del voltaje del PCC aumenta a $72,3^\circ$. Así mismo, aunque la magnitud del fasor de i_q se mantiene igual, su ángulo aumenta en $12,3^\circ$ debido al cambio en el ángulo de fase del V_{PCC} . De esta manera, haciendo uso de la expresión presentada en (2) se puede obtener el valor del voltaje en el PCC al aumentar i_d , obteniéndose un valor final de 0,804, es decir, se produce una reducción de V_{PCC} al aumentar la inyección de la corriente en el eje d o, equivalentemente, al aumentar la inyección de potencia activa por parte del convertidor.

Cabe destacar que la reducción del V_{PCC} podría ser mayor en la medida que el valor de X_g aumente, es decir, en la medida que la red sea más robusta, mientras que para un sistema robusto (caso extremo $c \rightarrow 0$), al ver la expresión mostrada en (4) se deduce que el impacto de las variaciones de i_d sobre las variaciones de V_{PCC} son nulas, por lo tanto, para sistemas robustos no existirían problemas de estabilidad de voltaje en el PCC.

2.3.3. Oscilaciones inestables impulsada por los convertidores

Las oscilaciones inestables de baja frecuencia en los SEP con una alta penetración de TGVCC pueden aparecer debido a diversas interacciones entre los controladores de los convertidores y otros elementos del sistema [37]. Ejemplo de lo anterior se puede encontrar en las oscilaciones inestables de baja frecuencia generadas por los lazos de control externos de potencia y voltaje de los convertidores [38]. Diversos estudios han mostrado que el nivel de robustez en el punto de conexión de los convertidores tiene gran importancia en la estabilidad de estas oscilaciones de baja frecuencia [27]. Esto se ha confirmado con eventos reales en la zona norte de la Región Autónoma Uygur de Xinjiang, China, donde el sistema de medición de área amplia captó oscilaciones de potencia sostenidas desde junio del 2014 [14]. Estudios posteriores mostraron que estas

oscilaciones se generaban en parques eólicos basados en PMSG (Permanent Magnet Synchronous Generator) por la interacción de sus controladores con la red (débil de la zona de conexión), provocando la desconexión de los GS cercanos.

Para entender cómo se originan estas oscilaciones debido a la conexión de convertidores en zonas débiles de la red, primero es necesario encontrar una relación linealizada entre los voltajes del PCC (ΔV_{PCC}) y las corrientes Δi_d y Δi_q . Considerando el mismo sistema de la Figura 2-6, la expresión presentada en (4) entrega una relación entre ΔV_{PCC} , Δi_d y Δi_q . Además, considerando que la potencia activa inyectada por el convertidor tiene la forma $P = V_{PCC} \cdot i_d$, se llega a la siguiente expresión.

$$P = V_{PCC} \cdot i_d \rightarrow \Delta P = i_d \cdot \Delta V_{PCC} + V_{PCC} \cdot \Delta i_d \quad (6)$$

Combinando las expresiones presentadas en (4) y (6) se puede construir el diagrama de bloques mostrado en la Figura 2-8 [15]. Este presenta dos lazos retroalimentados, donde el lazo de voltaje queda definido con la función de transferencia $G(s)$.

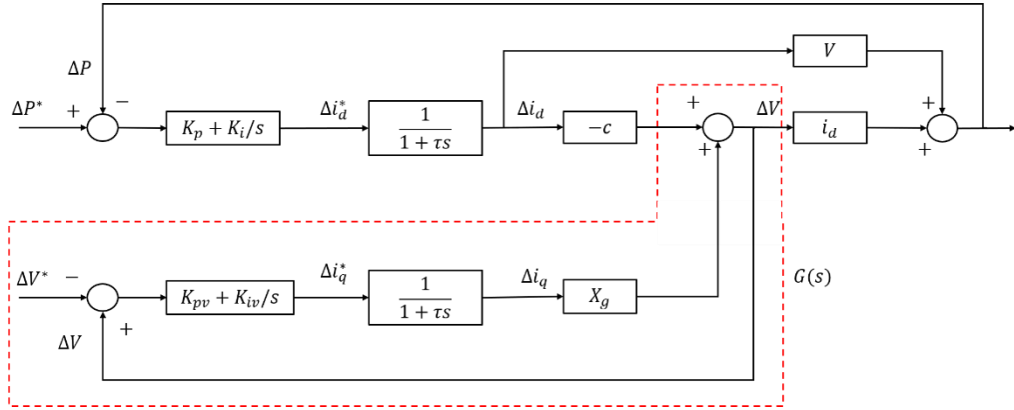


Figura 2-8: Diagrama de bloques del sistema linealizado.

De esta manera el sistema de dos lazos pasa a tener uno solo, pudiendo determinar la ganancia del sistema en lazo abierto.

$$L(s) = \frac{K_p \cdot \left(s + \frac{K_i}{K_p} \right)}{s} \cdot \frac{1}{1 + \tau \cdot s} \cdot L'(s) \quad (7)$$

$$L'(s) = (V - c \cdot i_d \cdot G(s))$$

$$G(s) = \frac{1}{1 + \left(K_{pv} + \frac{K_{iv}}{s} \right) \cdot \frac{1}{1 + \tau \cdot s} \cdot X_g}$$

Al reemplazar $G(s)$ en la expresión para $L'(s)$ se obtiene el siguiente resultado.

$$L'(s) = V \cdot \frac{\tau \cdot \left(1 - \frac{c \cdot i_d}{V}\right) \cdot s^2 + \left(K_{pv} \cdot X_g + 1 - \frac{c \cdot i_d}{V}\right) \cdot s + K_{iv} \cdot X_g}{\tau \cdot s^2 + (1 + K_{pv} \cdot X_g) \cdot s + K_{iv} \cdot X_g} \quad (8)$$

La expresión para la ganancia del sistema presentada en (7) muestra que esta posee tres ceros. El primer cero está relacionado con el controlador PI del lazo de potencia $-K_i/K_p$, mientras que los otros dos son los ceros de $L'(s)$. Así mismo, se observa que posee cuatro polos: 0, $-1/\tau$ y los dos polos de $L'(s)$. Particularmente, de (8) se observa que los polos de $L'(s)$ dependen del valor de τ , K_{pv} , K_{iv} y X_g . Considerando lo anterior, en la Figura 2-9 [15] se muestra la ubicación de los valores propios del sistema en lazo cerrado cuando se varía el valor de X_g desde 0 a 0,98, donde se consideró que $\tau = 0,05$ [s], $K_{pv} = 1$ y $K_{iv} = 10$. Se observa que a medida que la red se va haciendo más débil, los polos del sistema se mueven hacia el semiplano derecho, lo que se traduce en una respuesta inestable en el sistema. De esta manera se concluye que a medida que la robustez de la red disminuye, se reduce el amortiguamiento de las oscilaciones asociadas a los distintos modos de oscilación del sistema, hasta que eventualmente se obtiene una respuesta inestable.

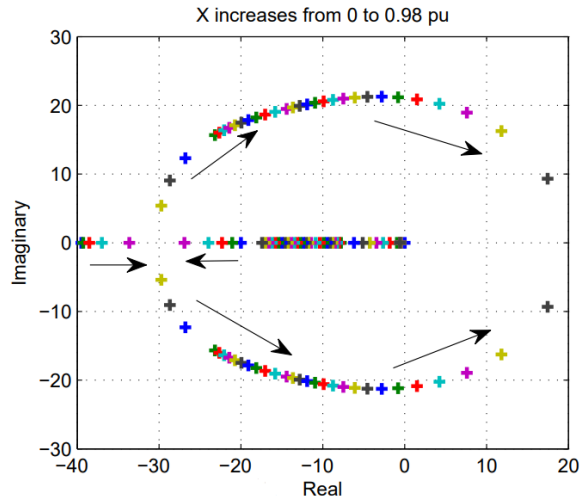


Figura 2-9: Grafico de los valores propios del sistema a lazo cerrado al variar la reactancia de la red. Extraído de [15].

2.3.4. Inestabilidad de tensión debido a bajos niveles de cortocircuito

La robustez de un SEP caracteriza el desempeño dinámico del sistema en condiciones normales de operación o posterior a una contingencia. Dicha robustez puede cuantificarse en un punto particular de la red por medio de los niveles de cortocircuito. Mientras menor sean los niveles de cortocircuito mayor serán las variaciones de voltaje del sistema frente a cualquier tipo de perturbación. De esta manera, considerando el hecho de que las TGVCC aportan niveles de cortocircuito bastante menores que los GS [10], el reemplazo de la generación convencional por TGVCC trae consigo una mayor tendencia a las inestabilidades de tensión en ciertos puntos de la red, producto de los bajos niveles de cortocircuito. En este contexto, algunos trabajos [39], [16] han analizado la relación existente entre la estabilidad de tensión y los niveles de cortocircuito. Particularmente en [39] se estudia la estabilidad ante pequeñas perturbaciones al someter al sistema a una

variación de carga para diferentes niveles de penetración de TGVCC. La Figura 2-10(a) muestra los resultados obtenidos en el comportamiento de los voltajes en las barras del sistema cuando solo se tiene generación convencional, mientras que la Figura 2-10(b) el caso en que se reducen los niveles de cortocircuito al aumentar la penetración de TGVCC a un 40%.

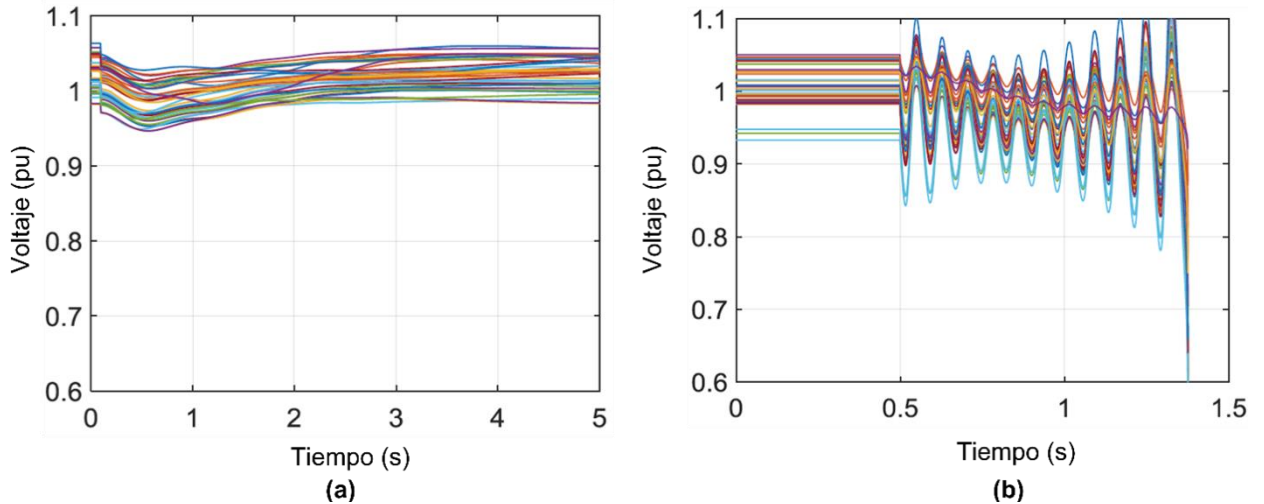


Figura 2-10: Variación en los perfiles de voltaje ante una variación de carga. Extraído de [39].

De la figura anterior se observa que, al verse reducido los niveles de cortocircuito, el sistema presenta oscilaciones mal amortiguadas que llevan a una respuesta inestable, mientras que, al tener únicamente generación convencional y un mayor nivel de robustez, los voltajes en las barras del sistema logran estabilizarse a sus valores iniciales luego de ocurrida la perturbación.

El efecto de los niveles de cortocircuito en la estabilidad de voltaje también se ha estudiado durante contingencias severas. En [16] se llevó a cabo un análisis del comportamiento dinámico en los voltajes de las barras de un sistema al ser sometidas a un cortocircuito, considerando distintos niveles de robustez variando la penetración TGVCC. Particularmente, en la Figura 2-11 se muestra la respuesta dinámica de los voltajes considerando un 0% de penetración TGVCC y un 40% de penetración.

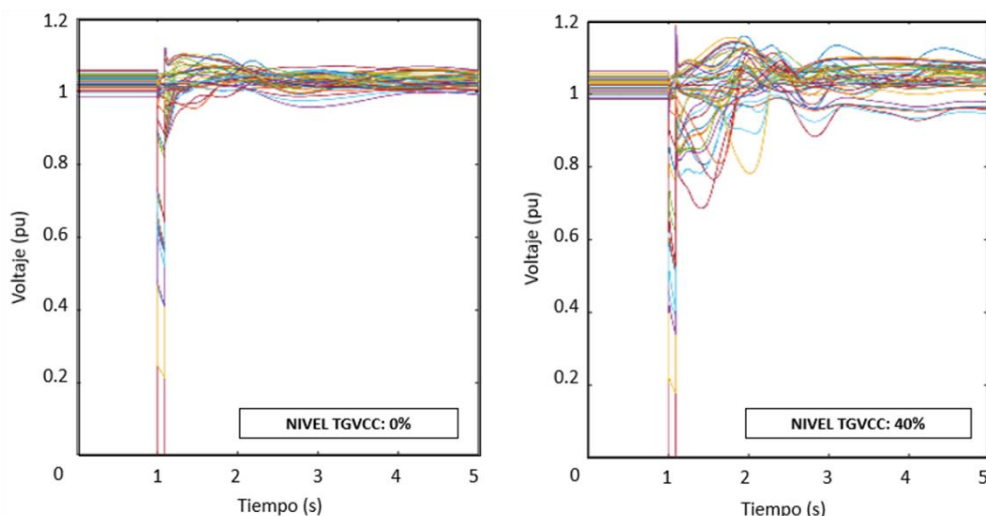


Figura 2-11: Respuesta dinámica de los voltajes ante distintos niveles de penetración TGVC. Extraído de [16].

De la figura se observa que los voltajes del sistema mostraron mayores variaciones y una recuperación más lenta en el caso de niveles de cortocircuito menores. De esta forma se comprueba que el aumento en el nivel de penetración de las TGVC puede implicar eventuales problemas en la estabilidad de voltaje al sistema.

Todo lo anterior da cuenta que los niveles de cortocircuito tienen un efecto directo sobre la capacidad del sistema de mantener la estabilidad de tensión tanto durante pequeñas perturbaciones, como frente a grandes contingencias. De esta forma, la reducción de los niveles de cortocircuito empeora la estabilidad de voltaje, haciendo al sistema más propenso a oscilaciones mal amortiguadas o colapsos de tensión [16], [39].

2.3.5. Comentarios finales

En síntesis, el desempeño dinámico de las unidades TGVC depende fuertemente del nivel de robustez en el punto de conexión, es decir, del nivel de cortocircuito. A medida que los niveles de cortocircuito disminuyen (red menos robusta o débil), se observan problemas en el comportamiento de las centrales TGVC, pudiendo llegar a generar inestabilidades en el sistema. Adicionalmente, a medida que la red se vuelve más débil, la estabilidad del sistema se hace más dependiente de las constantes de los lazos de control de los convertidores, pudiendo surgir problemas de estabilidad del PLL, interacciones rápidas inestables entre controladores u oscilaciones mal amortiguadas que lleven a una respuesta inestable en el sistema. Más aun, la disminución de los niveles de cortocircuito debido al aumento de las TGVC, lleva a sistemas más débiles y propensos a la aparición de inestabilidades de tensión o pérdida de sincronismo de los GS durante perturbaciones.

2.4. Indicadores para cuantificar la robustez de los SEP

La robustez de un sistema eléctrico permite caracterizar a nivel general su desempeño tanto en régimen permanente como durante contingencias [7]. Un bajo nivel de robustez se asocia a un SEP con una mayor probabilidad de presentar problemas de estabilidad. La disminución de los niveles de robustez en los SEP a medida que aumentan los niveles de TGVC, sumado al hecho de que el correcto desempeño dinámico de estas unidades se ve afectado por el nivel de robustez de la red, impondrá grandes desafíos para la mantención

de la estabilidad en los sistemas eléctricos futuros. En este contexto, la cuantificación de la robustez de los SEP toma gran importancia en su planificación y operación, de forma de identificar potenciales áreas débiles con bajos niveles de robustez o áreas débiles donde pudiesen presentarse problemas de estabilidad.

Hoy en día existen diversos indicadores que permiten cuantificar la robustez de una central dada la conexión en una barra. Cada indicador tiene ventajas y desventajas que se analizarán a continuación.

2.4.1. Short Circuit Ratio (SCR)

Corresponde al indicador más básico y fácil de aplicar para cuantificar la robustez de un SEP en un punto particular de la red. El SCR se define como la relación entre el nivel de cortocircuito, en MVA, medido en el punto de conexión de la TGVCC, sin considerar la conexión de esta, y la potencia nominal de la TGVCC conectada a dicha barra (MW_{TGVCC}) [8].

$$SCR = \frac{SC_{MVA}}{MW_{TGVCC}} \quad (9)$$

Un punto de un SEP es considerado débil ante la conexión de una unidad TGVCC si se cumple que $SCR < 3$ [40], lo que indica que el voltaje (tanto en magnitud como en ángulo) en el punto de conexión de la TGVCC cambiará significativamente ante variaciones en los flujos de potencia activa y reactiva [8]. Por el contrario, un SEP es considerado robusto si se cumple que $SCR > 3$ [40], lo que indica una barra con baja sensibilidad del voltaje ante cambios en los flujos de potencia.

El SCR como indicador de la robustez en un punto resulta apropiado cuando se considera la conexión de una única central TGVCC en dicha barra sin otras centrales TGVCC eléctricamente cercanas. Lo anterior debido a que este indicador no tiene en cuenta el efecto de otros inversores o equipos en base a electrónica de potencia que se encuentren eléctricamente cercanos al punto de interés. De esta forma, el uso del SCR como indicador de robustez resulta apropiado cuando se consideran SEP convencionales dominados por GS, sin muchas unidades TGVCC [8]. Más aún, aplicar este indicador en casos con altos niveles de TGVCC podría conducir a resultados demasiado optimistas [8]. Para solucionar esto, se han propuesto varios indicadores que permiten cuantificar la robustez de un SEP con TGVCC eléctricamente cercanas [8].

2.4.2. Composite Short Circuit Ratio (CSCR)

Este indicador se recomienda cuando una central TGVCC comparte el mismo punto de conexión en MV con otras TGVCC, pudiendo realizarse la simplificación presentada en la Figura 2-12.

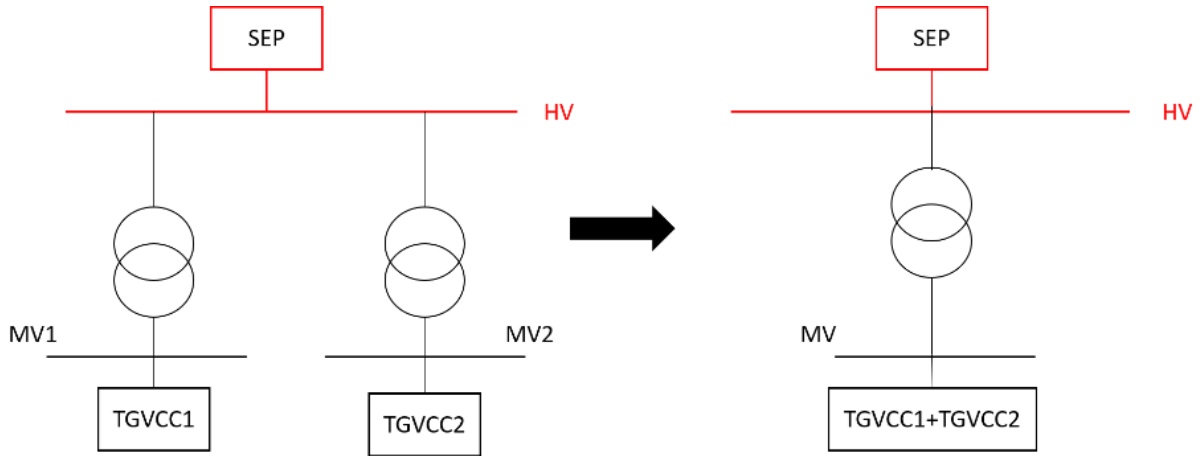


Figura 2-12: TGVCC conectadas en distintos nodos MV pero en el mismo nodo HV de un SEP

De esta manera, este indicador considera un nodo ficticio común en media tensión, considerando que todas las TGVCC de una determinada zona se encuentran conectadas a dicho nodo. De esta forma se tiene un indicador para todas las TGVCC en lugar de un indicador exclusivo para cada una. La siguiente expresión muestra cómo se realiza el cálculo del CSCR.

$$CSCR = \frac{SC_{MVA}}{\sum_i^n MW_{TGVCC}^i} \quad (12)$$

donde SC_{MVA} corresponde a la potencia de cortocircuito aparente en el punto de conexión de las TGVCC, sin considerar el aporte de estas, y $\sum_i^n MW_{TGVCC}^i$ es la capacidad nominal de todas las TGVCC que se consideran conectadas al nodo ficticio en MV. De esta manera, el CSCR considera que existe un fuerte acoplamiento eléctrico entre las TGVCC conectadas, sin embargo, en la práctica siempre existirá una cierta distancia eléctrica entre los PCC de las distintas TGVCC, por lo que el acoplamiento entre estas no necesariamente es tan fuerte. A pesar de representar un peor escenario, la estimación hecha por el CSCR sigue siendo mejor que considerar exclusivamente el indicador SCR.

Considerando los valores presentados en la Tabla 2-1, se puede calcular el CSCR teniendo en cuenta que la potencia de cortocircuito es de 6000 [MVA], sin considerar ninguna de las TGVCC conectadas.

$$CSCR = \frac{6000}{1200 + 1000 + 800 + 2000} = 1,2 \quad (13)$$

De lo anterior se observa que el CSR entrega un valor inferior al obtenido mediante el ESCR para todas las barras. Esto se puede explicar debido a que no se está teniendo en cuenta el acoplamiento entre las TGVCC, sumado al hecho de que se considera una única TGVCC conectada a una barra virtual.

2.4.3. Weighted Short Circuit Ratio (WSCR)

El WSCR corresponde a un indicador que considera el efecto de la interacción entre las distintas TGVCC del sistema. Se define de dos formas distintas, tal y como se presenta en las siguientes expresiones [40].

$$WSCR_{MW} = \frac{\sum_i^n SC_{MVA}^i \cdot MW_{TGVCC}^i}{\left(\sum_i^n MW_{TGVCC}^i\right)^2} \quad (14)$$

$$WSCR_{MVA} = \frac{\sum_i^n SC_{MVA}^i \cdot MVA_{TGVCC}^i}{\left(\sum_i^n MVA_{TGVCC}^i\right)^2} \quad (15)$$

donde SC_{MVA}^i es la capacidad de cortocircuito en MVA de la barra i sin considerar el aporte de la TGVCC i , MVA_{TGVCC}^i y MW_{TGVCC}^i es la capacidad, en MVA y MW respectivamente, de la TGVCC i y n es el número de TGVCC que interactúan entre sí. La diferencia entre las expresiones (12) y (13) radica en el uso de MVA_{TGVCC}^i y MW_{TGVCC}^i , ya que ante la existencia de determinados equipos (como equipos SATCOM o SVC) resulta más conveniente considerar la capacidad de las unidades TGVCC en MVA en lugar de MW debido a las inestabilidades angulares que pueden introducir [40].

El método de cálculo del WSCR se basa en la suposición de que existen fuertes interacciones entre las TGVCC, lo que equivale a considerar que todas las unidades TGVCC poseen el mismo PCC. Sin embargo, en un SEP real, por lo general existe una cierta distancia eléctrica entre las TGVCC, por lo que no hay una fuerte interacción entre todas ellas. Lo anterior genera que el valor real de la robustez de una zona se aleje de lo cuantificado a través del WSCR. A pesar de lo anterior, el WSCR permite cuantificar la robustez de una zona de mejor manera que el SCR.

Haciendo uso de los datos presentados en la Tabla 2-1 y la expresión presentada en (13), se puede realizar el cálculo del WSCR.

$$WSCR = \frac{1200 \cdot 6500 + 1000 \cdot 8000 + 800 \cdot 8500 + 2000 \cdot 7000}{(1200 + 1000 + 800 + 2000)^2} = 1,46 \quad (16)$$

Cabe destacar que tanto el CSCR como el WSCR generan resultados bastante similares a los obtenidos con el ESCR. La diferencia se genera producto de que tanto el CSCR como el WSCR asumen que existe una fuerte interacción eléctrica entre las TGVCC conectadas al punto virtual de interconexión, por lo que, al no considerar la distancia entre las unidades, el valor de la robustez es menor al obtenido con el ESCR, es decir, entrega un peor escenario. Sin embargo, ambos indicadores generan resultados más precisos, en términos de la robustez del sistema, que los que se obtienen mediante el SCR.

2.4.4. Equivalent Short Circuit Ratio (ESCR)

Este indicador es apropiado cuando la unidad TGVCC no comparte el mismo punto de conexión con otra unidad, ni en HV (*High Voltage*) ni en MV (*Medium Voltage*), tal y como se observa en la Figura 2-13.

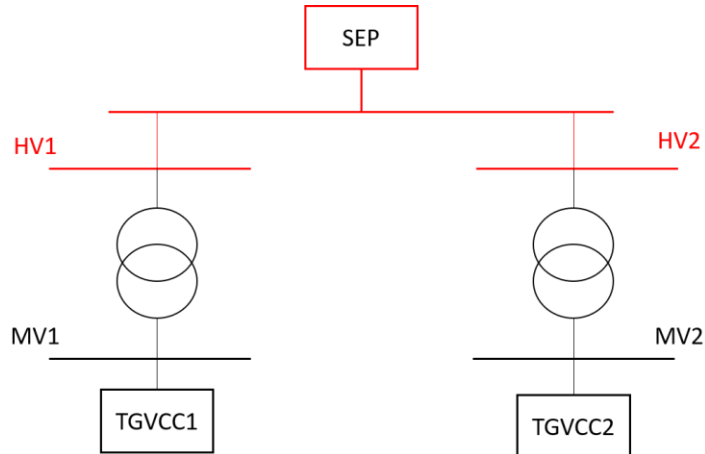


Figura 2-13: TGVCC conectadas en distintos nodos HV y MV de un SEP

Tal como ya se mencionó, cuando múltiples centrales TGVCC están eléctricamente cercanas entre sí, en cierta forma “comparten” la robustez de la red, por lo que el nivel de robustez en el punto de interés es más bajo en comparación a lo que se cuantificaría utilizando el SCR [8]. En este contexto, el ESCR es capaz de cuantificar la robustez de la red considerando la interacción generada por unidades TGVCC cercanas entre sí. El ESCR se define en términos de potencia, teniendo en cuenta el factor de influencia (IF_{ij}) respecto a las barras cercanas, tal y como se muestra en la siguiente expresión.

$$ESCR_i = \frac{SC_{MVA}^i}{MW_{TGVCC}^i + \sum_{k \neq i}^n (IF_{ki} \cdot MW_{TGVCC}^k)} \quad (10)$$

donde SC_{MVA}^i es el nivel de cortocircuito en MVA en la barra i , sin considerar la contribución de la TGVCC conectada en dicha barra, MW_{TGVCC}^i la potencia nominal de la unidad TGVCC que se conecta en la barra i , n es el número de TGVCC que se consideran cercanas entre sí e IF_{ij} es el factor de interacción que evalúa si dos barras están eléctricamente cercanas entre sí. IF_{ij} se calcula en base a la siguiente expresión.

$$IF_{ij} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (11)$$

De esta manera, IF_{ij} se calcula como la variación de la tensión que se experimenta en la barra i cuando existe una variación de tensión en la barra j . Si $IF_{ij} \approx 0$, significa que las barras analizadas están eléctricamente alejadas entre sí, mientras que si $IF_{ij} \approx 1$, se considera que las barras son eléctricamente cercanas.

Por medio de un ejemplo numérico es posible analizar el concepto del ESCR y otros indicadores que se presentarán más adelante. Para esto se utiliza un pequeño sistema de muestra con cuatro centrales eólicas del trabajo [41]. En la Tabla 2-1 se presenta la capacidad de cada una de las centrales, la potencia de cortocircuito en MVA y los valores de SCR calculados usando (7).

Tabla 2-1: Capacidad de las centrales eólicas, potencia de cortocircuito y SCR

Central eólica	P_{MW}	SC_{MVA}	SCR
A	1200	6500	5,42
B	1000	8000	8,00
C	800	8500	10,63
D	2000	7000	3,50

Adicionalmente, la siguiente Tabla presenta los valores de los factores de interacción entre las centrales eólicas, destacando que dichos valores se eligieron de forma arbitraria, únicamente con la finalidad de ilustrar el indicador ESCR.

Tabla 2-2: Factores de interacción entre las centrales eólicas

IF_{ij}	1	2	3	4
-----------	---	---	---	---

1	1,00	0,93	0,90	0,82
2	0,93	1,00	0,95	0,90
3	0,90	0,95	1,00	0,92
4	0,82	0,90	0,92	1,00

Haciendo uso de la expresión presentada en (8), se puede calcular el valor del ESCR para todas las barras del sistema de prueba. En la Tabla 2-3 se muestran los resultados del ESCR para cada barra, así como los resultados para el SCR.

Tabla 2-3: Resultados del ESCR y SCR para cada barra

Central eólica	ESCR	SCR
1	1,45	5,42
2	1,71	8,00
3	1,82	10,63
4	1,52	3,50

De la tabla se observa cómo el ESCR para cada barra no supera el valor de 2, lo que indica una alta sensibilidad de los voltajes en las barras ante variaciones en los flujos de potencia activa y reactiva. Esto se debe en gran medida a la capacidad de las centrales eólicas, en conjunto con el efecto de la interacción entre ellas, debido a que el factor de interacción es cercano a 1. Por otra parte, el SCR presenta valores por encima 3, lo que implica un alto nivel de robustez. Esto último da cuenta del hecho de que el SCR entrega valores demasiado optimistas cuando existen varias unidades TGVCC eléctricamente cercanas, llevando a conclusiones erróneas en términos del nivel de robustez del sistema analizado.

Cabe destacar que el ESCR es la única métrica que ha sido utilizada hasta la fecha como un indicador sistémico en SEP reales [42]. El resto de los indicadores se han utilizado únicamente como métricas para medir la robustez de TGVCC dada su conexión en una barra del sistema.

2.4.5. Comparación cualitativa entre indicadores

Cada uno de los indicadores anteriormente presentados poseen ventajas y desventajas. La Tabla 2-4 [40] entrega una comparación cualitativa entre los distintos indicadores, donde “**NO**” significa que el propósito asociado no se puede aplicar para el correspondiente indicador y “**SI**” significa que el indicador puede aplicarse con facilidad o de forma directa al propósito asociado.

Tabla 2-4: Comparativa cualitativa entre los distintos indicadores estudiados

Indicadores	Permite sencillez de cálculo	Considera factor de influencia entre TGVC	Permite analizar centrales individuales en un área	Permite métrica común para un gran volumen de TGVC	Considera otros elementos “no activos” (ejemplo STATCOM o SVC)
<i>SCR</i>	SI	NO	SI	NO	NO
<i>ESCR</i>	SI	SI	SI	NO	NO
<i>CSCR</i>	SI	SI	NO	SI	NO
<i>WSCR_{MVA}</i>	SI	SI	NO	SI	SI
<i>WSCR_{MW}</i>	SI	SI	NO	SI	NO

Finalmente, resulta conveniente destacar los siguientes puntos [40]:

- Para el cálculo de los indicadores *ESCR*, *CSCR* y *WSCR* es necesario definir una zona de influencia lo cual no es trivial.
- Para el cálculo de los factores IF_{ij} del *ESCR* únicamente se tienen en cuenta las interacciones relacionadas con la tensión, despreciando otras interacciones, como por ejemplo la frecuencia.
- Para el caso particular del *CSCR* se podría generar una situación donde un nodo A se considere junto a un nodo B (asumiendo una fuerte interacción entre ambos). Sin embargo, el nodo B también podría ser cercano a un tercer nodo C mostrando una elevada interacción entre estos últimos. ¿Sería entonces adecuado considerar como un único nodo A, B y C, ¿aunque el nodo A este relativamente poco relacionado con el nodo C?
- Los indicadores *CSCR* y *ESCR* calculan el *SCR* en el nodo de AT/MV, mientras que el *WSCR* lo hace por medio de un nodo virtual que en la práctica no existe.

2.5. Metodologías existentes para cuantificar la robustez de los SEP

En la literatura se pueden encontrar diversos trabajos en los que se busca identificar áreas débiles o cuantificar la robustez de SEP [17], [43], [44], [45], [46]. Si bien dichos trabajos logran resultados interesantes, es importante destacar que la gran mayoría de ellos se basan en las ecuaciones de los flujos de potencia y la matriz Jacobiana del sistema,

por lo que su aplicación en sistemas reales de gran escala no resulta directa ni de fácil implementación. A continuación, se presenta un resumen de las principales metodologías encontradas en la revisión bibliográfica.

En [17] este trabajo se presenta una técnica para la identificación de áreas débiles en un SEP basado en un índice de estabilidad de voltaje denominado indicador de condición de estabilidad de voltaje (VSCI). Este índice se deriva a partir de un equivalente de Thévenin de un SEP de dos barras, similar al presentado en la Figura 2-14. Para este sistema, la ecuación de corriente se puede escribir de la siguiente manera.

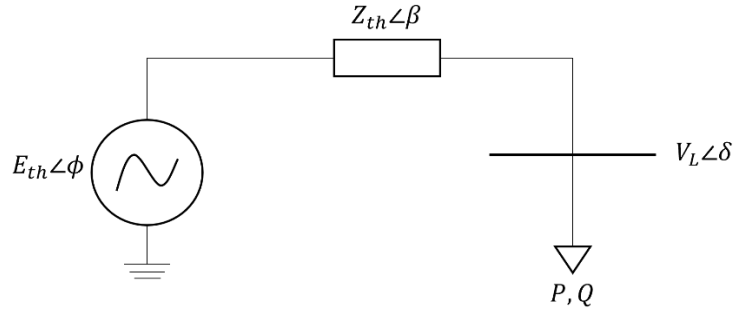


Figura 2-14: Sistema equivalente de Thevenin de dos barras.

$$I = \frac{E_{th} \angle \phi - V_L \angle \delta}{Z_{th} \angle \beta} \quad (20)$$

donde $E_{th} \angle \phi$ corresponde al voltaje de Thévenin o el voltaje en circuito abierto en la barra respecto a la cual se está realizando el equivalente, $V_L \angle \delta$ es el voltaje en la barra de carga y $Z_{th} \angle \beta$ es la impedancia de Thévenin.

Usando términos reales e imaginarios, la expresión general de la ecuación de voltaje del sistema queda formulada como una ecuación cuadrática según:

$$V_L^4 + (2 \cdot Z_{th} \cdot (P \cdot \cos \beta + Q \cdot \sin \beta) - E_{th}^2) \cdot V_L^2 + Z_{th}^2 \cdot (P^2 + Q^2) = 0 \quad (21)$$

La ecuación anterior tendrá una raíz real si el discriminante es mayor o igual a cero. De lo anterior se puede derivar la expresión para el VSCI definido de acuerdo con:

$$VSCI = \frac{4 \cdot Z_{th}^2 \cdot (P^2 + Q^2)}{(2 \cdot Z_{th} \cdot (P \cdot \cos \beta + Q \cdot \sin \beta) - E_{th}^2)^2} \leq 1 \quad (22)$$

donde P y Q corresponden a la potencia activa y reactiva consumida por la carga, tal y como se observa en la Figura 2-14.

El VSCI se utiliza como indicador que proporciona una relación directa entre la estabilidad de voltaje y la potencia activa y reactiva consumida por las cargas, entregando una indicación confiable y rápida de la proximidad al colapso de tensión [17]. La metodología propuesta se basa en el hecho de que las barras de carga que tienen un valor elevado de VSCI, y que están estrechamente relacionadas con la barra crítica del sistema, es decir, aquellas que se encuentran cercanas al colapso de tensión, ante lo cual debiesen agruparse dentro de las áreas débiles del sistema. Sumado a lo anterior, en [47] se muestra que las barras de una misma área se comportan de manera coherente, es decir, los cambios de voltaje y ángulo en dichas barras tienen un comportamiento similar ante cualquier acción de control o contingencia. En consecuencia, los cambios de voltaje y ángulos en las barras del sistema se utilizan como un indicador de coherencia para definir las diversas áreas de este. A modo de resumen, la metodología propuesta se muestra a continuación.

- Paso 1: Obtener el valor de la magnitud y ángulo del voltaje de Thévenin para cada barra de carga, sujeto a una condición de operación predeterminada.
- Paso 2: Ejecutar el flujo de potencia para determinar la tensión en las barras del sistema.
- Paso 3: Calcular el valor del VSCI para cada barra de carga. La barra con el valor más alto se clasifica como la barra más crítica del sistema, es decir, aquella que se encuentra más cerca del colapso de tensión.
- Paso 4: Aumentar la carga en cada barra de carga del sistema, que no sean la barra crítica encontrada en el paso anterior, hasta que se observen problemas de estabilidad. Lo anterior con la finalidad de estudiar la relación entre la barra más crítica del sistema y el resto de las barras.
- Paso 5: Normalizar los valores de VSCI para todas las barras de carga.
- Paso 6: Clasificar los valores de VSCI normalizados en orden descendente.
- Paso 7: Definir las áreas débiles del sistema. La identificación de estas áreas se realiza en función de la coherencia en la variación de voltaje y ángulo de fase de las distintas barras de carga del sistema entre lo encontrado en el paso 2 y paso 4.

Cabe destacar que el estudio presentado en [17] posee ciertas limitaciones en la metodología planteada para la determinación de áreas débiles en SEP reales. En primer lugar, la propuesta se prueba únicamente en el sistema de la IEEE de 30 y 118 barras, lo que podría provocar que los resultados y eficiencia de la metodología planteada pierda validez al usarla en un modelo de un sistema real. Adicionalmente, en ningún paso de la metodología se hace referencia al efecto que podrían tener las unidades TGVCC en la cuantificación de la estabilidad de voltaje de cada barra de carga. Concretamente, el VSCI

no considera las interacciones entre las unidades TGVCC y el resto de los elementos del sistema ni entre ellas mismas, interacciones que se han comprobado que puede llegar a tener un efecto negativo sobre la estabilidad del sistema.

Otros trabajos similares para la identificación de áreas débiles en base a índices de estabilidad derivados de las ecuaciones de flujos de potencia se presentan en [48], [49], [50].

Dentro de los trabajos que abordan la identificación de áreas débiles en SEP algunas de las metodologías propuestas se enfocan en la operación en tiempo real [43], [44], [46]. Particularmente en [43] se utiliza la matriz Jacobiana del flujo de potencia del sistema para llevar a cabo la identificación de las áreas débiles empleando medidas de unidades de medición fasorial (PMU) para estimar dicha matriz.

En el trabajo presentado en [43], el primer paso corresponde a la definición de las distintas áreas del sistema. Para esto se utiliza el concepto de distancia eléctrica entre las distintas barras de la red [51], obtenida a partir del valor absoluto de la inversa de la matriz de admitancia del sistema, es decir, a partir de:

$$[D] = |[Y]^{-1}| \quad (23)$$

Cada elemento de la matriz D proporciona una medida de la distancia eléctrica entre las barras del sistema. Concretamente, cuanto mayor sea la impedancia entre dos barras i y j , menor será el impacto del cambio de la potencia reactiva en la barra i ante un cambio de voltaje en la barra j . Inicialmente, generadores que están eléctricamente cercanos entre sí definen un área del sistema. La propuesta utiliza el concepto de distancia eléctrica definida en (26) para realizar un proceso de clusterización, por medio del cual se generan grupos entre los generadores eléctricamente cercanos. Cabe destacar que la formación de las áreas mediante la metodología presentada en [51] consta de dos grandes pasos, un primer paso donde se forman áreas únicamente considerando los generadores, y un segundo paso donde se adicionan las barras de carga a las áreas eléctricamente cercanas formadas en el primer paso. La Figura 2-15 muestra el diagrama de flujo para el proceso de formación de las áreas entre generadores eléctricamente cercanos en una misma zona.

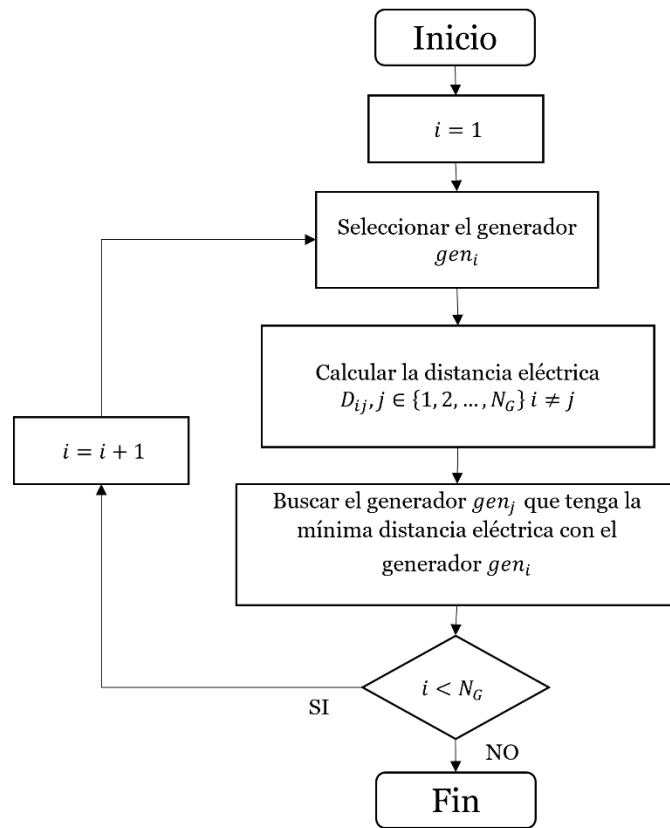


Figura 2-15: Diagrama de flujo para la formación de áreas entre los generadores.

Luego de definir las áreas con los generadores se deben incluir las barras de carga. Para cada carga se busca el generador eléctricamente más cercano y se le asigna la zona que tiene dicho generador. La Figura 2-16 muestra el diagrama de flujo para la asignación de las cargas a cada zona.

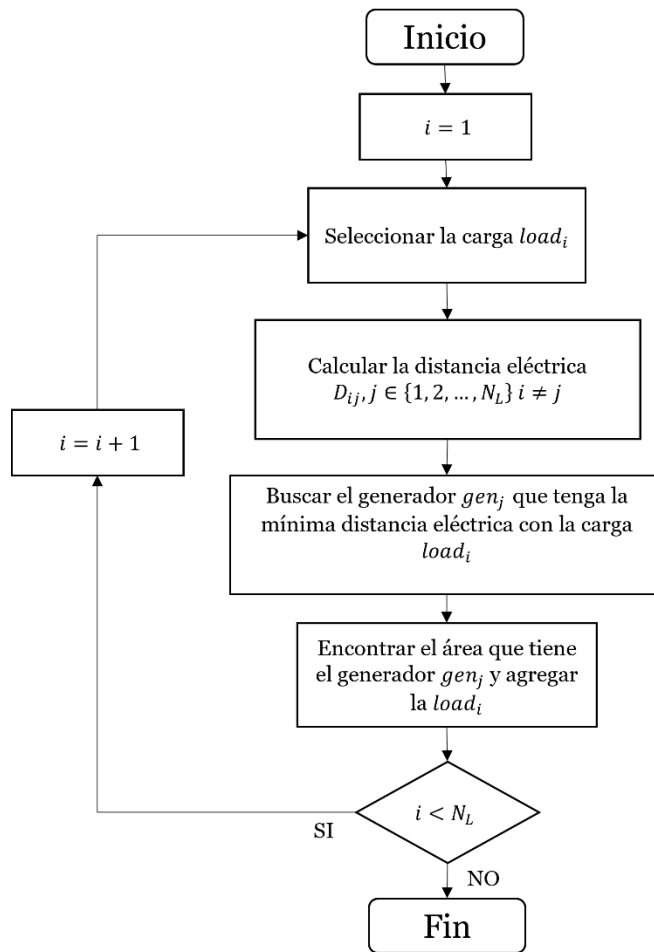


Figura 2-16: Diagrama de flujo para la adición de las cargas a las áreas con generadores.

Por otra parte, la metodología propuesta en [43] utiliza las mediciones realizadas por medio de PMU para estimar la matriz Jacobiana del sistema, donde se calcula un parámetro denominado “número condicional”, asociado a dicha matriz, en cada tiempo de muestreo. El número condicional de una matriz se define como la relación entre la magnitud de su valor propio máximo y el valor propio mínimo expresado según:

$$K = \frac{|\lambda_{max}|}{|\lambda_{min}|} \quad (24)$$

El uso del número condicional busca utilizarlo como un indicador que representa la cercanía al colapso de tensión del sistema. Diversas investigaciones sobre estabilidad de voltaje [52], [53] han mostrado que cuando el número condicional es elevado se pueden generar problemas de estabilidad. De esta manera, la metodología propuesta en [43] utiliza el número condicional de la matriz Jacobiana y lo compara con un valor umbral obtenido mediante el índice de detección de inestabilidad de tensión basado en pérdida de potencia reactiva (SQLVIDI) [54]. De esta manera si es inferior a dicho umbral se

considera que el sistema es estable y que no tiene áreas con bajos niveles de robustez. Por el contrario, si es superior, se considera que existen áreas débiles siendo necesario determinar su ubicación.

De esta manera, y luego de haber definido las distintas áreas del sistema mediante la metodología anteriormente explicada, se procede con la determinación de las áreas débiles siguiendo los pasos presentados a continuación.

- Paso 1: Calcular la matriz Jacobiana del sistema mediante las mediciones tomadas por medio de PMU.
- Paso 2: Calcular el número condicional de la matriz Jacobiana. Si el número condicional es inferior al valor umbral, se considera que el sistema no presenta áreas débiles, en caso contrario, se continúa con el paso 3.
- Paso 3: Calcular los márgenes de potencia reactiva de todos los generadores según:

$$\Delta Q_{gen}(i) = Q_{g\ max}(i) - Q_g(i) \quad (25)$$

donde $Q_{g\ max}(i)$ es la potencia reactiva máxima del generador i y $Q_g(i)$ es la potencia reactiva que está inyectando el generador i .

- Paso 4: Ordenar de manera descendente el margen de potencia reactiva de todos los generadores. Aquella zona que posea el generador con el menor margen se clasifica como la zona débil del sistema.
- Paso 5: Calcular la tasa de cambio de las pérdidas de potencia reactiva nodal en todas las barras de carga en la zona débil. Dicha tasa de cambio se define según la siguiente expresión.

$$Q_{loss}^j = \sum_{i=1, i \neq j}^n I_{ij}^2 \cdot X_{ij} \quad (26)$$

donde n corresponde al número total de barras de carga, I_{ij} es la corriente que fluye desde la barra i hasta la barra j y X_{ij} es la reactancia respectiva entre dichas barras.

- Paso 6: Clasificar todas las barras de carga con pérdidas de potencia reactiva nodal. La barra con el cambio máximo en la pérdida de potencia reactiva nodal será la barra débil del sistema.

Es importante mencionar que el algoritmo propuesto en [43] solo se centra en determinar el área y la barra más débil del sistema, sin cuantificar la robustez de cada área. De esta forma, no es posible usar la metodología para determinar potenciales áreas por problemas de estabilidad.

Por último es importante mencionar que existen otros trabajos que también hacen uso de la matriz Jacobiana para la identificación de áreas débiles [55], [56], [57], [58], [59], [60]. Sin embargo, estos trabajos no utilizan las PMU para determinar dicha matriz, pues no buscan una implementación en línea o tiempo real.

Otros trabajos interesantes que se han desarrollado para identificar áreas débiles se basan en inteligencia artificial [45], [61], [62], [63]. En [45] y [61] se aplica un modelo de red neuronal, que mapea la relación entre las condiciones de operación de un sistema y un indicador de proximidad al colapso de tensión. Particularmente, en [45] la red neuronal empleada consiste en una capa de entrada y neuronas en la capa oculta y de salida. La entrada de la red son parámetros medibles del sistema como el voltaje en bornes de los generadores y la potencia activa y reactiva de los generadores y las cargas. Las salidas de la red neuronal son los voltajes de las barras de carga y un indicador de colapso de voltaje en dichas barras. El indicador utilizado es el índice L propuesto en [64], capaz de realizar una detección temprana de un posible colapso de tensión. El índice L usado como indicador de proximidad al colapso de tensión se define en base a la siguiente expresión:

$$L_j = \left| 1 - \sum_{i=1}^g F_{ij} \cdot \frac{V_i}{V_j} \right| \quad (27)$$

donde se considera un sistema con n barras, con $1, 2, \dots, g$ las barras asociadas a los generadores y $(g + 1), (g + 2), \dots, n$ las barras de carga. En la expresión (27), j corresponde al índice que forma parte del conjunto de barras de carga e i corresponde al índice asociado a las barras de generación; V_i y V_j corresponden a los voltajes en las barras i y j respectivamente. El valor de F_{ij} puede obtenerse de la matriz de admitancia del sistema y viene dado por la siguiente expresión.

$$F = [Y^{LL}]^{-1} \cdot [Y^{LG}] \quad (28)$$

donde los índices L y G están asociados a las barras de carga y generación respectivamente. Cabe destacar que el rango de valores del índice L es entre 0 y 1. Cuando L tiende a 1, el sistema se acerca al colapso de voltaje, por tanto, la distancia entre L y 1 representa el margen de estabilidad del sistema. De esta forma, la barra con el valor de índice L más alto, corresponde a la barra menos robusta y, en consecuencia, a la más propensa a presentar problemas de estabilidad.

Un aspecto importante que considerar en este tipo de metodologías que usan inteligencia artificial corresponde al entrenamiento de la herramienta. Para el caso particular de [45], el desempeño de la red neuronal para relacionar el colapso de tensión en cierta zona del sistema con la condición de operación depende fuertemente de un entrenamiento apropiado, que evite situaciones de sobreajuste o imposibilite que la red neuronal logre captar la relación entre los colapsos de tensión y el punto de operación del sistema. De esta manera, se debe tener mucho cuidado respecto al origen de los datos de entrenamiento para la red neuronal, buscando tener registros históricos lo

suficientemente amplios para tener una buena representación del comportamiento del sistema [65]. Así mismo, es necesario considerar los constantes cambios topológicos a los que se enfrenta un sistema eléctrico real, lo que hace necesario un continuo reentrenamiento de la red neuronal a fin de actualizarla respecto a dichos cambios topológicos.

Capítulo 3: Metodología

El objetivo principal del presente trabajo es desarrollar una herramienta off-line capaz de identificar áreas débiles de un sistema en términos de estabilidad para un cierto punto de operación. Para esto, la herramienta toma los datos de despacho de las unidades generadoras para una condición de operación determinada y proporciona una visualización fácil de interpretar sobre los niveles de robustez del sistema. La Figura 3-1 ilustra la herramienta propuesta.

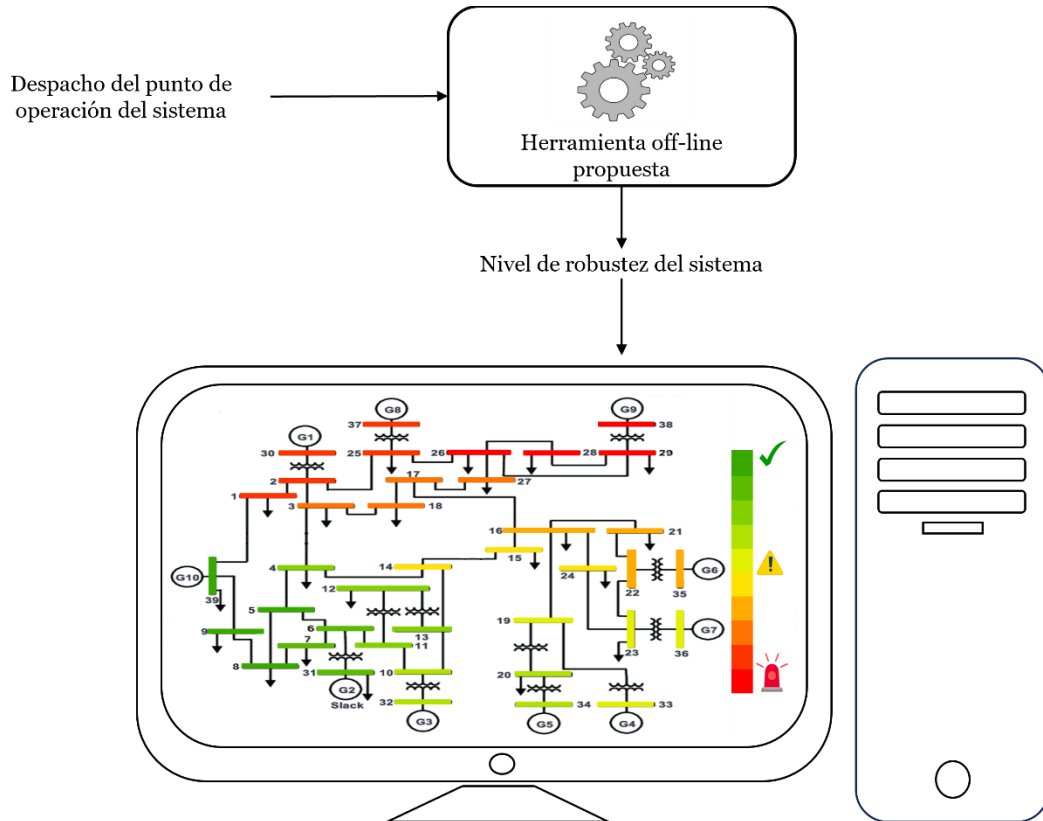


Figura 3-1: Diagrama general de la solución propuesta.

Para su implementación en SEP reales, la herramienta debe cumplir con tres requisitos fundamentales: ser computacionalmente eficiente, presentar los resultados en un sistema de visualización fácil de interpretar, y cuantificar la robustez por medio de indicadores simples de calcular. De esta manera, se proporcionará a los operadores una herramienta sencilla para tomar decisiones informadas y aplicar medidas correctivas para abordar posibles problemas de redes débiles.

El proceso para obtener la herramienta se divide en tres etapas independientes entre sí. En la primera etapa, se establece un conjunto inicial puntos de operación que representan todos los posibles despachos de unidades generadoras que el sistema puede experimentar a lo largo de un año. La segunda etapa implica la identificación de los modos de operación característicos (MOC) del sistema en estudio. En otras palabras, se define un subconjunto de N condiciones operativas que representan la totalidad de los puntos de operación definidos en la primera etapa. En esta etapa, además, se definen las áreas de

tensión coherente (ATC) para cada uno de los MOC. Las ATC agrupan barras del sistema que frente a pequeñas perturbaciones muestran patrones de comportamiento de tensión similares. Finalmente, en la tercera etapa se determina un indicador de robustez por barra y otro para un área compuesta por un conjunto de barras. Lo anterior se resume en la Figura 3-2, donde se presentan las principales entradas y salidas de cada etapa.

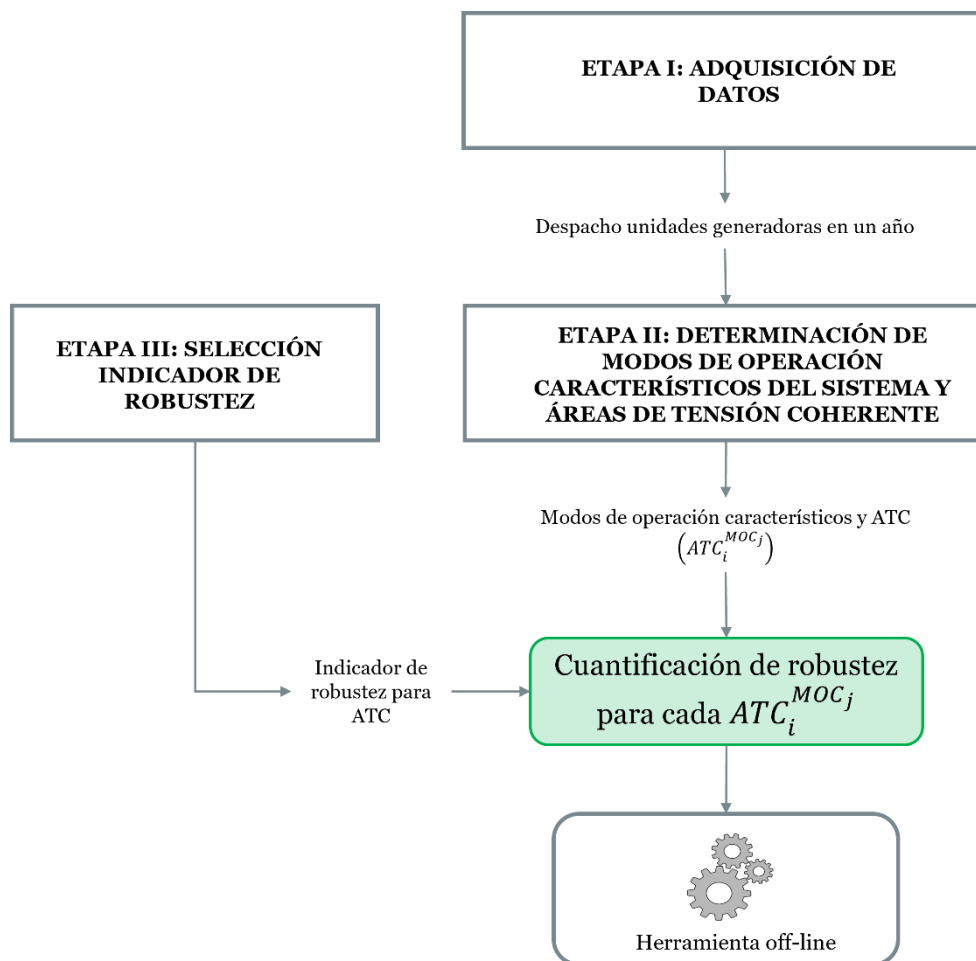


Figura 3-2: Diagrama metodológico para desarrollar la herramienta off-line.

En las siguientes secciones se presenta una descripción detallada de cada una de las etapas, poniendo mayor énfasis en las etapas II y III ya que son el principal aporte del presente trabajo.

3.1. Etapa I: Adquisición de datos

La finalidad de esta primera etapa es obtener un conjunto de puntos de operación que representen todos los posibles despachos que puede experimentar el SEP durante un periodo de un año. Si se considera una resolución horaria para el despacho, se tendría un conjunto de 8760 condiciones de operación y despachos distintos. Dicho conjunto puede obtenerse mediante herramientas tradicionales de simulación de mercado o según como se estime más conveniente [66], [67].

3.2. Etapa II: Determinación de modos de operación característicos del sistema y áreas de tensión coherente

Las áreas débiles de un SEP dependen fuertemente del despacho de las unidades generadoras. En primera instancia, esto implicaría que las áreas débiles cambian a cada hora dependiendo de los generadores que se encuentran en servicio. Sin embargo, para una herramienta como la propuesta, considerar las 8760 condiciones de despacho a lo largo de un año (en el caso de resolución horaria), implicaría un costo computacional y de tiempo difícil de manejar, llevando a una herramienta poco práctica. Debido a esto, el objetivo de esta primera etapa metodológica es, considerando la totalidad de las condiciones de operación a lo largo de un año, determinar un número acotado de despachos “representativos” del sistema que caractericen, a grandes rasgos, los diferentes “modos de operación” del mismo en términos de unidades de generación en servicio. Si bien los despachos de un sistema real cambian hora a hora, la experiencia ha mostrado que a lo largo de un año hay muchas horas en que estos son muy similares entre sí, producto de perfiles de demanda y generación renovable que se repiten.

Para determinar los modos de operación característicos (MOC) del sistema durante un año se realiza un proceso de *clustering* del tipo aglomerativo, combinando los algoritmos de *linkage* y *K-means* [68]. Los centroides de los clústeres de despacho obtenidos son los MOC del sistema.

El algoritmo *linkage* corresponde a un clustering del tipo aglomerativo, lo que implica que el agrupamiento se inicia con todas las observaciones separadas, cada una formando un clúster individual. Posteriormente, se van combinando de manera iterativa hasta converger a un único clúster. Para llevar a cabo este proceso se debe definir un método para cuantificar la similitud entre dos clústeres, es decir, se debe extender el concepto de distancia entre pares de observaciones para que sea posible aplicarlo a pares de grupos o clústeres formados por varias observaciones. A todo este proceso se le conoce como “*enlace*” o “*linkage*”, de donde deriva el nombre del algoritmo. Si bien existen diversas metodologías que se pueden emplear, en el presente trabajo se utiliza la conocida como “*average*”. Esta consiste en calcular la distancia entre todos los posibles pares de observaciones de dos clústeres y obtener el valor promedio de todas ellas. Dicho valor se considera como la distancia entre dos clústeres. Lo anterior se muestra en la expresión (29), donde DC_{AB} representa la distancia entre los clústeres A y B , compuestos por un total de N_a y N_b observaciones respectivamente, y D_{ij} corresponde a la distancia entre la i -ésima observación del clúster A y la j -ésima observación del clúster B .

$$DC_{AB} = \frac{1}{N_a \cdot N_b} \cdot \sum_{i=1}^{N_a} \sum_{j=1}^{N_b} D_{ij} \quad (29)$$

Considerando lo anterior, el algoritmo *linkage* también necesita de una métrica para medir la distancia entre dos observaciones. Considerando la distancia euclidiana como

métrica de distancia, se tendrá que la distancia euclidiana entre el despacho de la hora i y el despacho de la hora j (D_{ij}) se define según:

$$D_{ij} = \sqrt{(d_1^i - d_1^j)^2 + (d_2^i - d_2^j)^2 + \dots + (d_n^i - d_n^j)^2} \quad (30)$$

donde el despacho de la hora i se caracteriza por tener n generadores en servicio, es decir, $d_1^i, d_2^i, \dots, d_n^i$.

Para definir los centroides de cada uno de los clústeres que se obtienen, se usa el algoritmo *K-means*. El conjunto de centroides obtenidos al final del proceso corresponde a los MOC del sistema durante el año. Los centroides se determinan de forma de minimizar la varianza interna de los clústeres. Para esto, es necesario definir una métrica de distancia a utilizar en la cuantificación de la varianza. Considerando la distancia euclidiana cuadrada, entonces la varianza interna para un clúster C_k queda definida según:

$$W(C_k) = \sum_{x_i \in C_k} (x_i - u_k) \cdot (x_i - u_k)' \quad (31)$$

donde x_i corresponde a la observación o punto de operación del sistema en la hora i y u_i al centroide del respectivo clúster. De esta forma, el centroide u_k se obtiene al minimizar la expresión presentada en (31). En caso de que el centroide determinado no corresponda con los despachos de alguna de las 8760 condiciones de operación, se toma como MOC aquella con los valores más cercano al centroide u_k obtenido.

Una vez determinados los MOC, el siguiente paso metodológico es identificar áreas de tensión coherente para cada uno de los modos de operación del SEP. Para efectos de este trabajo, área de tensión coherente (ATC) se define como un área del sistema conformada por un conjunto de barras que exhiben patrones de comportamiento de tensión similares cuando el sistema es sujeto a pequeñas perturbaciones. En la literatura, este concepto es similar a lo que se conoce como *voltage control areas* (VCA por sus siglas en inglés) [69], [70].

La definición de las ATC para cada modo de operación se realiza en base a las sensibilidades $\delta V/\delta Q$ del sistema en dicho modo de operación. Una vez calculados estos valores, las áreas se determinan utilizando un *clustering* del tipo aglomerativo aplicando la técnica de *linkage*. Si bien el procedimiento es similar al usado en la etapa anterior, en este caso se adiciona un parámetro extra al proceso de *clustering* denominado “*matriz de conectividad*”, que indica qué pares de barras del sistema se encuentran conectadas entre sí ya sea por medio de una línea de transmisión u otro equipo en el sistema. Considerando un total de n barras, la matriz de conectividad del sistema (M_{ij}), de dimensión $n \times n$, será tal que cumpla:

$$M_{ij} = \begin{cases} 1; & \text{si la barra } i \text{ se conecta con la barra } j \\ 0; & \text{si la barra } i \text{ no se conecta con la barra } j \end{cases} \quad (32)$$

Para comprender lo anterior, se considera el sistema de 9 barras de la IEEE presentado en la Figura 3-3. Para este caso particular, la matriz de conectividad es una matriz de dimensión 9×9 , según la expresión (33).

$$M = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (33)$$

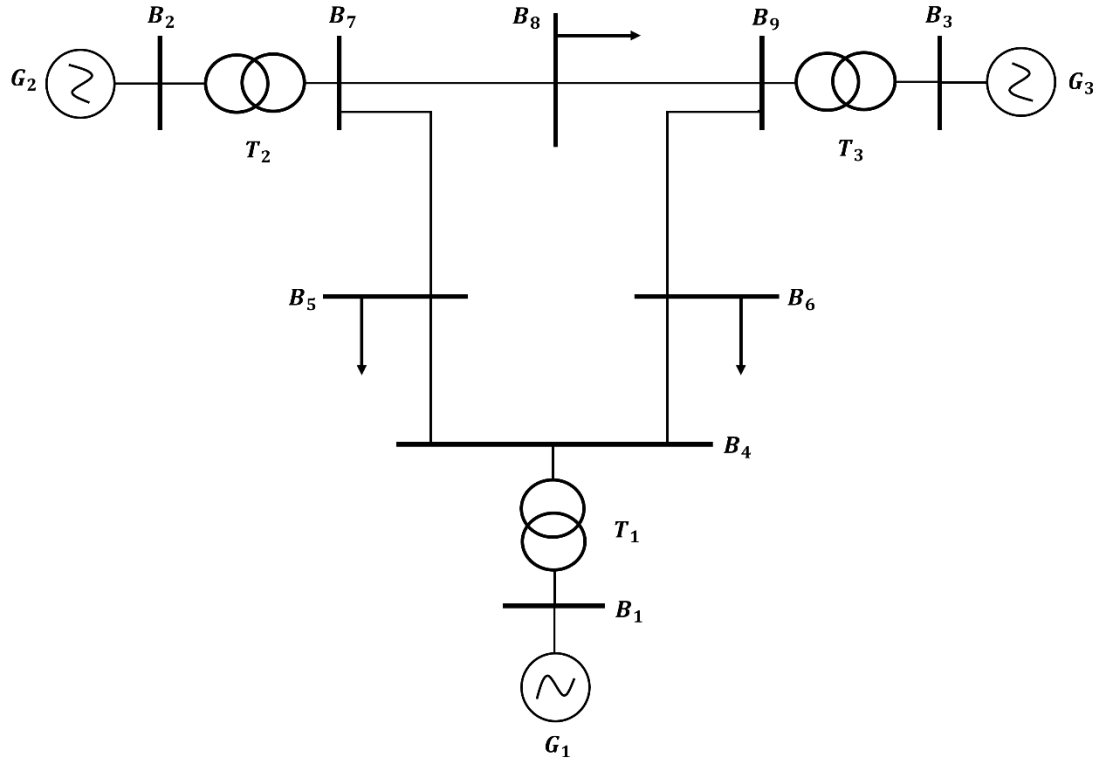


Figura 3-3: Modelo IEEE de 9 barras.

La expresión anterior muestra que el valor $M_{2,7}$ es igual a uno debido a que las barras 2 y 7 se encuentran conectadas por medio de un transformador, mientras que el valor $M_{2,8}$ es igual a cero dado que no hay una conexión directa entre las barras 2 y 8. Aplicando este criterio a todas las barras del sistema se puede construir la matriz presentada en la expresión (33).

La matriz de conectividad se utiliza para cuantificar la similitud entre dos clústeres. Es decir, en el proceso de “*enlace*” del algoritmo *linkage*, definiendo la distancia entre dos clústeres A y B cualquiera según la siguiente expresión.

$$DC_{AB} = \begin{cases} \frac{1}{N_a \cdot N_b} \cdot \sum_{i=1}^{N_a} \sum_{j=1}^{N_b} D_{ij}; & \text{si } \sum_{i=1}^{N_a} \sum_{j=1}^{N_b} M_{ij} > 0 \\ D_M & ; \text{si } \sum_{i=1}^{N_a} \sum_{j=1}^{N_b} M_{ij} = 0 \end{cases} \quad (34)$$

donde D_M corresponde a un valor constante que debe ser superior a la distancia entre cualquiera de los clústeres existentes. En consecuencia, se debe considerar un valor empírico que conduzca a resultados razonables en función del sistema en estudio. La expresión (34) indica que si existe una conexión entre las barras del clúster A con las barras del clúster B , la distancia entre los clústeres se determina de la misma forma que se presentó en la ecuación (29). Por otro lado, si no existe conexión entre ninguna de las barras de los clústeres, la distancia entre estos se fija en un valor elevado (D_M) para indicar que no existe similitud entre ellos, evitando que los clústeres se agrupen entre sí.

En la Figura 3-4 (a) se ilustra una de las situaciones que se busca evitar con uso de la matriz de conectividad. Se observa que la ATC_1 está formada por barras que no se encuentran unidas, es decir, sin conexión entre ellas. Por el contrario, en la Figura 3-4 (b) se presenta lo que debería ocurrir, donde cada ATC está formada por barras que poseen una conexión entre ellas.

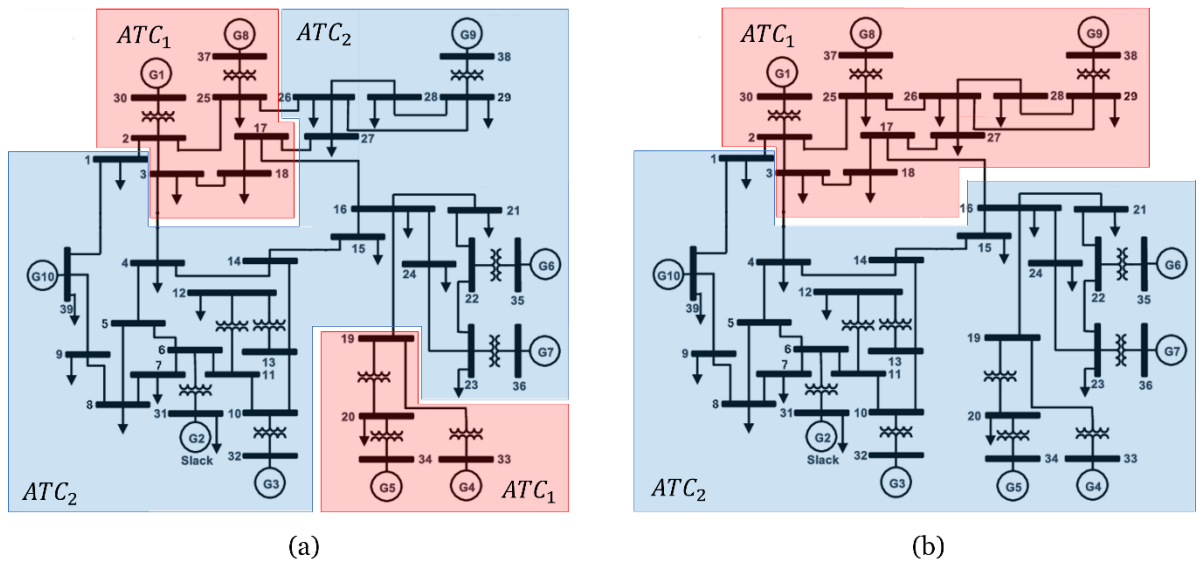


Figura 3-4: Ejemplo ilustrativo de ATC en un SEP. A la derecha con las áreas correctamente definidas y a la izquierda con un problema en su conectividad.

Al finalizar esta etapa se tendrán las ATC para cada MOC del sistema en estudio. La Figura 3-5 ilustra cómo se podrían ver las ATC en el caso de un sistema que tiene 3 modos de operación característicos durante un año. Se destaca que el número de ATC podría variar en función del modo de operación. En la Figura 3-5 $ATC_i^{MO_j}$ indica el área de control de tensión i asociada al modo de operación característico j .

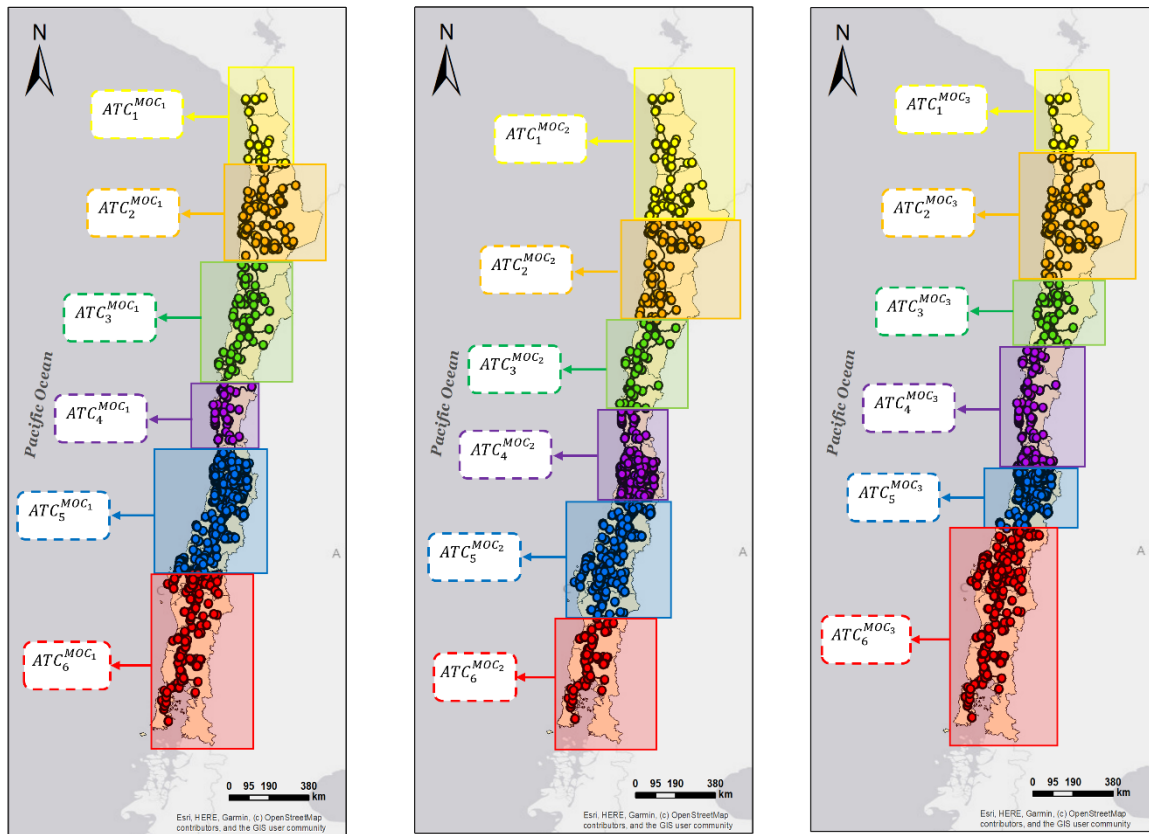


Figura 3-5: Ejemplo ilustrativo de áreas de control de tensión para 3 modos de operación característicos de un sistema eléctrico.

3.3. Etapa III: Selección de indicador de robustez por barra y por área

En la tercera etapa de la metodología se busca determinar un indicador de robustez, tanto a nivel de barras individuales como de ATC. El indicador debe cumplir con las siguientes características para ser validado:

- Considera el impacto de las TGVCC en la cuantificación de la robustez del sistema.
- Entregar una indicación del desempeño dinámico del sistema durante contingencias.
- El cálculo del indicador debe tener un bajo costo computacional, lo que implica que no dependa del desarrollo de simulaciones dinámicas.

Como se vio en el capítulo 2.4, si bien hoy en día se han propuesto varios indicadores para medir robustez, no existen estudios en sistemas reales donde se haya mostrado una concordancia entre la cuantificación de la robustez mediante estos indicadores y el desempeño dinámico del sistema durante contingencias. Debido a lo anterior, en este trabajo se realiza un análisis preliminar con el propósito de determinar el indicador de robustez adecuado, cuyo valor sea un reflejo del comportamiento dinámico del sistema en situaciones de falla. Para esto se lleva a cabo un proceso de dos etapas. En la primera etapa, se considera un conjunto de indicadores de robustez por barra candidatos para luego

seleccionar aquel que se relacione mejor con la respuesta dinámica de las barras del sistema durante contingencias. En la segunda etapa, se procede a la conversión del indicador de robustez por barra (seleccionado en la etapa anterior) a un indicador de robustez por ATC. La Figura 3-6 ilustra una visión general de la metodología que se sigue para llevar a cabo la selección del indicador de robustez.

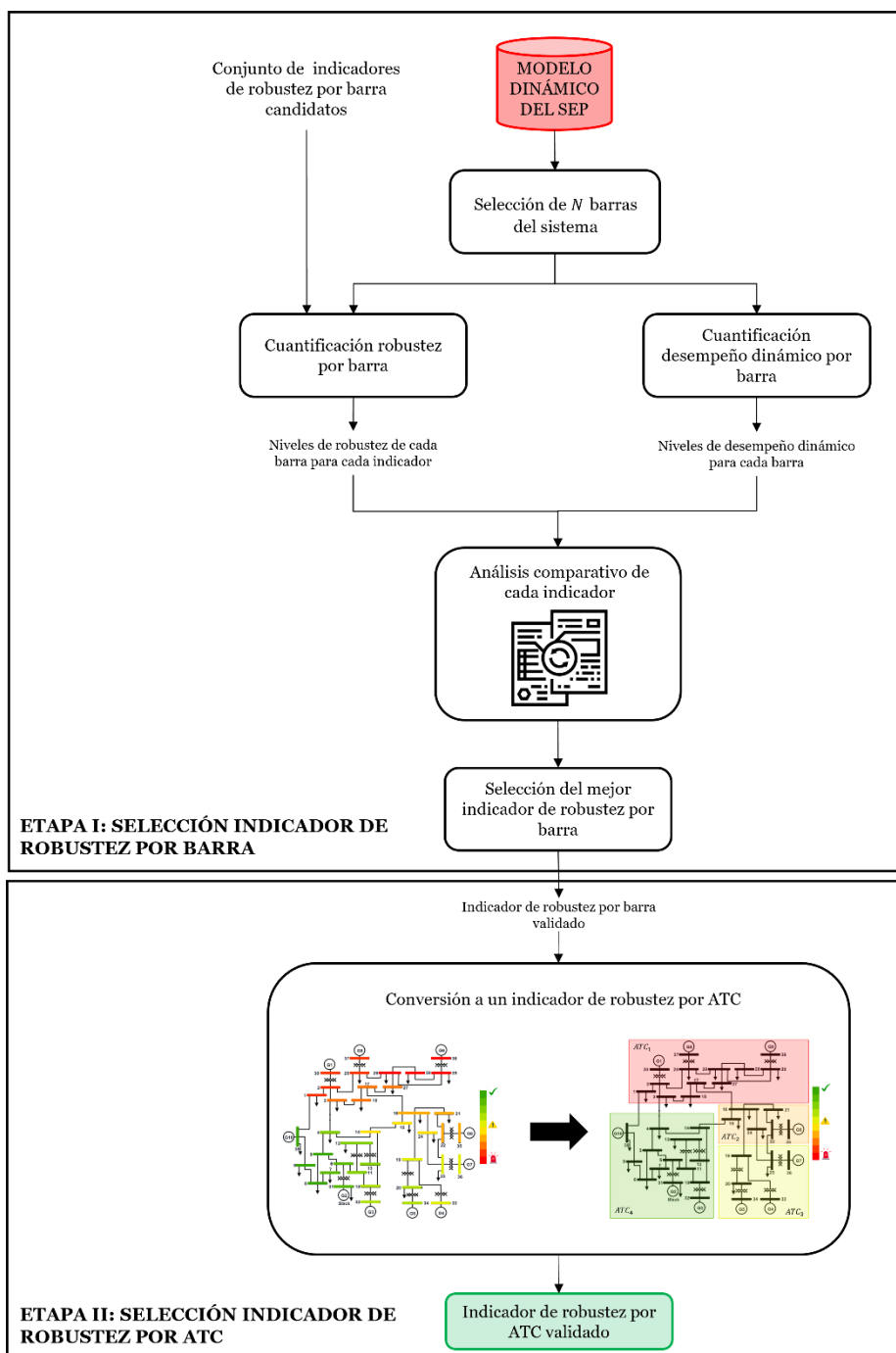


Figura 3-6 Diagrama general de la metodología para la selección del indicador de robustez.

3.3.1. Selección del indicador de robustez por barra

La primera etapa del proceso para la selección del indicador de robustez implica elegir el indicador por barra que mejor se relacione con el comportamiento dinámico de la tensión durante contingencias. Para esto, se define un conjunto de indicadores de robustez candidatos y un conjunto de barras del sistema. Luego, se cuantifica la robustez de cada barra en función de cada indicador, para posteriormente cuantificar el desempeño dinámico de las barras seleccionadas mediante un índice de desempeño dinámico o *IDD*. Para ello, se considera un MOC cualquiera del sistema y un conjunto de contingencias, consistentes en cortocircuitos trifásicos con una resistencia de falla de 1 [Ohm] y un despeje de la falla después de 120 [ms] sobre el conjunto de barras seleccionadas, registrando la respuesta dinámica de la tensión en cada una de estas. El *IDD* para una barra particular *j* se calcula como la integral de la onda de tensión en dicha barra respecto a su voltaje prefalla, según la siguiente fórmula.

$$IDD_j = \int_{t_o}^{t_f} (V_j(t) - V_j^{prefalla}) dt \quad (35)$$

donde IDD_j es el valor del índice de desempeño dinámico para la barra *j*, $V_j(t)$ es la respuesta en el tiempo de la tensión al aplicar un cortocircuito en dicha barra, $V_j^{prefalla}$ es el voltaje prefalla de la barra y t_o y t_f son los tiempos de integración inicial y final seleccionados, que deben ser los mismos para todas las barras a las que se les calcule el *IDD*.

Para ilustrar mejor el indicador, considere un cortocircuito en cierta barra para un punto de operación cualquiera. La Figura 3-7 muestra la respuesta dinámica de tensión en dicha barra (donde ocurrió la contingencia) en el tiempo. En este caso, el *IDD* corresponde al área sombreada en gris en el gráfico.

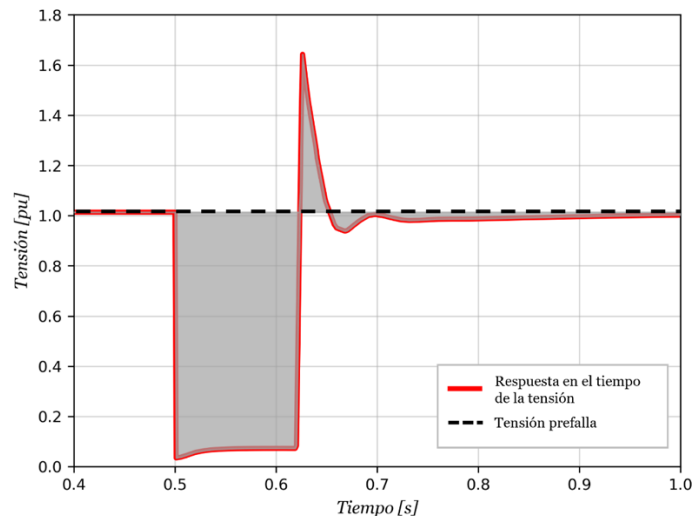


Figura 3-7: Ejemplo del cálculo del IDD para una determinada barra del sistema

Una vez que se tiene el valor del IDD por barra y la cuantificación de robustez por barra para cada indicador, se analiza la correlación entre ambos resultados. El indicador que logre obtener una mejor correlación se considera como el indicador de robustez por barra definitivo a utilizar en el desarrollo de la herramienta off-line. El desarrollo de este análisis comparativo requiere de aplicar una normalización sobre los valores del IDD y los indicadores de robustez por barra seleccionados. Esta normalización se realiza aplicando las expresiones presentadas en (36) y (37) a los valores obtenidos. Esto permite que los valores de los indicadores fluctúen entre 0 y 1, donde 0 representa las barras con peor desempeño dinámico y peor robustez en comparación con aquellas que tienen valores más cercanos a 1.

$$\overline{IDD}_k = \frac{IDD_{max} - IDD_k}{IDD_{max} - IDD_{min}} \quad (36)$$

$$\overline{X}_k = \frac{X_k - X_{min}}{X_{max} - X_{min}} \quad (37)$$

donde IDD_k y X_k corresponde al valor de la barra k para el IDD y el indicador de robustez por barra seleccionado, IDD_{max} y X_{max} corresponde al valor máximo del IDD y el indicador de robustez por barra entre todas las barras analizadas, mientras que IDD_{min} y X_{min} corresponden a los respectivos valores mínimos.

El presente trabajo propone como candidato el uso de un nuevo indicador de robustez definido como $ISCR$ (index short-circuit ratio). Este indicador depende del nivel de potencia de cortocircuito, despacho de las unidades TGVCC y un factor que depende de la distancia eléctrica de las TGVCC a la barra cuya robustez se desea cuantificar. De esta manera, el $ISCR$ para una determinada barra k del sistema está dado por la expresión presentada en (38).

$$ISCR_k = \frac{SCL_k}{\sum_{j=1}^n \overline{D}_{kj} \cdot P_j}, \forall j \in TGVCC \quad (38)$$

donde SCL_k corresponde a la potencia de cortocircuito de la barra k del sistema, P_j corresponde a la potencia despachada por la TGVCC conectada en la barra j del sistema y \overline{D}_{kj} corresponde a la distancia eléctrica normalizada entre la barra k y j del sistema. La normalización de la totalidad de las distancias eléctricas entre las diferentes barras del sistema y aquellas barras a las que se conectan las unidades TGVCC, se realiza por medio de la expresión presentada en (39).

$$\overline{D}_{kj} = \frac{D_{max} - D_{kj}}{D_{max} - D_{min}} \quad (39)$$

3.3.2. Selección del indicador de robustez por ATC

La finalidad de esta etapa es ampliar la definición del indicador de robustez por barra validado para cuantificar la robustez de una ATC compuesta por un cierto número de barras. Para llevar a cabo lo anterior se consideran tres métricas de cálculo en que la robustez de cada ATC se define como: (1) el valor mínimo de la robustez de las barras que componen la respectiva área, (2) la media aritmética entre los valores de robustez de las barras del área y (3) la media geométrica de las barras que componen la respectiva área. Además, el proceso metodológico considera el uso del *IDD* aplicado al conjunto de barras definidos en la Etapa I, debido a que este permite proporcionar una medida realista del desempeño dinámico general de cada ATC, permitiendo su uso para la selección de la mejor métrica. La metodología anteriormente descrita se resume en la Figura 3-8.

Considerando el MOC y las N barras utilizadas en la Etapa I para la selección del indicador de robustez por barra, se calcula la robustez por ATC haciendo uso de dicho indicador y aplicando la métrica de mínimo ($Robustez\ ATC_{mín}^{indicador}$), media aritmética ($Robustez\ ATC_{med}^{indicador}$) y media geométrica ($Robustez\ ATC_{geo}^{indicador}$). De forma paralela, se calcula la robustez de cada ATC utilizando las mismas métricas, pero haciendo uso de los valores de *IDD* ($Robustez\ ATC_{mín}^{IDD}$, $Robustez\ ATC_{med}^{IDD}$ y $Robustez\ ATC_{geo}^{IDD}$). Con los resultados anteriores se procede a calcular el error cuadrático medio para cada métrica en función de las siguientes expresiones, donde M corresponde al número total de ATC del MOC considerado.

$$\begin{aligned} ECM_{mín} &= \frac{\sum_{j=1}^M \left(Robustez\ ATC_{j\mín}^{indicador} - Robustez\ ATC_{j\mín}^{IDD} \right)^2}{M} \\ ECM_{med} &= \frac{\sum_{j=1}^M \left(Robustez\ ATC_{j\med}^{indicador} - Robustez\ ATC_{j\med}^{IDD} \right)^2}{M} \\ ECM_{geo} &= \frac{\sum_{j=1}^M \left(Robustez\ ATC_{j\geo}^{indicador} - Robustez\ ATC_{j\geo}^{IDD} \right)^2}{M} \end{aligned} \quad (40)$$

Por medio de lo anterior se obtiene el valor para el error cuadrático medio de la métrica de cálculo del mínimo ($ECM_{mín}$), media aritmética (ECM_{med}) y media geométrica (ECM_{geo}). Con esto se comparan los resultados y aquella métrica que posea el menor error se selecciona para cuantificar la robustez de un ATC.

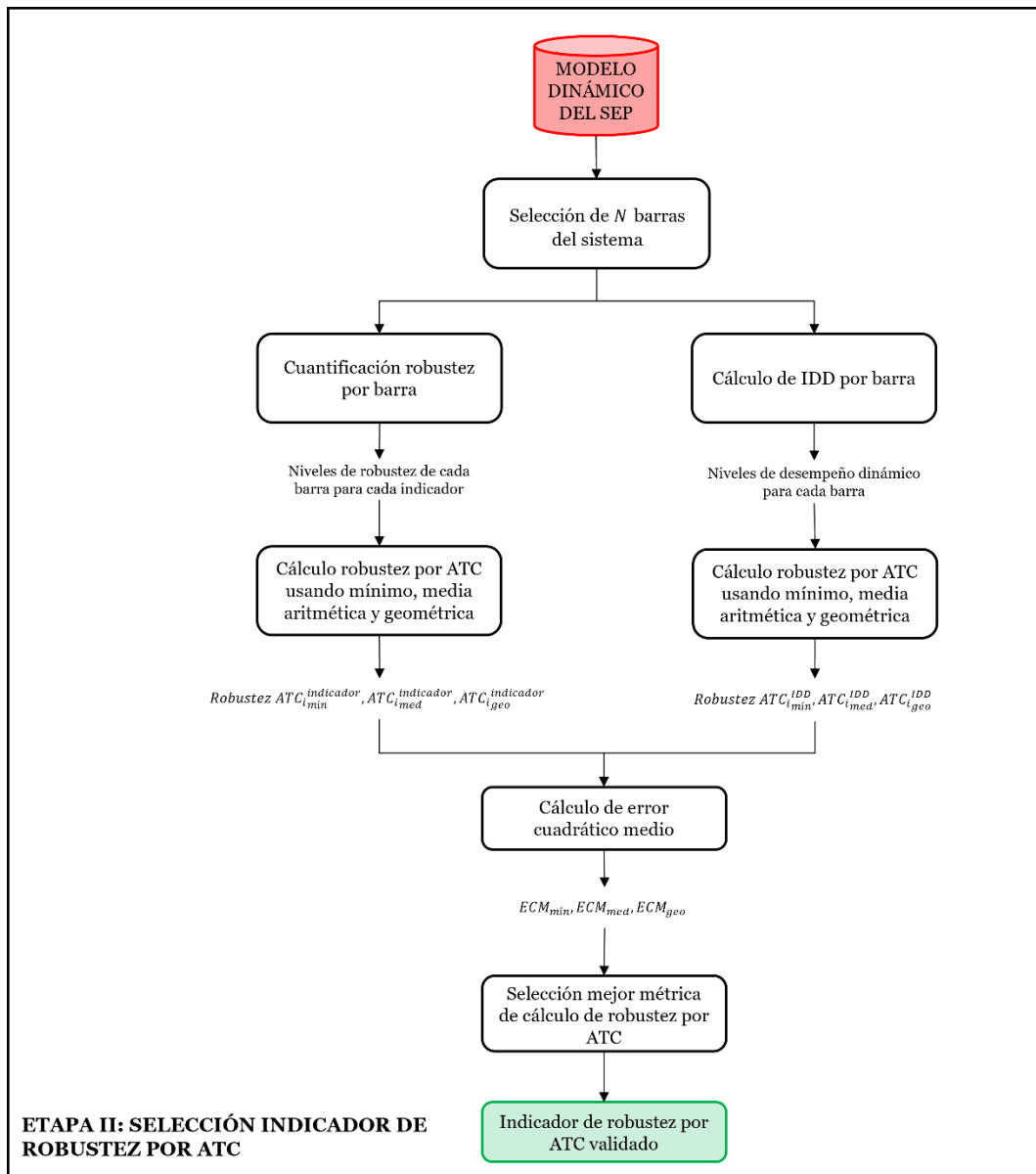


Figura 3-8: Metodología para determinar el indicador de robustez por ATC.

Capítulo 4: Casos de estudio

En los siguientes capítulos se presenta una descripción de los puntos de operación utilizados para la selección del indicador de robustez y validación de la herramienta off-line. El sistema eléctrico analizado corresponde al Sistema Eléctrico Nacional de Chile (SEN chileno), considerando una planificación de la generación y transmisión con una elevada penetración de TGVCC en la zona norte del sistema y una alta concentración de unidades sincrónicas en la zona centro-sur, mayormente caracterizada por la presencia de centrales hidráulicas [71]. Debido a la geografía única del país, el sistema eléctrico se extiende longitudinalmente a lo largo de 3100 km de norte a sur, lo que resulta en una red con un bajo nivel de enmallamiento, siendo propensa a presenta áreas con un bajo nivel de robustez.

4.1. Punto de operación para la selección del indicador de robustez

Las principales características del sistema en estudio se ilustran en la Figura 4-1, donde se muestra el territorio abarcado por el SEN, desde la región de Arica y Parinacota hasta la región de Los Lagos, dividido en tres zonas: zona norte, que se extiende desde la región de Arica y Parinacota hasta la región de Atacama; zona central, comprendida entre la región de Coquimbo y la región de Ñuble; y zona sur, que abarca desde la región del Biobío hasta la región de Los Lagos. Además, la figura muestra una representación porcentual del despacho de las unidades sincrónicas y TGVCC para cada una de las zonas. Por su parte, la Tabla 4-1 detalla el despacho para cada tipo de unidad generadora junto con la demanda por zona. Se puede observar que las TGVCC se concentran principalmente en la zona norte del SEN, mientras que la generación sincrónica prevalece en la zona central. De esta manera, el punto de operación analizado se caracteriza por tener una penetración total del 84% de TGVCC.

Tabla 4-1: Punto de operación seleccionado para llevar a cabo la selección del indicador de robustez.

Zonas	TGVCC [MW]	Generación sincrónica [MW]	Demanda [MW]	Penetración TGVCC [%]
Zona norte	10180	234	7208	98%
Zona centro	2999	1791	7669	63%
Zona sur	1722	729	2378	70%
TOTAL	14902	2753	17255	84%

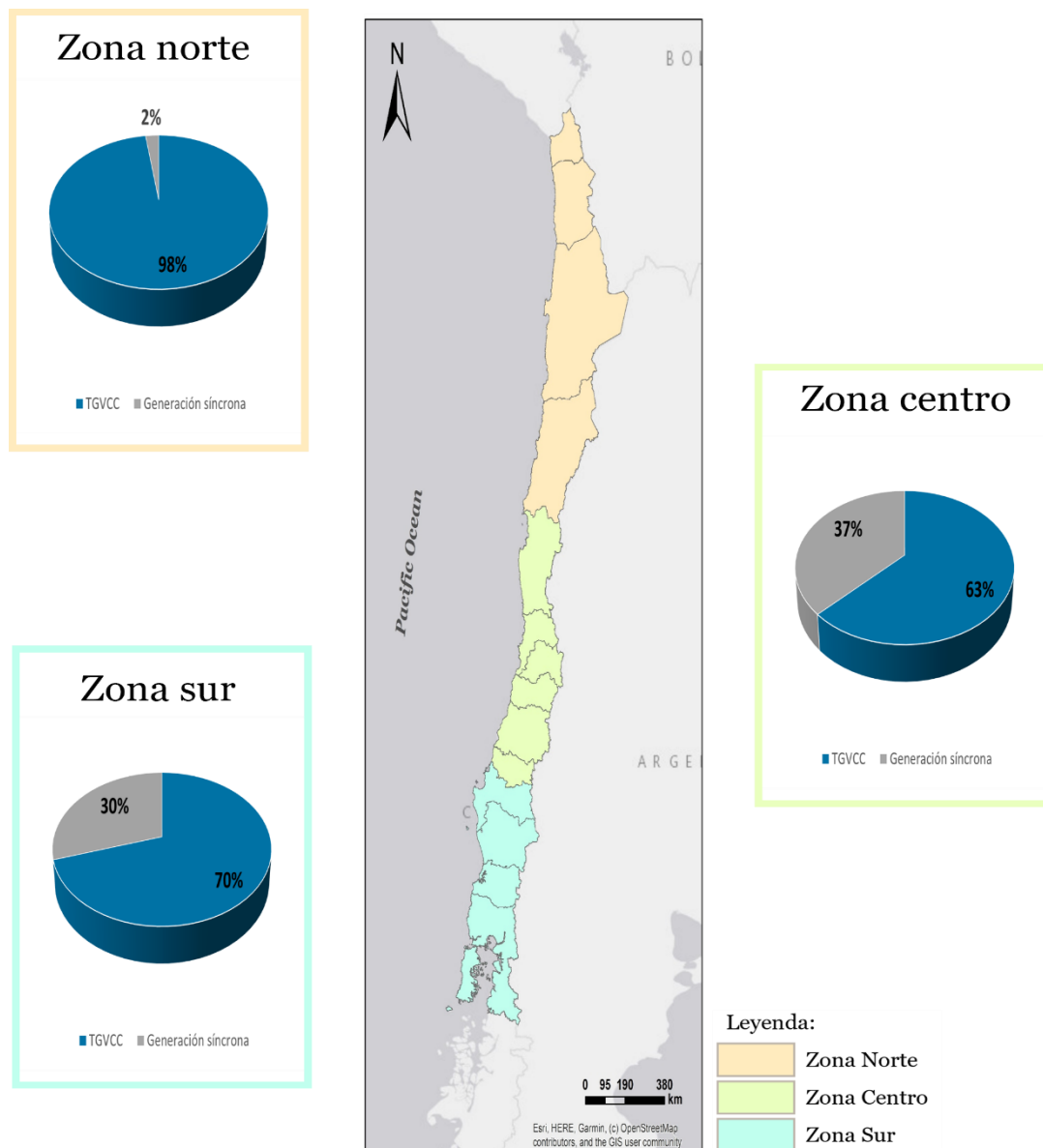


Figura 4-1: Características del sistema en estudio para el punto de operación usado para la selección del indicador de robustez.

4.2. Puntos de operación para la validación de la herramienta off-line

En las Figura 4-2 y Figura 4-3 se presenta un mapa de las regiones que comprende el SEN, junto con un desglose porcentual del despacho de unidades sincrónicas y TGVCC en las zonas norte, centro y sur del sistema. Así mismo, en las Tabla 4-2 y Tabla 4-3 se detalla el despacho de las unidades sincrónicas, TGVCC y niveles de demanda en cada zona del sistema, en conjunto con su respectivo porcentaje de penetración y potencia demandada. El primer punto de operación utilizado para la validación considera una penetración del 82% de TGVCC, con una alta inyección de unidades fotovoltaicas en la zona norte,

simulando una condición diurna del sistema. En contraste, el segundo punto de operación contempla una penetración del 60% de TGVCC, considerando el apagado de las unidades fotovoltaicas en la zona norte y centro mayoritariamente, siendo desplazadas en algunos casos por unidades eólicas. Esto último se realiza con el objetivo de simular una operación mayormente nocturna, dependiente del recurso eólico.

Tabla 4-2: Primer punto de operación seleccionado para llevar a cabo la validación.

Zonas	TGVCC [MW]	Generación sincrónica [MW]	Demanda [MW]	Penetración TGVCC [%]
Zona norte	9503	564	6794	94%
Zona centro	2999	1791	7506	63%
Zona sur	1722	719	2429	71%
TOTAL	14224	3074	16728	82%

Tabla 4-3: Segundo punto de operación seleccionado para llevar a cabo la validación.

Zonas	TGVCC [MW]	Generación sincrónica [MW]	Demanda [MW]	Penetración TGVCC [%]
Zona norte	3926	1856	4015	68%
Zona centro	1625	2435	6550	40%
Zona sur	1818	603	1378	75%
TOTAL	7369	4893	11942	60%

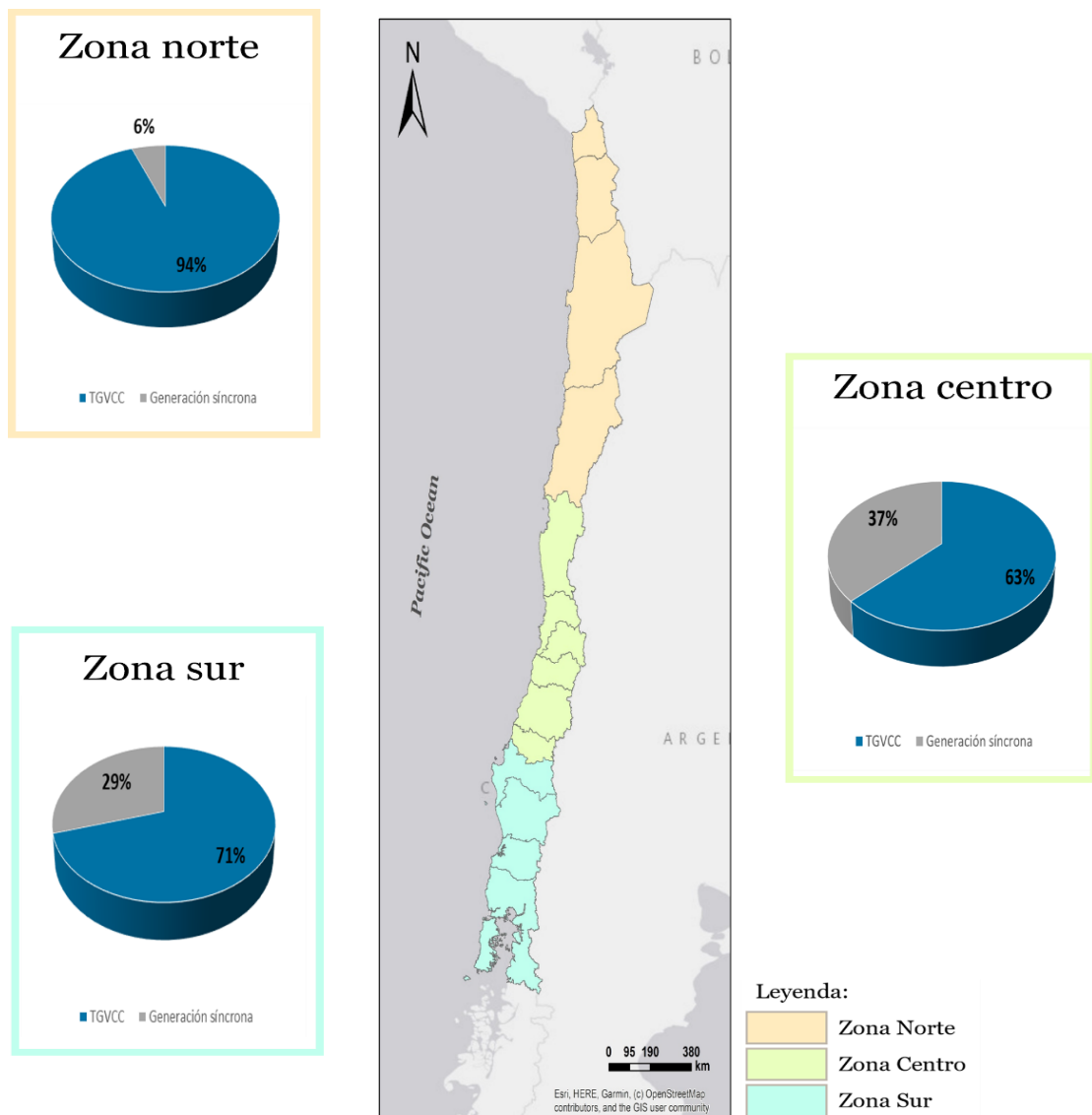


Figura 4-2: Características del sistema en estudio para el primer punto de operación usado para la validación de la herramienta off-line.

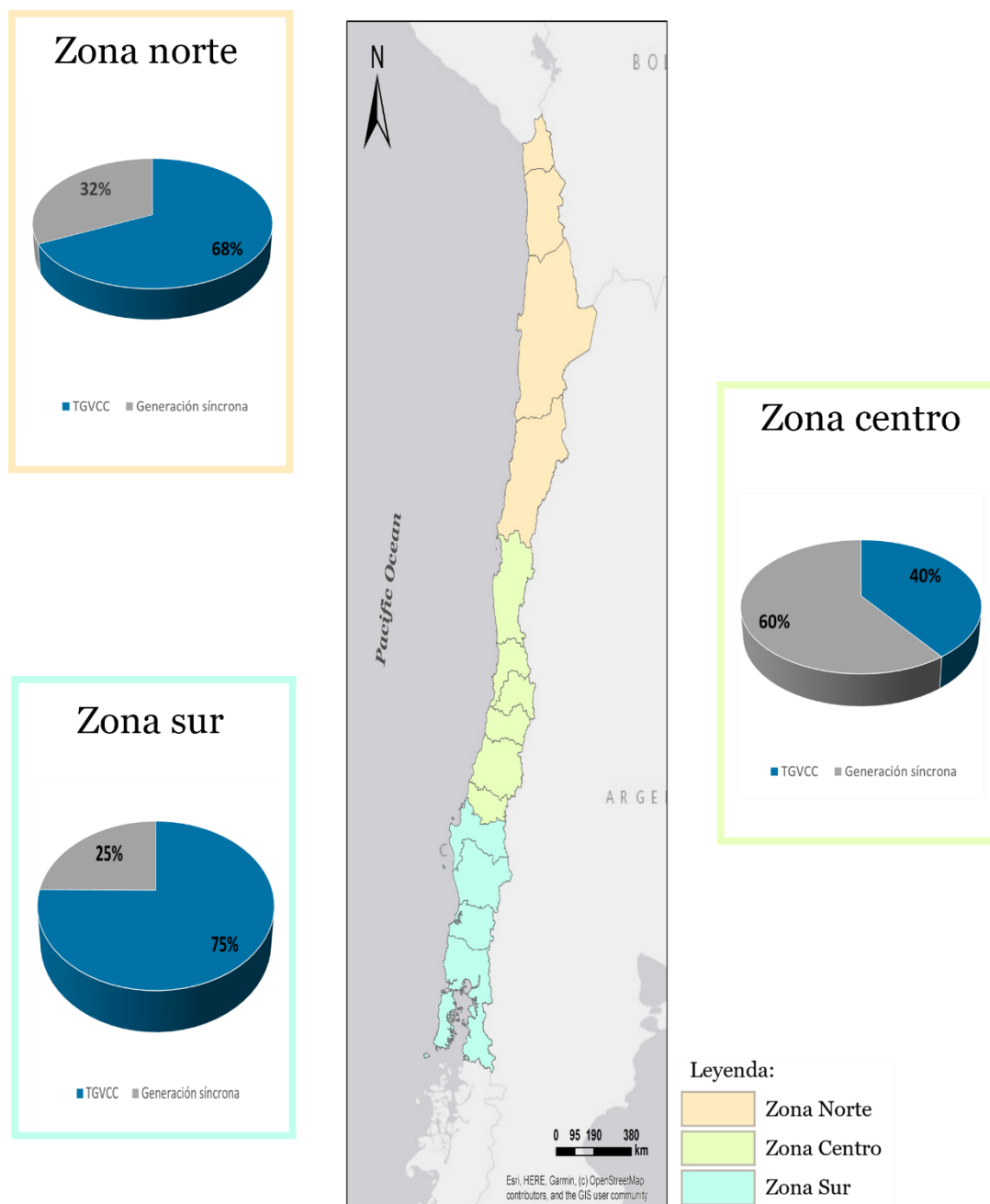


Figura 4-3: Características del sistema en estudio para el segundo punto de operación usado para la validación de la herramienta off-line.

Capítulo 5: Resultados y discusiones

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta en el capítulo 4 al caso de estudio del SEN.

5.1. Desarrollo de la herramienta off-line

En la presente sección se entregan los resultados y análisis de las distintas etapas metodológicas para el desarrollo de la herramienta off-line propuesta. En primer lugar, se

presentan los resultados de la identificación de las ATC y posteriormente se aborda la selección del indicador de robustez.

La finalidad de esta primera etapa es obtener un conjunto de puntos de operación que representen todos los posibles despachos que puede experimentar el SEP durante un periodo de un año. Si se considera una resolución horaria para el despacho, se tendría un conjunto de 8760 condiciones de operación y despachos distintos. Dicho conjunto puede obtenerse mediante herramientas tradicionales de simulación de mercado o según como se estime más conveniente [66], [67].

En lo respectivo a la Etapa I: Adquisición de datos, dado que el sistema utilizado como caso de estudio corresponde al SEN con una expansión de su generación, a fin de alcanzar altos niveles de penetración de TGVCC principalmente en la zona norte del país, no se contaban con datos reales de las 8760 condiciones de despacho que presentaría el sistema a lo largo de un año. Sin perjuicio de lo anterior, es posible llevar a cabo los análisis y la obtención de los resultados definiendo puntos de operación específicos como casos de estudio, tal y como los establecidos en el capítulo 5.

5.1.1. Etapa II: Determinación de modos de operación característicos y áreas de tensión coherentes

La segunda etapa del proceso metodológico consiste en determinar los MOC del sistema a lo largo de un año en conjunto con las respectivas ATC. Como se mencionó previamente, en esta etapa se asume que los MOC ya fueron determinados con anterioridad según la metodología presentada en el capítulo 3.1. Considerando los escenarios energéticos futuros para el SEN en base a la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP), se observa que la capacidad instalada recomendada para unidades TGVCC se concentra en gran medida en las regiones de Antofagasta y Atacama [71]. Dado lo anterior, se seleccionan dos puntos de operación con una alta participación de TGVCC en la zona norte del sistema, para llevar a cabo el proceso de desarrollo y validación de la herramienta off-line.

El proceso de identificación de ATC se lleva a cabo por medio de un clustering aglomerativo tipo *linkage* considerando las sensibilidades $\delta V/\delta Q$ de las barras del sistema. El proceso de clusterización requiere determinar el número óptimo de clústeres a generar, ya que una mala elección de estos puede dar lugar a agrupaciones de datos muy heterogéneos o datos que, siendo muy similares entre sí, se agrupan en clústeres diferentes [68].

En el contexto anterior, el método del codo (elbow method) permite seleccionar el número óptimo de clústeres haciendo uso de los valores de inercia a diferentes números de clústeres, siendo la inercia la suma de las distancias al cuadrado de cada objeto del clúster a su centroide. De esta manera, la inercia de un clúster j para un determinado proceso de clusterización se determina en función de la siguiente expresión.

$$Inercia_j = \sum_{i=1}^n \|x_i - \mu\|^2, \forall x_i \in C_j \quad (41)$$

donde x_i corresponde al dato de un determinado clúster C_j y μ corresponde a su respectivo centroide. De esta manera considerando un total de m clústers, el error total asociado al proceso de clusterización se calcula en función de la expresión presentada en (42).

$$Error = \sum_{i=1}^m Inercia_i \quad (42)$$

Luego, se procede a trazar la curva del error total de acuerdo con el número de clústeres totales considerados para diversos procesos de clusterización. Particularmente se realizó un análisis considerando desde 2 hasta 30 clústeres. La Figura 5-1 presenta los resultados del gráfico de codo obtenido haciendo uso del punto de operación definido para el proceso de selección del indicador de robustez, mientras que la Figura 5-2 y Figura 5-3 muestra el resultado obtenido con los puntos de operación utilizados para la validación de la herramienta off-line.

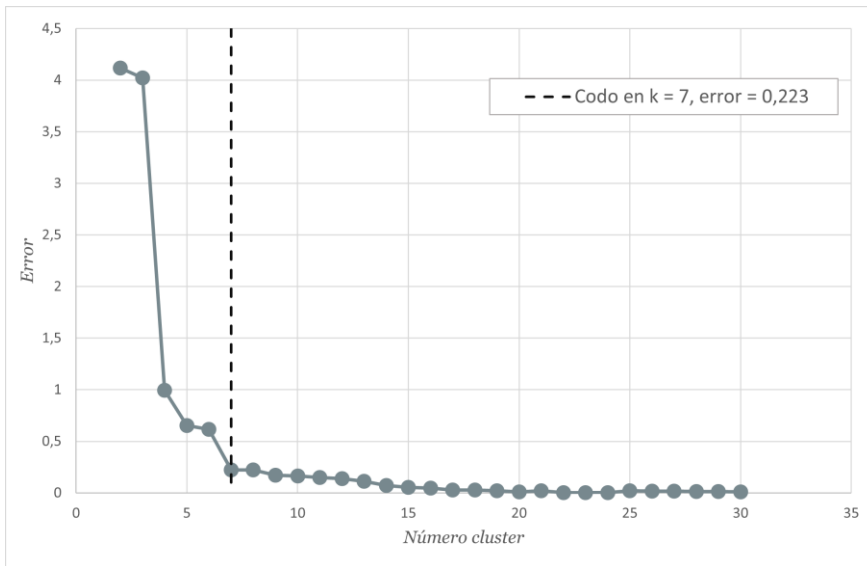


Figura 5-1: Gráfico de codo para el punto de operación usado en la selección indicador de robustez.

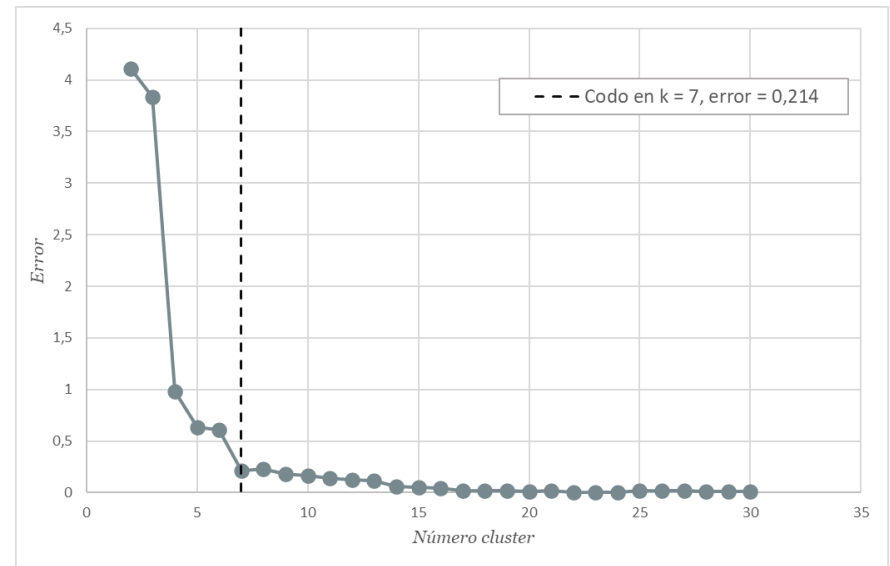


Figura 5-2: Gráfico de codo para el primer punto de operación usado en la validación de la herramienta off-line.

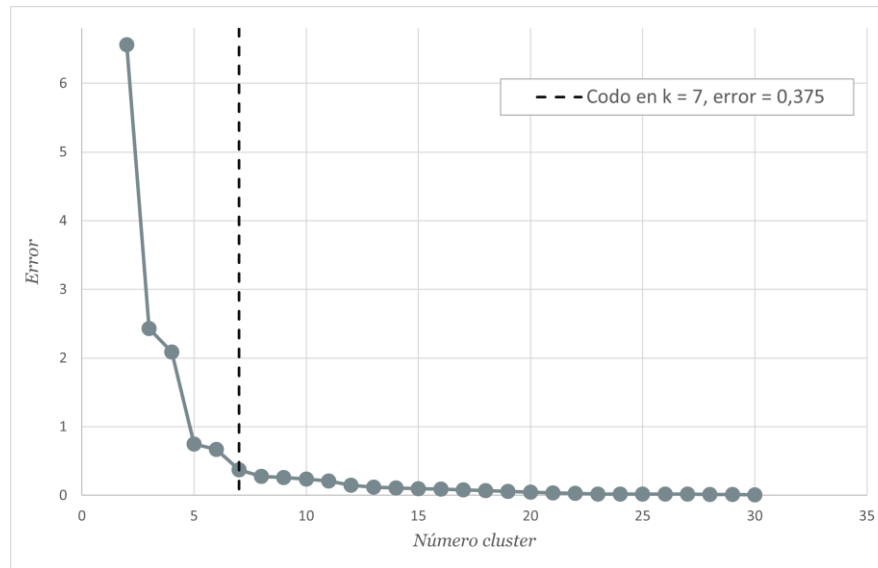


Figura 5-3: Gráfico de código para el segundo punto de operación usado en la validación de la herramienta off-line.

Se observa que a partir de los 7 clústeres la reducción del error total asociado al proceso de clusterización no es significativa, lo que permite concluir que el número óptimo de clústeres para ambos casos de estudio es 7. De esta manera, considerando los puntos de operación analizados, el sistema eléctrico queda dividido en 7 ATC.

La Figura 5-4 presenta la división del SEN en las 7 ATC obtenidas para el punto de operación usado para la selección del indicador de robustez, mostrando la capacidad despachada de GS, TGVCC, la demanda y penetración de cada ATC. En este sentido, la mayor penetración de TGVCC se da en el ATC 1, alcanzando el 100%, mientras que la menor penetración ocurre en el ATC 6 con un 37%.

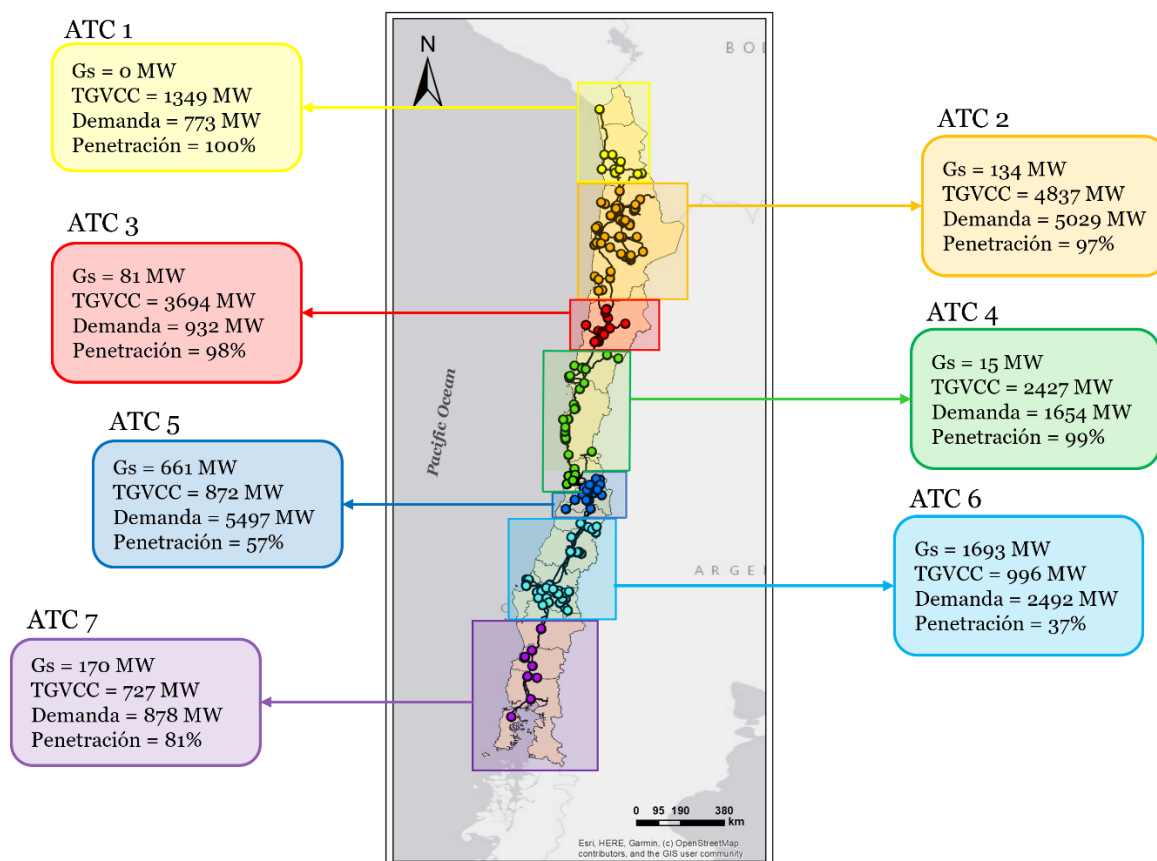


Figura 5-4: Resultados de las ATC en el punto de operación seleccionado para definir el indicador de robustez.

La Figura 5-5 presenta la división del SEN en las 7 ATC obtenidas para el primer punto de operación usado para la validación de la herramienta off-line mostrando, al igual que la figura anterior, la capacidad despachada de GS, TGVCC, la demanda y penetración de cada ATC. Cabe destacar que la mayor diferencia entre el punto de operación seleccionado para definir el indicador de robustez y el presente punto de operación se da en el ATC 2, donde existe una diferencia del 6% en la penetración TGVCC.

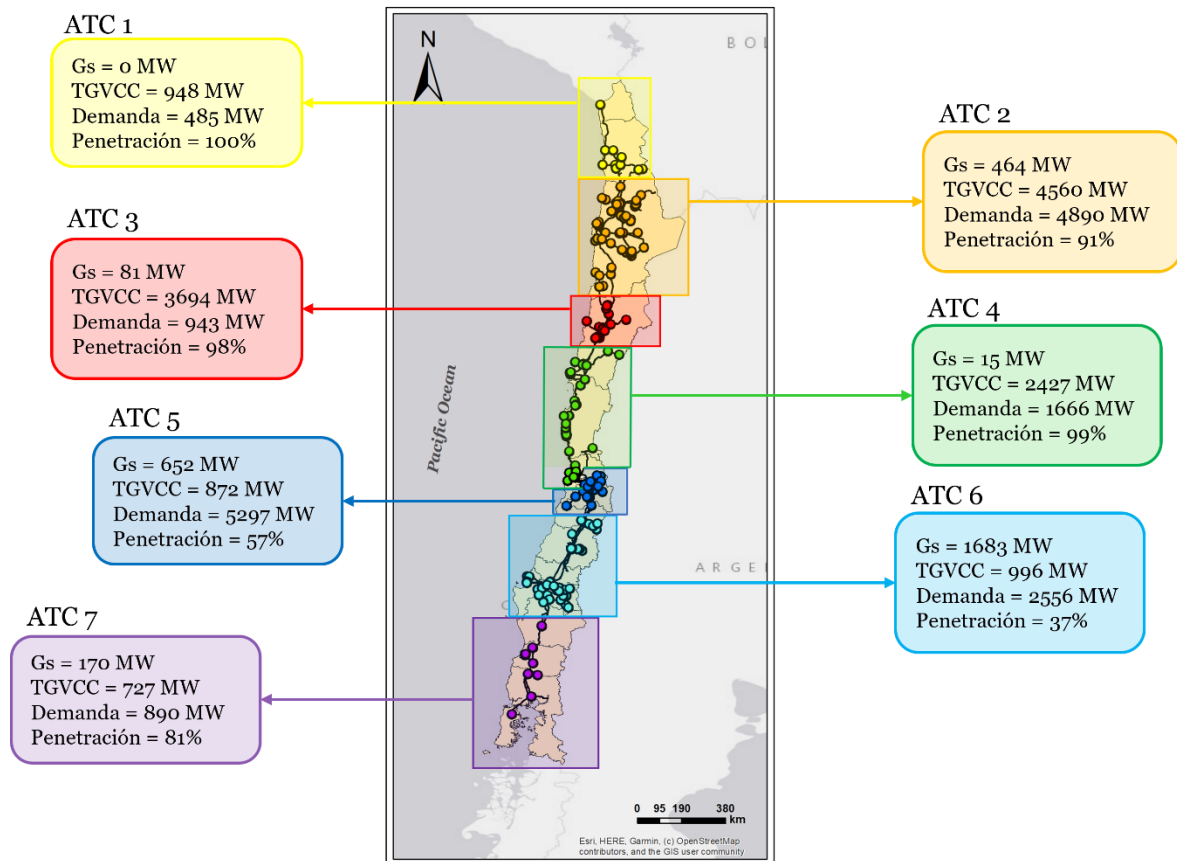


Figura 5-5: Resultados de las ATC para el primer punto de operación seleccionado para validar la herramienta off-line.

Finalmente, la Figura 5-6 presenta la división del SEN en las 7 ATC obtenidas para el segundo punto de operación utilizado para la validación de la herramienta off-line. Al igual que en los casos anteriores, se muestra la capacidad despachada de GS, TGVCC, la demanda y penetración de cada ATC. Se observan diferencias significativas en los niveles de penetración TGVCC y GS en las ATC1, ATC2, ATC3, ATC4 y ATC5 de los dos puntos de operación seleccionados para llevar a cabo el proceso de validación.

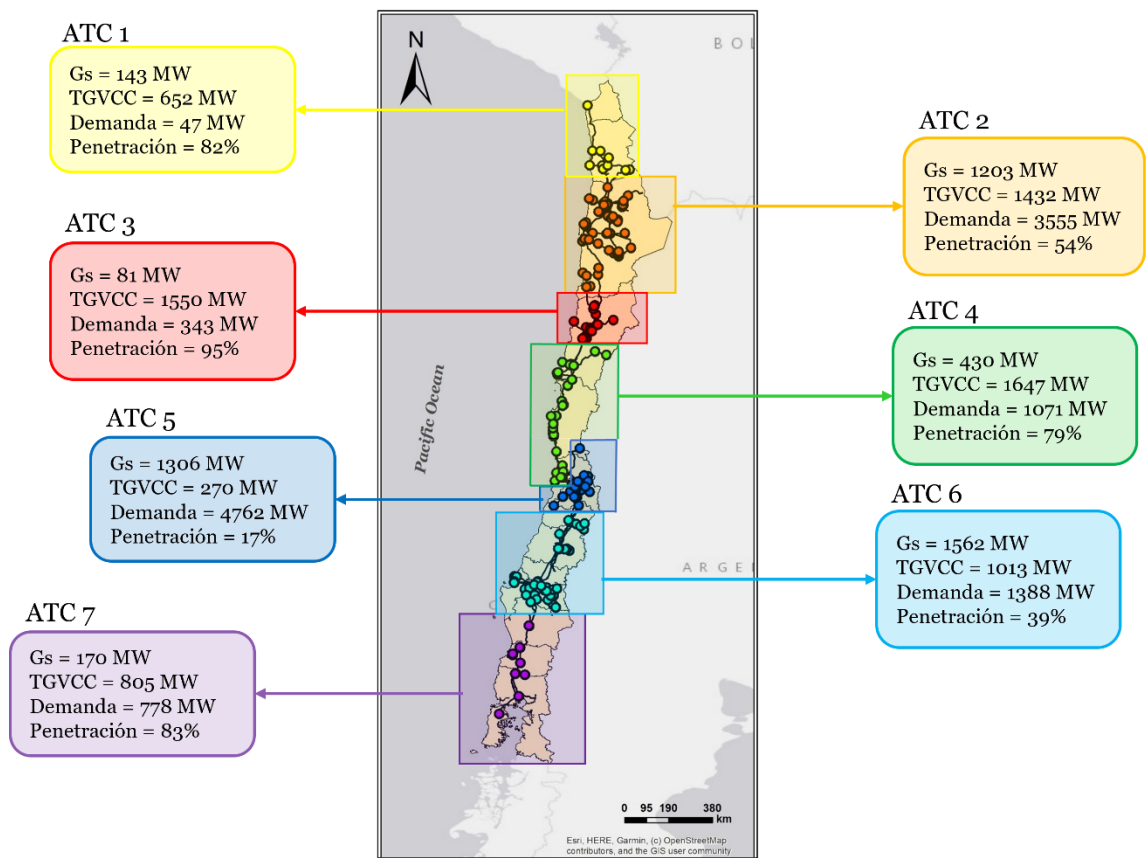


Figura 5-6: Resultados de las ATC para el segundo punto de operación seleccionado para validar la herramienta off-line.

5.1.2. Etapa III: Selección de indicador de robustez por barra y por área

5.1.3. Selección del indicador de robustez por barra

El presente trabajo propone como candidato de indicador de robustez por barra el *ESCR*, definido en la sección 2.4.4, en conjunto con un nuevo indicador de robustez definido como *ISCR* (index short-circuit ratio). Tal como se presentó en el capítulo 3.3.1, el indicador *ISCR* propuesto depende del nivel de potencia de cortocircuito, despacho de las unidades TGVCC y un factor que depende de la distancia eléctrica de las TGVCC a la barra cuya robustez se desea cuantificar.

La Figura 5-7 presenta los resultados para el *IDD*, *ESCR* e *ISCR* obtenido en 70 barras de 220 kV, específicamente 10 barras por cada ATC definida, considerando el punto de operación definido en el capítulo 4.1. Para lograr un resultado visual se procedió a realizar un mapa de calor tomando como dato de entrada los valores de *IDD*, *ESCR* e *ISCR* junto a la posición geográfica de las barras en donde se aplicaron los cálculos de robustez.

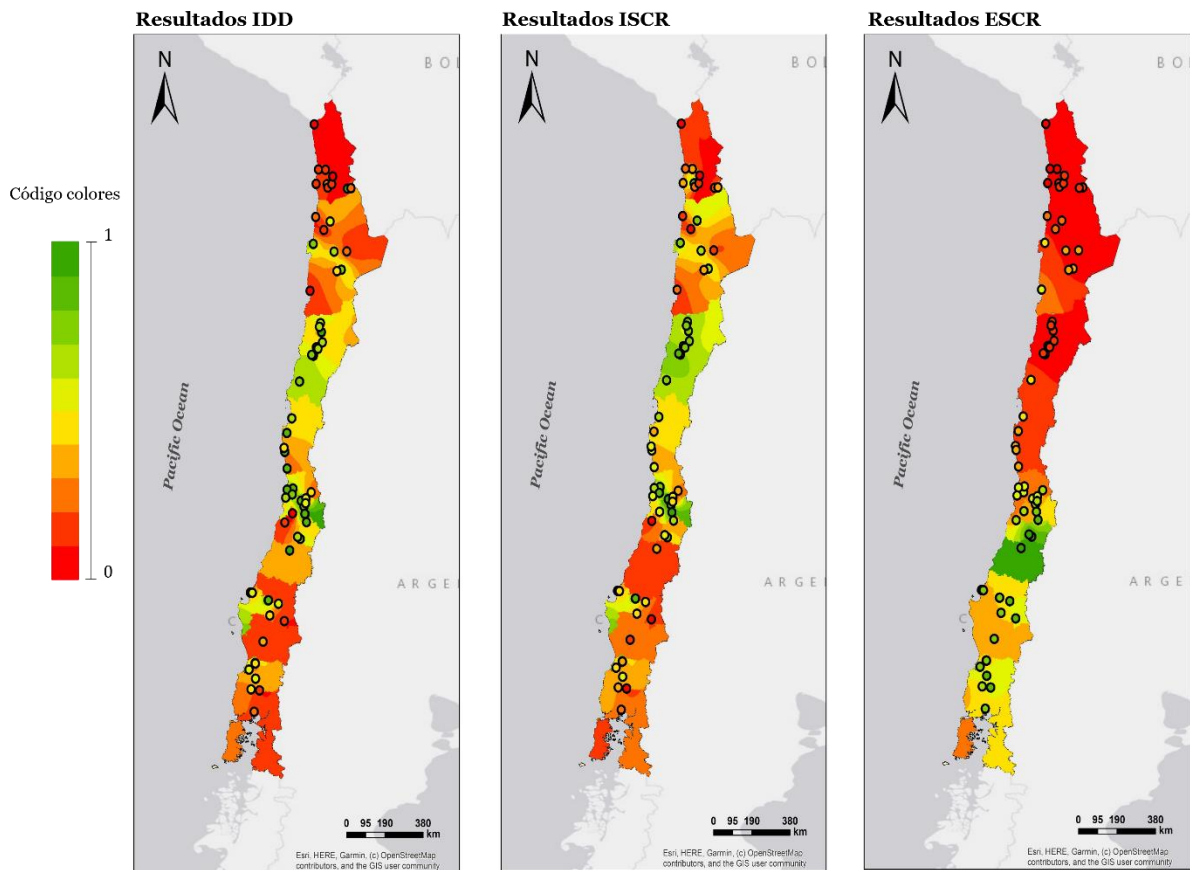


Figura 5-7: Mapa de calor para el IDD, ISCR y ESCR de las barras en estudio.

En la figura anterior, se puede apreciar cómo el mapa de calor generado a partir de los resultados del *ISCR* se asemeja considerablemente al presentado por el *IDD*, mostrando similitudes en la ubicación de las zonas con mayor robustez, principalmente en la zona centro-norte del SEN, así como en las zonas con menor robustez, que se extienden hacia el norte y sur del país. Por otro lado, los resultados obtenidos mediante el *ESCR* difieren significativamente de los mostrados para el *IDD*. Por ejemplo, según el *ESCR*, casi toda la región norte, centro y centro-sur del SEN presenta un color que indica un bajo nivel de robustez, lo cual contrasta con las conclusiones obtenidas a través del análisis del *IDD*.

En la Figura 5-8 se presentan los resultados de las simulaciones dinámicas RMS para 14 de las barras analizadas. Para mejor comprensión, se utilizó un código de colores en el que las barras con menores niveles de *ISCR* se muestran en color rojo, mientras que aquellas con los mayores valores se muestran en verde. Se observa como la dinámica de las barras con un mayor nivel de *ISCR* es significativamente mejor que aquellas con un menor nivel de *ISCR*. Por ejemplo, la S/E Maitencillo, que tiene un *ISCR* = 0,913, tiene un mejor desempeño que la S/E Cóndores la cual tiene un *ISCR* = 0,200.

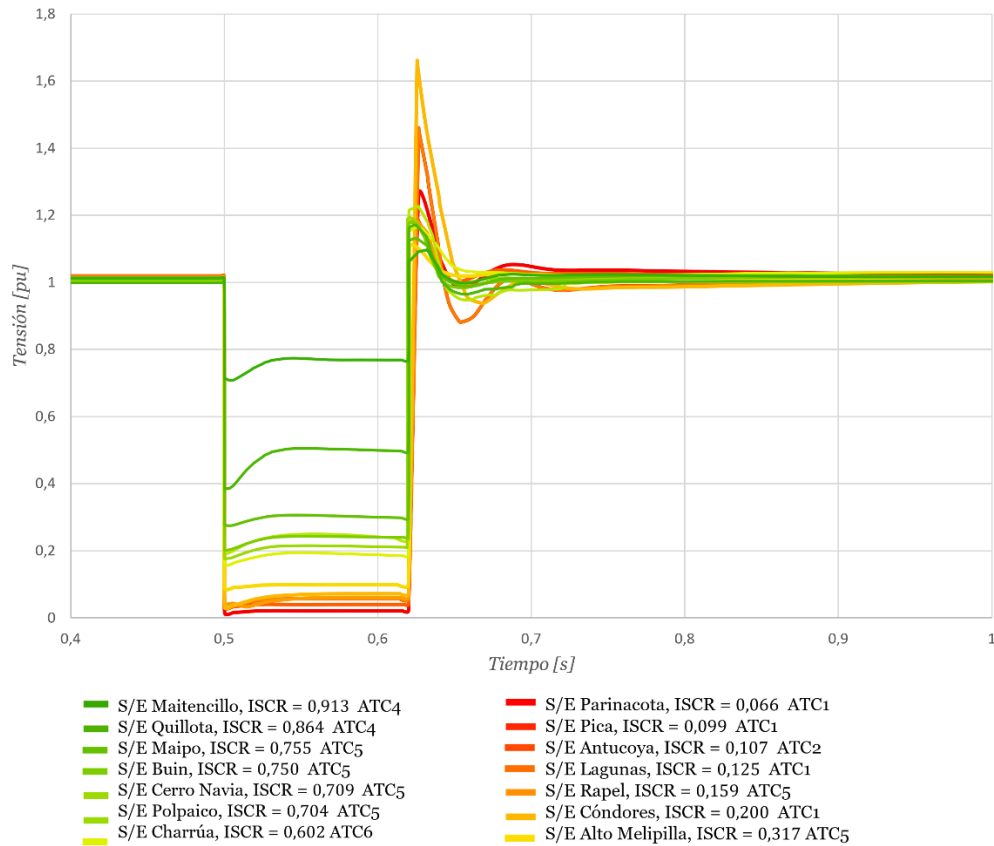


Figura 5-8: Resultados comparativos entre la respuesta temporal de la tensión en barras con distintos niveles de ISCR.

Todo lo mencionado permite concluir que el *ISCR* es un indicador de robustez que permite capturar el desempeño dinámico de las barras del sistema ante contingencias. Por lo anterior se selecciona el *ISCR* como el indicador de robustez por barra a utilizar para el desarrollo de la herramienta off-line.

5.1.4. Selección del indicador de robustez por ATC

Luego de validado el *ISCR* como un indicador para estimar la robustez por barra, el siguiente paso es extender la cuantificación de robustez a un ATC (conjunto de barras). Se utilizaron las mismas 70 barras analizadas para el proceso de selección del indicador de robustez por barra y el mismo punto de operación. En la siguiente tabla se presentan los resultados obtenidos para el *IDD* e *ISCR* por ATC según las tres métricas de cálculo definidas en el capítulo 3.3.2, vale decir, (1) el valor mínimo, (2) media aritmética y (3) media geométrica.

Tabla 5-1: Resultados de la cuantificación de la robustez por ATC usando el *IDD* y el *ISCR*.

ATC	IDD			ISCR		
	Mínimo	Media aritmética	Media geométrica	Mínimo	Media aritmética	Media geométrica
ATC1	0,171	0,257	0,219	0	0,176	0,176

ATC	IDD			ISCR		
	<i>Mínimo</i>	<i>Media aritmética</i>	<i>Media geométrica</i>	<i>Mínimo</i>	<i>Media aritmética</i>	<i>Media geométrica</i>
ATC2	0	0,210	0,210	0,069	0,313	0,246
ATC3	0,23	0,487	0,381	0,240	0,566	0,544
ATC4	0,227	0,451	0,409	0,221	0,440	0,410
ATC5	0,182	0,305	0,288	0,048	0,512	0,370
ATC6	0,198	0,353	0,304	0,066	0,331	0,259
ATC7	0,195	0,292	0,256	0,065	0,238	0,205

Siguiendo con los pasos metodológicos presentados en el capítulo 3.3.2, con los resultados anteriores se determina el error cuadrático medio para cada métrica de cálculo. Los resultados se muestran en la Tabla 5-2, donde se observa que la robustez de un ATC calculada según la media geométrica es la que tiene el menor error cuadrático medio, por lo que se secciona para usar como indicador de robustez por área.

Tabla 5-2: Error cuadrático medio para las metodologías de cálculo propuestas.

Error cuadrático medio		
<i>Mínimo</i>	<i>Media aritmética</i>	<i>Media geométrica</i>
0,012	0,010	0,006

5.2. Validación de la herramienta off-line

Los resultados de la sección anterior permitieron concluir que la mejor forma de cuantificar la robustez por ATC es usando la media geométrica de los valores de *ISCR* de las barras que conforman cada ATC. En base a esto, la Figura 5-9 presenta los resultados obtenidos considerando el punto de operación con un 82% de penetración TGVCC. Es importante destacar que el valor de potencia de cortocircuito de una ATC particular mostrado en la figura corresponde a la media geométrica de las potencias de cortocircuito de las barras que conforman dicha ATC. Lo anterior se realizó con la finalidad de llevar a cabo los análisis de las cuantificaciones obtenidas dado que, como se observa de la ecuación (38), el cálculo del *ISCR* tiene estrecha relación con el nivel de potencia de cortocircuito y las TGVCC en el punto de interés.

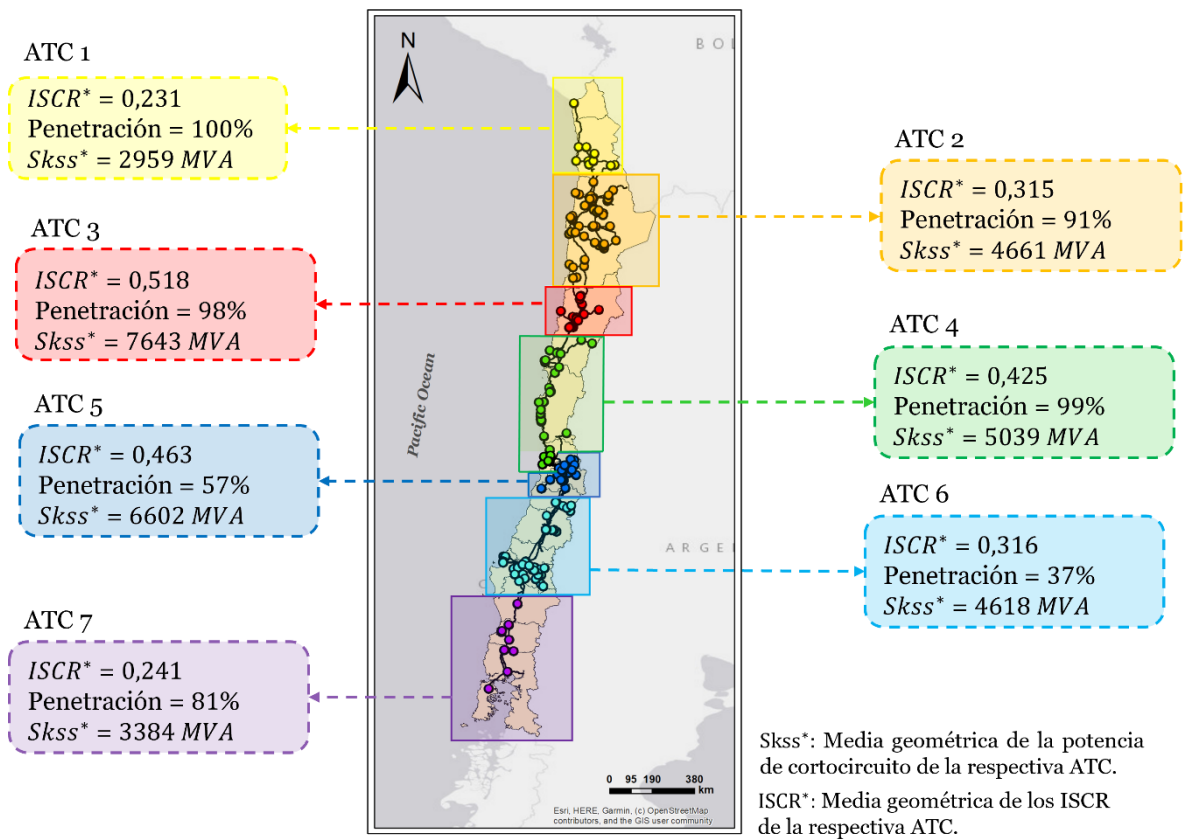


Figura 5-9: Resultados cuantificación de la robustez por ATC para el primer punto de operación usado para la validación de la herramienta.

Los resultados de la figura muestran que las ATC menos robustas corresponden a las áreas ATC1 y ATC7. El ATC1 tiene el mayor nivel de penetración TGVCC y la potencia de cortocircuito más baja, lo que explica su menor robustez en comparación con otras áreas. En el caso del ATC7, si bien su nivel de penetración no es la más alta, su robustez se ve afectada porque tiene una potencia de cortocircuito baja, lo que se explica por el bajo enmallamiento de la zona y su calidad de cola de red. Por otro lado, el ATC con la mayor robustez corresponde al ATC3. A pesar de tener una penetración significativa de TGVCC, (98%), esto se contrarresta con un valor elevado de potencia de cortocircuito, resultado del nivel de enmallamiento de la zona.

Para validar los resultados obtenidos para la cuantificación de la robustez por ATC, se realizaron 10 cortocircuitos trifásicos, con un tiempo de despeje de 150 [ms] y una resistencia de falla de 1 [ohm] en distintas barras del ATC1 y ATC3. La Figura 5-10 muestra las tensiones de las barras donde se aplicaron las fallas. En la misma figura se incluye un mapa del SEN que muestra la ubicación de las contingencias analizadas.

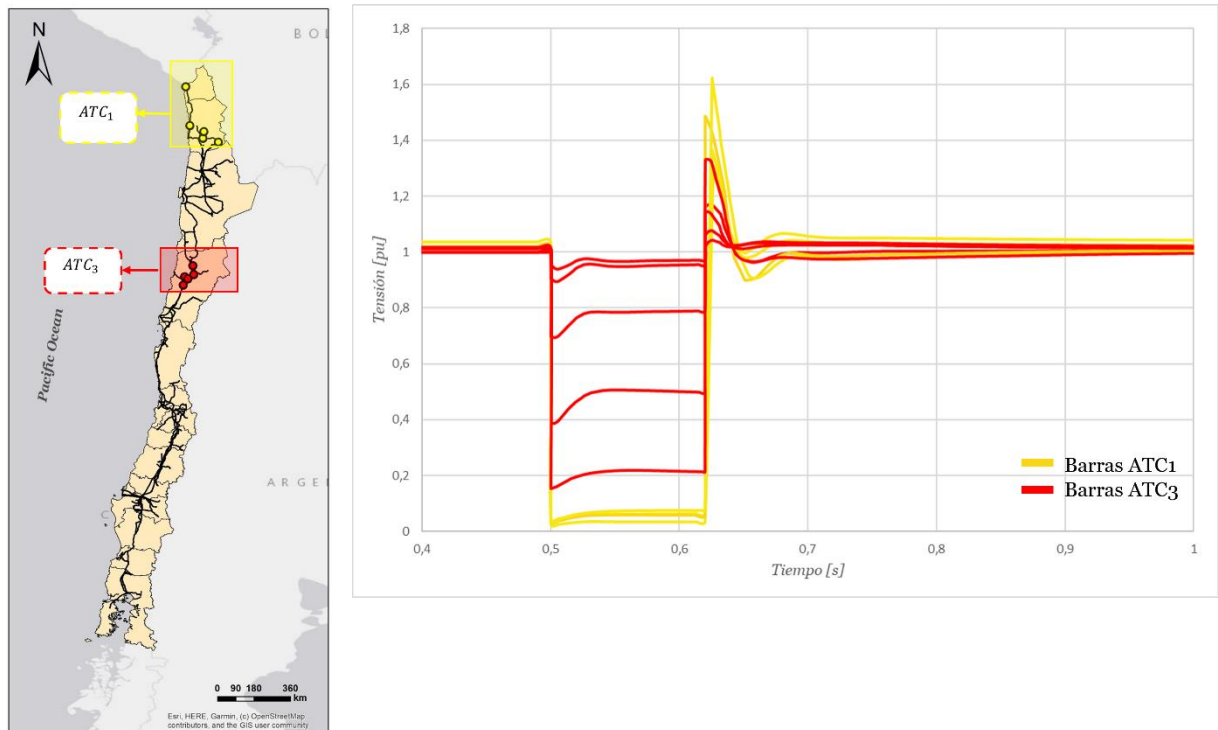


Figura 5-10: Desempeño dinámico de las barras en el ATC1 y ATC3 para el primer punto de operación utilizado en la validación de la herramienta.

Se observa que el ATC1 presenta peores desempeños dinámicos, con las mayores caídas de tensión durante las fallas y mayores sobrepasos posterior al despeje de esta, en comparación a lo observado en el ATC3. Lo anterior guarda relación con los niveles de robustez calculados, donde el ATC1 presenta el menor nivel de robustez del sistema con un 0,231, mientras que el ATC3 presenta un valor de 0,518, correspondiente al área con la mayor robustez del sistema.

Por otra parte, en lo que respecta a los resultados asociados al punto de operación con un 60% de penetración TGVCC, la Figura 5-11 presenta los resultados de la cuantificación de robustez para cada una de las ATC en las que se dividió el sistema. Al igual que los resultados obtenidos para el punto de operación anterior, se observa que el ATC con menor nivel de robustez corresponde al ATC1, mientras que el área con mayor robustez se asocia al ATC5.

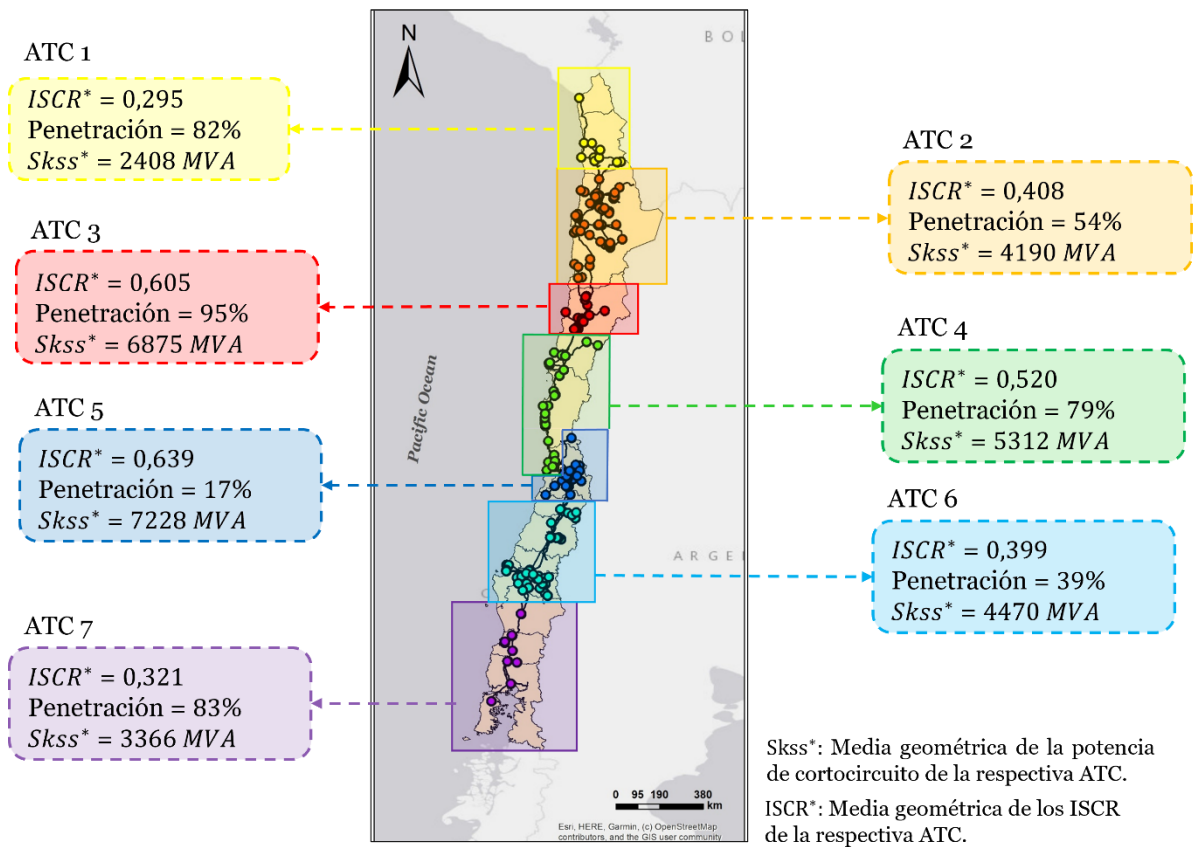


Figura 5-11: Resultados cuantificación de la robustez por ATC para el segundo punto de operación usado para la validación.

Para validar los resultados obtenidos anteriormente, se volvieron a aplicar 10 cortocircuitos trifásicos, con un tiempo de despeje de 150 [ms] y una resistencia de falla de 1 [ohm] en distintas barras del ATC1 y ATC5, correspondientes a las áreas con menor y mayor nivel de robustez, respectivamente. La Figura 5-12 muestra las tensiones de las barras donde se aplicaron las fallas. En la misma figura se incluye un mapa del SEN que muestra la ubicación de estas.

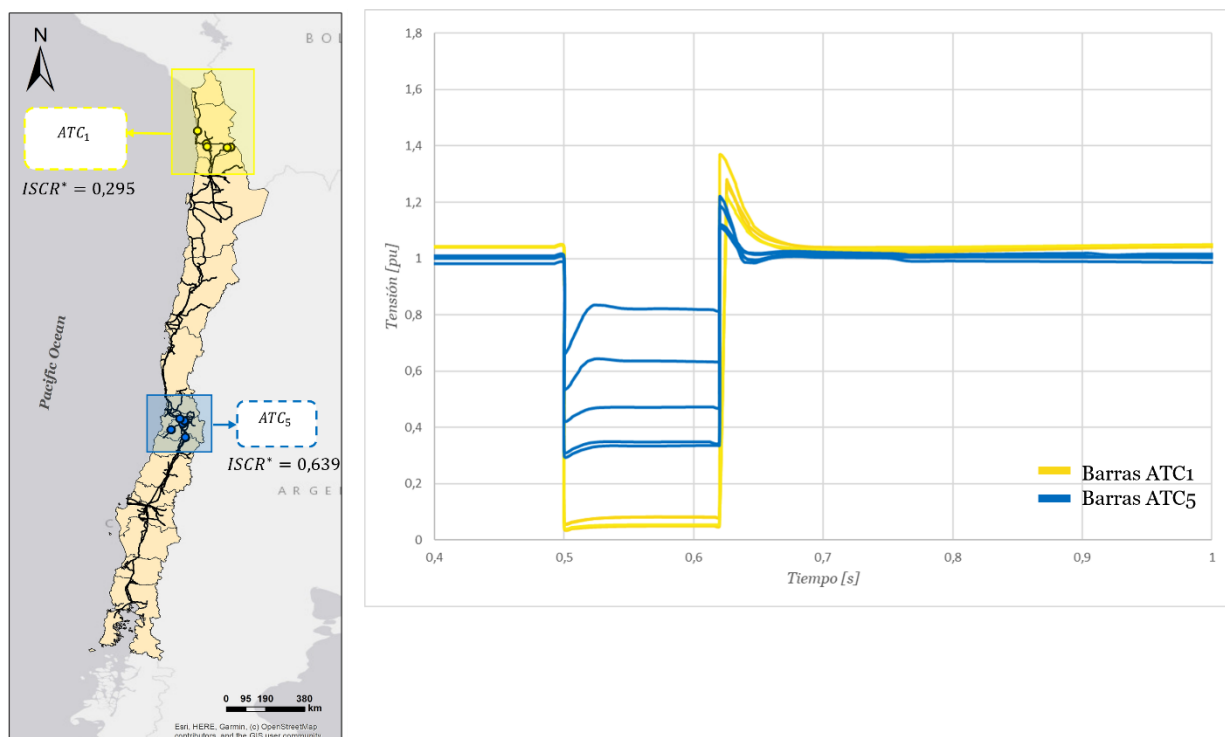


Figura 5-12: Desempeño dinámico de las barras en el ATC1 y ATC5 para el segundo punto de operación utilizado en la validación de la herramienta.

Se observa que el ATC1 presenta peores desempeños dinámicos comparativamente hablando respecto a los resultados presentados para el ATC5, con las mayores caídas de tensión durante las fallas y mayores sobrepasos posterior al despeje de esta. Esto va en concordancia con los niveles de robustez calculados, donde el ATC1 presenta el menor nivel de robustez del sistema con un 0,295, mientras que el ATC5 presenta un valor de 0,639, correspondiente al área con la mayor robustez del sistema.

Capítulo 6: Conclusiones generales y proyecciones

6.1. Sumario

En el presente trabajo se propuso una nueva herramienta off-line para la identificación de áreas débiles en sistemas eléctricos con una alta penetración de TGVCC considerando criterios de estabilidad. A lo largo del estudio, se confirmaron las distintas hipótesis planteadas al inicio del trabajo, mediante la implementación de la herramienta off-line en un sistema real con alta penetración de TGVCC, correspondiente al Sistema Eléctrico Nacional chileno (SEN).

Se simularon varias contingencias, consistentes en cortocircuitos trifásicos, en un modelo dinámico detallado del SEN. Los resultados mostraron diferencias significativas en la respuesta dinámica del sistema con respecto a la cuantificación de la robustez llevada a cabo por un indicador sistémico clásico, como lo era el Equivalent Short-Circuit Ratio (*ESCR*). Lo anterior permite concluir que este indicador no condice la cuantificación entregada con la respuesta del sistema ante contingencias. Se propuso un nuevo indicador de robustez (*ISCR*) que depende del nivel de potencia de cortocircuito, despacho de las unidades TGVCC y la distancia eléctrica de las TGVCC a la barra cuya robustez se desea cuantificar. Por medio de simulaciones dinámicas se comprobó que este indicador de robustez propuesto permite capturar correctamente el desempeño dinámico de las barras del sistema ante contingencias.

Se analizó el funcionamiento de la herramienta off-line para dos condiciones de operación, particularmente para un 82% y 60% de penetración TGVCC. En función de las características del sistema y el punto de operación analizado, se cuantificó la robustez de las diversas áreas de tensión coherentes identificando, a nivel general, las más débiles en la zona norte y sur de la red. Se compararon los resultados de la robustez de cada área con los resultados del comportamiento dinámico de la tensión en diversas barras del sistema ante contingencias, basadas en cortocircuitos trifásicos, observándose que aquellas zonas con un menor valor de robustez presentaban desempeños dinámicos comparativamente peores que aquellas áreas con un mayor nivel de robustez cuantificado.

6.2. Conclusiones

Los análisis realizados en este estudio permiten concluir que es posible definir indicadores de robustez sistémicos, de fácil cálculo, que consideren la influencia de TGVCC y que permitan representar el desempeño dinámico de sistemas dominados por convertidores. Así mismo, estos indicadores pueden utilizarse para cuantificar la robustez por áreas dentro del sistema, identificando zonas débiles o con bajos niveles de robustez. Esto permite el desarrollo de una herramienta práctica y sencilla para enfrentar los desafíos en los futuros sistemas eléctricos de potencia con altos niveles de TGVCC.

6.3. Trabajo futuro

Si bien este trabajo ha hecho una contribución significativa al proporcionar un enfoque completo en lo respectivo a la identificación de áreas débiles, se pueden llevar a cabo otras investigaciones para desarrollar soluciones novedosas frente a la tarea de cuantificar la robustez en sistemas de potencia dominados por convertidores.

Esta tesis ha propuesto una herramienta off-line que, entre otros aspectos, permite apoyar la planificación de operaciones a corto plazo al considerar la cuantificación de robustez en las distintas zonas que constituyen el sistema. Sin embargo, una identificación on-line de áreas débiles también puede ser valiosa para respaldar el monitoreo en tiempo real de las condiciones del sistema. En este contexto, la solución debe tener en cuenta la información a tiempo real de la red y calcular automáticamente nuevos indicadores que permitan identificar rápidamente áreas débiles de la red, donde el sistema sea más propenso a presentar problemas de estabilidad.

Por otra parte, diferentes enfoques podrían ser interesantes para implementar y comparar sus desempeños con la herramienta off-line propuesta. En este sentido, se puede implementar una herramienta off-line basada en inteligencia artificial, que considere la información del estado de la red para predecir directamente las áreas más débiles del sistema, en lugar de calcular un indicador de robustez. Es importante destacar que este tipo de herramienta tiene algunas limitaciones en su implementación. Se requiere de una gran cantidad de datos de entrada para lograr llevar a cabo un correcto entramiento de la herramienta, a fin de predecir correctamente las áreas débiles del sistema, lo cual implica la ejecución de un vasto número de simulaciones dinámicas. Así mismo, es necesario definir una forma de adaptar la herramienta a los constantes cambios topológicos de la red que, eventualmente, podrían hacer que la solución se vuelva obsoleta rápidamente.

Finalmente, a pesar de la importancia de la propuesta de un indicador de robustez que se alinee con el desempeño dinámico de la red durante contingencias, todavía es esencial emprender una investigación relacionada con el análisis comparativo de diversos indicadores sistémicos y con la búsqueda de una metodología que permita establecer umbrales de estabilidad utilizando dichos indicadores. Esto proporcionaría información sobre posibles áreas de la red que estén al borde de experimentar problemas de estabilidad, permitiendo al operador del sistema tomar medidas correctivas preventivas para evitar tales situaciones.

Capítulo 7: Bibliografía

- [1] E. Mills y R. Jones, «An Insurance Perspective on U.S. Electric Grid Disruption Costs,» *The Geneva Papers on Risk and Insurance Issues and Practice*, vol. 41, 2016.
- [2] Y. YH, J. Guo y J. Zhao, «Preliminary analysis of the "8.14" blackout in the United States and Canada and lessons to be learned,» *Power Grid Technology*, vol. 27, n° 10, pp. 8-16.
- [3] W. Lin, H. Sun y Y. Tang, «Analysis and Enlightenment of,» *Power System Automation*, vol. 34, n° 7, pp. 1-5, 2010.
- [4] J. Yi, G. bu y Q. Guo, «Analysis of "3.21" blackout in Brazil and Its Enlightenment to China Power Grid,» *Power System Automation*, vol. 34, n° 2, pp. 1-5, 2019.
- [5] J. Watcher, L. Groll y V. Hagenmeyer, «Survey of Real-World Grid Incidents—Opportunities, Arising Challenges and Lessons Learned for the Future Converter Dominated Power System,» *IEEE Open Journal of Power Electronics*, vol. 5, pp. 50-69, 2024.
- [6] X. Li, Z. Li, L. Guan, L. Zhu y F. Liu, «Review on Transient Voltage Stability of Power System,» *2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, pp. 940-947, 2020.
- [7] Y. Ruifeng, H. Gu y T. Saha, «Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia,» *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 5, n° 3, pp. 295-305, 2019.
- [8] NERC, «Integrating Inverter Based Resources into Weak Power Systems Reliability Guideline,» Atlanta, GA, Jun. 2017.
- [9] S. Huang, J. Schmal, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang y C. Carter, «Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience,» *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012.

- [10] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B. Hodge y 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.
- [11] IEEE/NERC , «Impact of inverter Based Generation on Bulk System Dynamic and Short-Circuit Performance,» *IEEE Power & Energy Society*, 2018.
- [12] NERC, «Short-Circuit Modeling and System Strength White Paper,» Atlanta, GA, Feb. 2017..
- [13] I. Erlich, F. Shewarega, S. Engelhardt, J. Kretschmann, J. Fortmann y F. Koch, «Effect of wind turbine output current during faults on grid voltage and the transient stability of wind parks,» *IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1-8, 2009.
- [14] H. Liu, X. Xie, J. He, T. Xu, Z. Yu y C. Wang, «Subsynchronous Interaction Between Direct-Drive PMSG Based Wind Farms and Weak AC Networks,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, n^o 6, pp. 4708-4720, 2017.
- [15] L. Fan y Z. Miao, «An Explanation of Oscillations Due to Wind Power Plants Weak Grid Interconnection,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, n^o 1, pp. 488-490, 2018.
- [16] A. Alshareef, R. Shah, N. Mithulananthan y S. Alzahrani, «A New Global Index for Short Term Voltage Stability Assessment,» *IEEE Access*, vol. 9, pp. 36114-36124, 2021.
- [17] N. Aziz, N. Rahmat, F. Muhammad-Sukki, T. Rahman, Z. Yasin, N. Wahab y N. Salim, «A New Weak Area Identification Method in Power System Based on Voltage Stability,» *Journal of telecommunication electronic and computer engineering*, pp. 171-177, 2017.
- [18] R. Li, C. Booth, A. Dyško, A. Roscoe, H. Urdal y J. Zhu, «Protection challenges in future converter dominated power systems: demonstration through simulation and hardware tests,» *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2015.

- [19] C. Rahmann y A. Castillo, «Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions,» *Energies*, vol. 7, 2014.
- [20] Y. Li, Y. Chi, X. Tian, C. Liu, J. Hu, Y. Fan, X. Fan, Y. Xiao y C. Wang, «Research on Capacity Planning of Renewable Energy Grid Integration Based on Effective Short Circuit Ratio,» *2020 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, pp. 622-627, 2020.
- [21] G. Denis, «From grid-following: The new strategy to build 100% power-electronics interfaced transmission system with enhanced transient behavior,» Ph. D., Université Lille Nord, Lille, Francia, 2017.
- [22] C. Rahmann, H. Haubrich, A. Moser, R. Palma-Behnke, L. Vargas y M. Salles, «Justified Fault-Ride-Through Requirements for Wind Turbines in Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, 2011.
- [23] J. Hu, H. U. Qi, B. Wang, H. Tang y Y. Chi, «Small Signal Instability of PLL-Synchronized Type-4 Wind Turbines Connected to High-Impedance AC Grid During LVRT,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 31, 2016.
- [24] B. Weise, «Impact of K-factor and active current reduction during fault-ride-through of generating units connected via voltage-sourced converters on power system stability,» *IET Renew. Power Gener.*, vol. 9, 2015.
- [25] Y. Xu, H. Nian, J. Zhao, Z. Wang y J. Zhou , «Impedance-based Analysis of Potential Stability Risk Between Grid-Forming and Grid-Following Wind Turbine Systems,» *2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, pp. 858-862, 2021.
- [26] Y. Li, L. Fan y Z. Miao, «Stability Control for Wind in Weak Grids,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, n° 4, pp. 2094-2103, 2019.
- [27] L. Fan y Z. Miao, «Wind in weak grids : 4 Hz or 30 Hz oscillations?,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, n° 5, p. 5803–5804, 2018.
- [28] J. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang y A. Gole, «Impact of short-circuit ratio and phase-locked-loop parameters on the small-signal behavior of a vsc-hvdc

- converter,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 29, n° 5, p. 2287–2296, 2014.
- [29] M. Davari y Y. A.-R. I. Mohamed, «Robust Vector Control of a Very Weak-Grid-Connected Voltage-Source Converter Considering the Phase-Locked Loop Dynamics,» *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, n° 2, pp. 977-994, 2017.
- [30] L. Mei, L. Ding, Z. Wang, D. Cai, R. Ding, J. Wang y H. Xu, «Synchronization Stability of PLL-Based Power Converters Connected to Weak AC Grid,» *2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE)*, pp. 1436-1440, 2021.
- [31] J. Xu, M. Bian, Z. Zhang y S. Xie, «Stability Analysis of Grid-Connected Inverters during the Transient of Grid Voltage Fluctuations in Weak Grid Cases,» *2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, pp. 5185-5190, 2019.
- [32] L. Yang, Y. Chen, A. Luo, Z. Chen, L. Zhou, X. Zhou, W. Wu, W. Tan y J. Guerrero, «Effect of Phase Locked Loop on Small-Signal Perturbation Modeling and Stability Analysis for Three-Phase LCL-Type Inverter Connected to Weak Grid,» *IET Renewable Power Generation*, vol. 13, pp. 86-93, 2018.
- [33] J. Z. Zhou y A. M. Gole, «VSC transmission limitations imposed by ac system strength and ac impedance characteristics,» de *Conf. AC DC Power Transm. AC DC Power Transm*, Birmingham, U.K, 2012.
- [34] C. Li, W. Liu, J. Liang, X. Ding y L. Cipcigan, «Improved Grid Impedance Compensation for Phase-Locked Loop to Stabilize the Very-Weak-Grid Connection of VSIs,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, n° 5, pp. 3863-3872, 2022.
- [35] Z. e. a. Xie, «Admittance Modeling and Stability Analysis of Grid-Connected Inverter With LADRC-PLL,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 68, n° 12, pp. 12272-12284, 2021.
- [36] L. Tu, L. Tan, C. Cheng, S. Xie y J. Xu, «Study on Virtual Oscillator-Based Grid Synchronization Technology in Grid-Following Inverters,» *2023 IEEE*

14th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG), pp. 9-13, 2023.

- [37] N. Hatziargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. SanchezGasca, A. Stankovic, T. V. Cutsem, V. Vittal y C. Vournas, «Stability definitions and characterization of dynamic behavior in systems with high penetration of power electronic interfaced technologies,» 2020.
- [38] E. Ebrahimzadeh, F. Blaabjerg, X. Wang y C. Bak, «Harmonic stability and resonance analysis in large PMSG-based wind power plants,» *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, n^o 1, pp. 12-23, 2018.
- [39] D. Pattabiraman, R. H. Lasseter y T. M. Jahns, «Short-Term Voltage Stability of Power Systems with High Inverter Penetration under Small Disturbances,» *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1-5, 2019.
- [40] Red Eléctrica de España, «Criterios técnicos de evaluación de fortaleza de red para integración MPE de acuerdo a la literatura existente,» 2019. [En línea]. Available: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ AccesoRed/Entregable1_Criterios_t%C3%A9cnicos_integraci%C3%B3n_MPE.pdf. [Último acceso: 9 2021].
- [41] Z. Yang, H. S.-H. Fred, S. John, C. José, B. Jeffrey y R. Ehsan, «Evaluating system strength for large-scale wind plant integration,» de *2014 IEEE PES General Meeting | Conference Exposition*, 2014.
- [42] DIGSILENT GmbH, «Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red en el Sistema Eléctrico Nacional en 2025,» Informe Final Actividades 1 y 2, Santiago de Chile, 2022.
- [43] H. Chappa y T. Thakur, «Identification of Weak Nodes in Power System Using Conditional Number of Power Flow Jacobian Matrix,» *2018 International Conference and Utility Exhibition on Green Energy for Sustainable Development (ICUE)*, pp. 1-6, 2018.

- [44] S. Pérez-Londoño, G. Olivar-Tost y J. Mora-Florez, «Online determination of voltage stability weak areas for situational awareness improvement,» *Electric Power Systems Research*, vol. 145, pp. 112-121, 2017.
- [45] G. Shankar, V. Mukherjee, S. Debnath y K. Gogoi, «Study of different ANN algorithms for weak area identification of power systems,» *2012 1st International Conference on Power and Energy in NERIST (ICPEN)*, pp. 1-4, 2012.
- [46] C. Hemanthakumar y T. Tripta, «A Fast Online Voltage Inestability Detection in Power Transmission System Using Wide-Area Measurements,» *Iran J Sci Technol Trans Electr Eng*, 2018.
- [47] A. Nuhanovic, M. Glavic y N. Prljaca, «Validation of a clustering algorithm for voltage analysis on the Bosnian electric power system,» *IEEE Proceedings generation, transmission and distribution*, vol. 145, pp. 21-26, 1998.
- [48] R. Chintakindi y A. Mitra, «Detecting Weak Areas in a Real-time Power System on a Static Load Model using Standard Line Voltage Stability Indices,» *2nd IEEE International Conference on Smart Technologies for Power, Energy and Control*, 2021.
- [49] A. Oukenou y A. Sandali , «Novel Voltage Stability Index for Electric Power,» *International Journal of Electrical and Computer Engineering Systems*, vol. 10, 2019.
- [50] G. Kamaljyoti y C. Saibal, «L-Index Based Weak Area Identification of IEEE 118 Bus System using Dynamic Simulation in PSS®E,» *International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT)*, vol. 9, 2019.
- [51] S. Islam, D. Sutanto y K. Muttaqi, «Coordinated decentralized emergency voltage and reactive power control to prevent long-term voltage inestability in a power system,» *IEEE Transactrions on power systems*, vol. 30, n° 3, pp. 2591-2603, 2015.
- [52] P.-A. Lof, G. Andersson y D. Hill, «Voltage stability indices for stressed power systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, n° 1, pp. 326-335, 1993.

- [53] Y. Wang, L. Silva, W. Xu y Y. Zhang, «Analysis of ill-conditioned power-flow problems using voltage stability methodology,» *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, vol. 148, pp. 384 - 390, 2001.
- [54] C. Hemanthajumar y T. Tripta, «A fast online voltage instability detection in power transmission system using wide-area measurements,» *Iran J Sci Technol Trans Electr Eng*, 2018.
- [55] P. Löf, G. Anderson y D. Hill, «Voltage stability indices for stressed power systems,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 8, pp. 326-335, 1993.
- [56] G. Bao, G. Morison y P. Kundur, «Voltage stability evaluation using modal analysis,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, n° 4, pp. 1529-1542, 1992.
- [57] N. Flatabo, R. Ognedal y T. Carlsen, «Voltage stability condition in a power system calculated by sensitivity methods,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 5, n° 4, pp. 1286-1293, 1990.
- [58] R. Schlueter, «Methods for determining proximity to voltage collapse,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 6, n° 1, pp. 285-292, 1991.
- [59] C. Canizares, «Point of collapse methods applied to AC/DC power systems,» *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, n° 2, pp. 673-683, 1992.
- [60] P. Kessel y H. Glavitsch, «Estimating the voltage stability of a power system,» *IEEE Trans. PWRD*, pp. 346-354, 1986.
- [61] H. Wan, Y. Song y A. Johns, «Identification of voltage weak buses/areas using neural network based classifier,» *Proceedings of 8th Mediterranean Electrotechnical Conference on Industrial Applications in Power Systems, Computer Science and Telecommunications (MELECON 96)*, vol. 3, n° 1482-1485, 1996.
- [62] A. Haidar, A. Mohamed y A. Hussain, «Vulnerability Assessment of Power System Using Radial Basis Function Neural Network and a New Feature Extraction Method,» *American Journal of Applied Sciences*, vol. 5, 2008.

- [63] M. L. Pandit y V. Singh, «Identification and ranking of weak buses using modified counterpropagation neural network,» *2006 IEEE Power India Conference*, vol. 2005, 2006.
- [64] P. Kessel y H. Glavitsch, «Estimating the voltage stability of a power system,» *IEEE-Trans. PWRD*, vol. 1, pp. 346-354, 1986.
- [65] F. Tobar, *Notas de Clase: Aprendizaje de Máquinas*, Universidad de Chile: 2nd ed. Centro de Modelamiento Matemático, 2020.
- [66] E. Allen y I. Marija, «Price-Based Commitment Decisions in the Electricity Market,» *Springer-Verlag London*, n° 1 ed., 1999.
- [67] Y. Dvorkin, P. Henneaux, D. Kirschen y H. Pandžić, «Optimizing Primary Response in Preventive Security-Constrained Optimal Power Flow,» *IEEE Syst*, pp. 414-23, 2018.
- [68] M. Kaushik y B. Mathur, «Comparative Study of K-Means and Hierarchical Clustering Techniques,» *Internatioonal journal of Software and Hardware Research in Engineering*, vol. 2, pp. 93-98, 2014.
- [69] R. M. Henriques, J. A. Passos Filho y G. N. Taranto, «Determining Voltage Control Areas in Large Scale Power Systems Based on Eigenanalysis of the QV Sensitivity Matrix,» *IEEE Latin America Transactions*, vol. 19, n° 2, pp. 182-190, 2021.
- [70] R. Maharjan y S. Kamalasan, «Secondary voltage control of power grid using voltage stability index and voltage control areas,» *2017 North American Power Symposium (NAPS)*, pp. 1-6, 2017.
- [71] C. Tapia, *Estudio de estabilidad de pequeña perturbación del Sistema Eléctrico Chileno considerando la política energética 2050*, Santiago, Chile: Tesis pregrado, FCFM, Universidad de Chile, 2020.