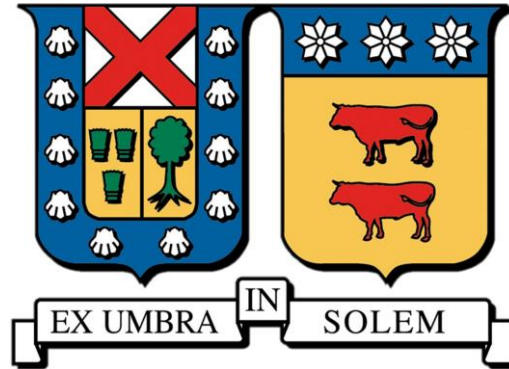


UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CHILE



**Localización óptima de baterías en sistemas
con alta penetración de energías renovables
considerando criterios de robustez**

FELIPE THOMAS RIVEROS PÉREZ

Tesis para optar al grado de

MAGISTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

y al título profesional de

INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

Director de tesis

RICARDO ÁLVAREZ

Codirectora de tesis

CLAUDIA RAHMANN

Powered@NLHPC: Esta investigación fue
parcialmente apoyada por la infraestructura
de supercómputo del NLHPC (ECM-02)

Lista de Contenidos

Agradecimientos	5
Introducción	6
1.1. Motivación.....	6
1.2. Hipótesis	8
1.3. Objetivos	8
1.3.1. Objetivo general.....	8
1.3.2. Objetivos específicos	8
1.4. Contribuciones	8
Marco teórico	10
2.1. Robustez de los sistemas eléctricos.....	10
2.2. Efectos de las TGVCC en la robustez de los sistemas eléctricos.....	11
2.3. Medidas tradicionales para mejorar la robustez de los sistemas eléctricos	15
2.4. Baterías para mejorar la estabilidad de los sistemas eléctricos	18
2.4.1. Introducción	18
2.4.2. Contribución de los BESS durante cortocircuitos	23
2.4.3. Contribución de los BESS a la estabilidad del PLL.....	26
2.5. Indicadores de robustez para los sistemas eléctricos	29
2.5.1. Short circuit ratio (SCR).....	29
2.5.2. Weighted short circuit ratio (WSCR)	30
2.5.3. Composite short circuit ratio (CSCR).....	30
2.5.4. Equivalent short circuit ratio (ESCR).....	31
2.5.5. Comparación de los indicadores	32
2.6. Localización de BESS.....	32
Metodología	43
3.1. Metodología propuesta	43
3.2. Planificación de la transmisión tradicional.....	Error! Bookmark not defined.
3.3. Análisis de robustez	44
3.3.1. Métrica de robustez propuesta.....	44
3.3.2. Identificación de áreas débiles y selección de candidatos para robustecer el SEP	46
3.4. Planificación de transmisión considerando criterios de robustez	48
3.5. Validación dinámica	51
Resultados	52
4.1. Caso de estudio	52
4.2. Resultados.....	52
4.2.1. Resultados optimización tradicional.....	Error! Bookmark not defined.
4.2.2. Análisis de robustez.....	53
4.2.3. Resultados optimización con criterios de robustez	53
4.2.4. Simulaciones RMS.....	55
Conclusiones	57
5.1. Conclusiones	57
5.2. Trabajos futuros.....	58
Bibliografía	59
Anexos	68
A. Esquema de control de BESS.....	68

Índice de Tablas

Tabla 2.3.1: Costos de incorporar medidas para el mejoramiento de la robustez en los sistemas.....	17
Tabla 2.5.1: Comparación de las métricas para el cálculo del nivel de cortocircuito.....	32
Tabla 2.6.1: Localización de BESS.	36
Tabla 4.1.1: Límites técnicos de la planificación con criterios económicos.	52
Tabla 4.1.2: Costos de inversión de condensador sincrónico y BESS.	52
Tabla 4.2.2: Resultados de los costos de generación e inversión anualizados para la planificación tradicional y con criterio de robustez.....	54

Índice de Ilustraciones

Figura 2.1.1: Comparación de la respuesta transitoria de la tensión entre una red débil y robusta.....	11
Figura 2.2.1: Respuesta transitoria de la tensión ante diferentes niveles de TGVCC [58].	12
Figura 2.2.2: Diagrama de control de un convertidor grid-following [63].	13
Figura 2.2.3: Límite de estabilidad con respecto al SCR y el ancho de banda del PLL de un convertidor de un sistema [75].	14
Figura 2.2.4: Respuesta transitoria de la tensión ante diferentes niveles de TGVCC, a) tensión en la barra de una TGVCC, b) frecuencia del PLL de una TGVCC [76].	15
Figura 2.3.1: Respuesta transitoria de la tensión ante la incorporación de un condensador sincrónico [86].	16
Figura 2.3.2: Trayectoria de los valores propios de un sistema para diferentes escenarios cuando el ancho de banda del PLL aumenta [62].	16
Figura 2.3.3: Respuesta transitoria de la tensión con el uso de BESS/STATCOM [96].	17
Figura 2.4.1: Respuesta transitoria del ángulo del rotor de las maquinas, a) sin el uso de BESS, b) con el uso de BESS [112].	18
Figura 2.4.2: Caso de estudio de 27 barras [119].	19
Figura 2.4.3: Respuesta transitoria de las tensiones en las barras del sistema, a) sin el uso BESS, b) con el uso de BESS [119].	19
Figura 2.4.4: Efecto en la respuesta transitoria de la tensión ante la incorporación de una batería [120].	20
Figura 2.4.5: Sistema de dos áreas con BESS [123].	20
Figura 2.4.6: Resultados del caso de estudio, a) cortocircuito trifásico, b) desprendimiento de carga [123].	21
Figura 2.4.7: Contribución de BESS en un sistema con bajos niveles de cortocircuito [108].	21
Figura 2.4.8: Respuesta en frecuencia con y sin el uso de BESS en el sistema de Sri Lanka, a) desprendimiento de 275 MW, b) desprendimiento de 60 MW [137].	22
Figura 2.4.9: Sistema equivalente con BESS para un cortocircuito trifásico [73].	23
Figura 2.4.10: Aumento en la tensión en función de la potencia de cortocircuito del BESS [138].	25
Figura 2.4.11: Aumento de la tensión en función de la lejanía de la falla para diferentes potencias de cortocircuito del BESS [73].	26
Figura 2.4.12: Modelo equivalente de un convertidor grid-following junto a un BESS conectado a la red.	26
Figura 2.4.13: Efecto de la inyección de reactivos de los BESS a la estabilidad del PLL [108].	29
Figura 2.6.1: Sistema IEEE-39 barras [145].	33
Figura 2.6.2: Localización de los BESS [145].	34
Figura 2.6.3: Respuesta transitoria de tensión y ángulo considerando BESS [145].	34
Figura 2.6.4: Sistema IEEE-39 barras [112].	35
Figura 2.6.5: Respuesta dinámica de los ángulos de los rotores de las maquinas [112].	36
Figura 2.6.6: Sistema IEEE-39 [146].	37
Figura 2.6.7: Validación dinámica a) cortocircuito trifásico, b) salida intempestiva de generación [146].	38
Figura 2.6.8: Curva PV de la barra 24 con y sin la conexión de un SVC [149].	39
Figura 2.6.9: Ejemplo reducción de Kron [152].	39
Figura 2.6.10: Respuesta dinámica de los convertidores ante una pequeña perturbación, a) sin localizar, b) con localizar [150].	40
Figura 2.6.11: Calculo de la métrica TVSI [157].	40
Figura 2.6.12: Sistema de 39 barras New England.	41
Figura 2.6.13: Respuesta dinámica de la tensión en la barra 29, a) sin condensador sincrónico, b) con condensador sincrónico [79].	42
Figura 3.1.1: Esquema metodológico propuesto.	44
Figura 3.2.1: Representación del Índice de Desempeño Dinámico (área color rojo).	45

Figura 3.2.2: IDD en función de la métrica de robustez ISCR.....	46
Figura 3.2.3: Desempeño dinámico de las barras de 220 kV en función del ISCR	46
Figura 3.2.4: Agrupación mediante el método K-Means.....	47
Figura 3.2.5: Ejemplo de identificación de áreas débiles en el SEN.....	47
Figura 3.3.1: Proceso iterativo para evaluar la robustez de un SEP.	50
Figura 4.2.2: Áreas débiles del SEN 2025.....	53
Figura 4.2.3: Curva Pareto de la optimización de reactivos.	54
Figura 4.2.4: localización de equipos para robustecer el SEP: a) equipos BESS, b) condensadores sincrónicos.	55
Figura 4.2.5: Desempeño dinámico de la tensión para las fallas F1 a) - b), F2 c) - d) y F3 e) - f).	56

Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecer a mi familia, mi madre Gloria y mi hermana Javiera. Ellas fueron un pilar fundamental en mi desarrollo académico. Siempre estuvieron preocupadas de que me fueran bien, me soportaban en momentos de mayor estrés y en ningún momento me dejaron solo. Mi título profesional y grado de magister va dedicado a ellas.

En segundo lugar, quisiera agradecer al profesor Ricardo y a la profesora Claudia. Ambos se preocuparon en todo momento de mi formación académica y siempre estuvieron dispuestos a responder cualquier duda. En particular quisiera agradecer a la profesora Claudia. La profesora fue una de las personas que más contribuyó en mi proceso de formación. Yo siendo un alumno de otra universidad, me aceptó dentro de sus alumnos, me incorporó a sus actividades, me incluyó dentro de sus proyectos y confió en mi en todo momento. Me enseñó muchas habilidades que van más allá del nivel técnico, que un buen ingeniero no es el que se sabe toda la teoría sino más bien el que es capaz de comunicar bien su idea. La forma de presentar y redactar son habilidades que le agradezco infinitamente a la profesora, sin ella dichas habilidades no estarían tan desarrolladas como lo están al día de hoy. Muchas gracias, profesora Claudia por toda la enseñanza que me brindó, es una de las pocas personas que admiro y espero algún día poder llegar a su nivel.

En tercer lugar, quiero agradecer a todos mis amigos y amigas que me acompañaron durante este proceso. A mis amigos de la casa Marcelo, Felipe y Sebastián. Gracias por su amistad y compañía, fueron una parte importante de mi proceso y siempre les tendré cariño. A mis compañeros de la santa maría, David, Pingo, Seba, Mei, Javi, Rodolfo, Diego, Joma, Daniel y Pablo. Con ellos ingresé a la universidad y estuvimos juntos desde el primer momento. Nos hemos acompañado en todo momento y siempre estaré muy agradecido de ellos. A mis amigos de la carrera de ingeniería eléctrica, Boro, Pablo, Daniel, Cristian, Andrés, Gabriel, Ignacio, Martin, Matías, Phillipe y Francisco. Con ellos estuve todo el periodo de pregrado. Solo ellos saben el esfuerzo que hay que entregar a la carrera de ingeniería eléctrica. Son las únicas personas que saben lo que significa sacrificarse y darlo todo para obtener un buen resultado. Ellos son los mejores ingenieros eléctricos que Chile podrá tener, no me cabe ninguna duda que van a ser una referencia a nivel nacional. Dicen que lo mejor se deja para el final, por lo mismo quiero agradecer a mis amigos y amigas de la universidad de Chile, específicamente de la salita de postgrado, Gabo, Pato, Sebita, Álvaro, Pía, Francys, Pedro, Alonso, Miguel, Javier y Rodrigo. Ellos son las personas más lindas que he podido conocer. Me aceptaron e incorporaron dentro de su dinámica a pesar de que yo venía de otra universidad. Me integraban en sus actividades, nos brindábamos apoyo mutuo y siempre estuvo ese sentimiento de compañía entre todos. Además, son las personas más inteligentes con las que he podido compartir. Son personas brillantes que transmiten un nivel de inteligencia que no mucha gente posee hoy en día. Tienen un potencial tan alto que estoy más que seguro que van a seguir siendo los mejores en el ámbito profesional. Muchas gracias por todo salita de postgrado, estoy orgulloso de ustedes son los mejores.

Gracias a todas las personas que fueron parte de este proceso, este título va dedicados a cada uno de ustedes.

-Felipe Thomas Riveros Pérez

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Durante los últimos años, los sistemas eléctricos de potencia (SEP) alrededor del mundo han experimentado un crecimiento constante de las energías renovables no convencionales (ERNC). Los números son claros, entre los años 2010 y 2021, la capacidad instalada de las ERNC a nivel global aumentó en un 150%, pasando de 1.2 TW el año 2010 a 3.0 TW al año 2021. De hecho, solo en el año 2021 la capacidad instalada aumentó un 9.1% respecto al año anterior [1]. De particular importancia ha sido el crecimiento de las tecnologías de generación variable con convertidor (TGVCC) como la solar fotovoltaica y eólica de velocidad variable, cuya capacidad instalada respecto al año anterior aumentó en un 19% y 13% respectivamente [1]. En Chile, el aumento de las TGVCC ha sido similar al resto del mundo. El país cuenta actualmente con 5,1 GW de capacidad instalada en centrales fotovoltaicas y 3,7 GW en generación eólica, que en conjunto representan un 30,0% de la capacidad instalada total de generación en el país [2].

Si bien la incorporación de TGVCC ayuda en la mitigación de los efectos del cambio climático, su incorporación también implica importantes desafíos desde el punto de vista de estabilidad de los SEP [3]. Lo anterior, se debe principalmente a las diferencias fundamentales existentes entre los generadores sincrónicos (GS) convencionales y las TGVCC que afectan no solo la robustez de los SEP sino también su desempeño dinámico [3]–[5]. En este contexto, la robustez de los SEP típicamente se ha asegurado disponiendo de grandes cantidades de generadores síncronos distribuidos en la red. Durante contingencias, estas máquinas giratorias proporcionan altas corrientes de cortocircuito de manera natural, pudiendo llegar hasta 6 o 9 veces su corriente nominal [6], [7]. De esta forma, los GS apoyan a la estabilidad de los SEP y su recuperación después de despejada una falla [7]–[11]. Por otro lado, la contribución de corrientes de cortocircuito de las TGVCC usualmente se limita a valores entre 1.0 y 1.5 veces su corriente nominal, debido a los límites térmicos de los dispositivos de electrónica de potencia [12], [13]. Dado que los GS se encuentran entre las principales fuentes de contribución de corrientes de cortocircuito, su reemplazo por TGVCC necesariamente conduce a una reducción de la robustez de los SEP, al menos en la zona en que se reemplaza generación sincrónica por TGVCC. Sistemas eléctricos poco robustos representan sistemas eléctricos débiles, más difíciles de regular y más propensos a inestabilidad [14]. Los problemas de estabilidad en SEP débiles con bajos niveles de cortocircuito (SCL), pueden manifestarse de diferentes maneras. Entre las más comunes está la inestabilidad de tensión [15], [16], inestabilidad de señal pequeña [17], [18] y pérdida de sincronismo de GS convencionales [19]. Adicionalmente, altos niveles de TGVCC también pueden llevar a que surjan nuevos problemas de estabilidad asociados a interacciones de control inestables, inestabilidad de resonancia, así como inestabilidad detonada por convertidores [20]–[24].

Las soluciones para mitigar los problemas de estabilidad en redes débiles con altos niveles de TGVCC cubren un amplio espectro de alternativas que van desde refuerzos de red clásicos hasta cambios en el sistema de control de los convertidores [7]. Adicionalmente, la robustez en áreas débiles de una red se puede mejorar localmente mediante la incorporación de equipos basados en convertidores como SVC, STATCOM, BESS, etc.[7], [14], [25]–[28]. En este contexto, entre los dispositivos que más se han investigado en el último tiempo se encuentran los sistemas de almacenamiento de energía, en particular, las baterías (BESS). Diversos estudios y experiencias prácticas han mostrado que los BESS son una buena alternativa para mejorar la estabilidad de los SEP debido a sus tiempos rápidos de respuesta y capacidad de inyectar potencia activa y reactiva de forma independiente. Entre las aplicaciones más estudiadas se encuentran la incorporación de lazos de control para que los BESS puedan aportar a la estabilidad de frecuencia y tensión en los SEP. En estos trabajos se destaca la incorporación de inercia virtual [29]–[33], control de reactivos [34]–[36], respuesta rápida de frecuencia [37]–[40], regulación de frecuencia [41]–[45] y regulación de tensión [43], [46]–[48].

Si bien las diversas maneras en que los BESS pueden aportar a la estabilidad de los SEP han sido ampliamente investigadas durante los últimos años, la localización óptima de estos equipos en escenarios con altos niveles de TGVCC aún no ha sido muy investigada. Tradicionalmente, los trabajos en esta línea se centran en localizar los BESS considerando criterios económicos buscando, por ejemplo, minimizar los costos de un sistema en el marco de la operación[49], [50] o de la planificación[51]–[53]. Si bien este tipo de trabajos aprovechan las ventajas económicas que los BESS pueden entregar, no consideran sus posibles aportes a la estabilidad de los SEP. En el contexto anterior, en este trabajo se propone una metodología para determinar la localización óptima de BESS en sistemas eléctricos débiles con bajos SCL, considerando criterios de estabilidad.

1.2. Hipótesis

La principal hipótesis de este trabajo es que una localización óptima de equipos BESS que considere criterios de robustez, puede mejorar el desempeño de los SEP tanto en términos económicos como de desempeño dinámico. En este contexto, las hipótesis específicas son:

- Los mecanismos por los cuales los sistemas eléctricos dominados por TGVCC pueden caer en situaciones inestables están profundamente relacionados con la robustez, cuya medida en términos de los niveles de cortocircuito.
- La ubicación óptima de BESS puede mejorar de manera costo-eficiente los problemas de estabilidad de los sistemas de potencia débiles dominados por TGVCC.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es desarrollar una metodología que permita la localización óptima de equipos de almacenamiento, considerando criterios de robustez.

1.3.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos son:

- Determinar el estado del arte en relación a la importancia de los niveles de cortocircuito en los SEP y su influencia en la robustez de la red.
- Proponer un indicador para cuantificar la robustez de un sistema en términos de niveles de cortocircuito de la red tomando en consideración las interacciones entre los controladores de las TGVCC.
- Desarrollar e implementar un modelo de optimización para la planificación óptima de BESS considerando criterios de robustez.
- Evaluar la expansión óptima del Sistema Eléctrico Nacional considerando criterios de robustez e identificar y cuantificar los beneficios, en particular en cuanto a mejora en la robustez.

1.4. Contribuciones

Las principales contribuciones de este trabajo son:

- Proponer un indicador novedoso para cuantificar la robustez de SEP en términos de niveles de cortocircuito de la red, tomando en consideración las interacciones entre los controladores de las TGVCC. El indicador debe ser apto para su uso en el marco de modelos de planificación de la transmisión.
- Proponer un modelo de optimización que permita determinar la planificación óptima de SEP considerando criterios de robustez. El modelo de optimización debe ser apto para resolver el problema de optimización en un modelo del SEN con un nivel de detalle similar al utilizado en el marco del proceso de

planificación de la transmisión en Chile (alrededor de 286 barras) con recursos computacionales razonables (<64 GB de memoria RAM).

- Presentar los resultados de la planificación óptima del SEN, considerando criterios de robustez, utilizando para ello un modelo con un nivel de detalle similar al utilizado en el proceso de planificación de la transmisión en Chile.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Robustez de los sistemas eléctricos

En los sistemas eléctricos de potencia, el término “robustez” se usa típicamente para caracterizar el desempeño dinámico de un sistema bajo cualquier condición de operación [54]. Este concepto da una idea general de qué tan bien un sistema es capaz de soportar diferentes contingencias y mantener un comportamiento estable posterior a una perturbación. Una de las principales características que define la robustez de los SEP se relaciona con la cantidad de generadores síncronos que este tiene conectados. Mientras más de estas unidades estén en operación, entonces más robusto el sistema. Junto con esto, una red enmalla, con una gran cantidad de líneas de transmisión también contribuye a que los SEP sean más robustos [12]. Bajo este contexto, sistemas longitudinales como el chileno, que poseen un bajo nivel de enmallamiento, son sistemas poco robustos y, por lo tanto, más propensos a presentar una inestabilidad.

Uno de los indicadores más comunes que se utiliza para cuantificar la robustez de los SEP es el nivel de cortocircuito (SCL). El SCL representa la rigidez de la tensión en una barra de la red [7], [26]. De esta forma, el SCL en una barra es un indicador local, que da cuenta de la robustez en dicha barra. Altos SCL indican un SEP robusto con voltajes rígidos, lo que significa que sus valores no se desviarán significativamente ante pequeñas perturbaciones en los flujos de potencia. Esto se debe a que la impedancia serie en los SEP robustos son relativamente bajas y, en consecuencia, la sensibilidad de las tensiones ante los cambios en los flujos de potencia también será baja [7]. El SCL también es un buen indicador del desempeño dinámico de los sistemas [55]. Durante contingencias, los sistemas con bajos SCL pueden experimentar voltajes extremadamente bajos en un área amplia de la red, lo que puede dificultar la recuperación de los voltajes después del despeje de una falla. En consecuencia, los sistemas débiles son más propensos a enfrentar inestabilidades de voltaje o colapso de tensión [12], [27], [47]. En la Figura 2.1.1 se presenta la respuesta transitoria de la tensión para un sistema débil y uno robusto. De esta figura se observa que el SEP débil presenta oscilaciones de mayor amplitud respecto a un sistema robusto para una misma perturbación.

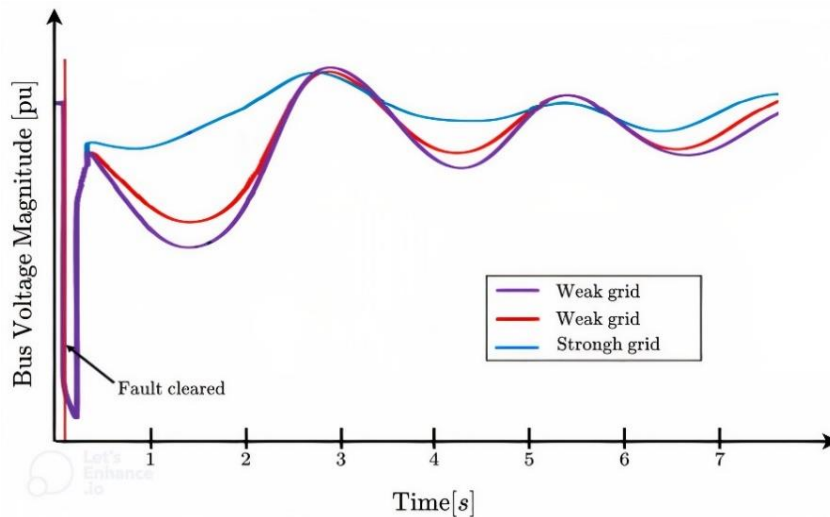


Figura 2.1.1: Comparación de la respuesta transitoria de la tensión entre una red débil y robusta.

A partir de esta sección, es posible afirmar que el nivel de cortocircuito es un buen indicador de la robustez en los SEP. Si bien el SCL permite establecer una medida de las sensibilidades de tensión, también puede caracterizar el desempeño dinámico en los SEP. Sin embargo, con el desplazamiento de la generación convencional por TGVCC implica nuevos desafíos y efectos en los sistemas eléctricos actuales. Según lo mencionado en esta sección, los GSs son la principal característica que define los niveles de cortocircuito, por lo que su desplazamiento conlleva a una disminución en la robustez de los SEP.

2.2. Efectos de las TGVCC en la robustez de los sistemas eléctricos

Considerando que la robustez está intrínsecamente relacionada con la corriente de falla que pueden aportar los GSs, el desplazamiento de estas máquinas por TGVCC conduce a una reducción general en la robustez de los SEP [7], [56]. Esto se debe principalmente a la diferencia en el aporte de corrientes de cortocircuito entre los GSs y las TGVCC. En efecto, mientras los GSs pueden proporcionar corrientes de falla hasta 6 o 9 veces su corriente nominal [6], [7], la contribución de corrientes de cortocircuito que las TGVCC pueden aportar se limita a valores entre 1,0 y 1,5 veces su corriente nominal [25]. La contribución exacta de corrientes de falla que pueden aportar las TGVCC varía dependiendo de la estrategia de control implementada en el convertidor, sus parámetros y el fabricante [57]. Esta es una de las principales diferencias con los GS convencionales, en los que la corriente de falla depende, casi exclusivamente, de las características eléctricas y físicas de la máquina [7], [25]. Bajo este contexto, varios trabajos han demostrado que el comportamiento dinámico de las TGVCC puede ser particularmente desafiante en condiciones de red débil. Desafortunadamente, muchas TGVCC suelen estar ubicadas en áreas débiles de los SEP donde los niveles de robustez ya son bajos [7], [25]. Esto se debe a que los potenciales eólicos y solares atractivos muchas veces se encuentran en áreas remotas de la red, lejos de los centros de generación y con escasa capacidad de transmisión [25].

En la Figura 2.2.1, se muestra el efecto en la respuesta transitoria de la tensión en un SEP a medida que aumenta la penetración de las TGVCC. A medida que aumentan las TGVCC y, por ende, bajan los SCL, el desempeño de la tensión empeora. Este ejemplo muestra claramente que el aumento de las TGVCC vuelve los SEP más débiles ante contingencias, haciéndolos más propensos a presentar inestabilidad [7].

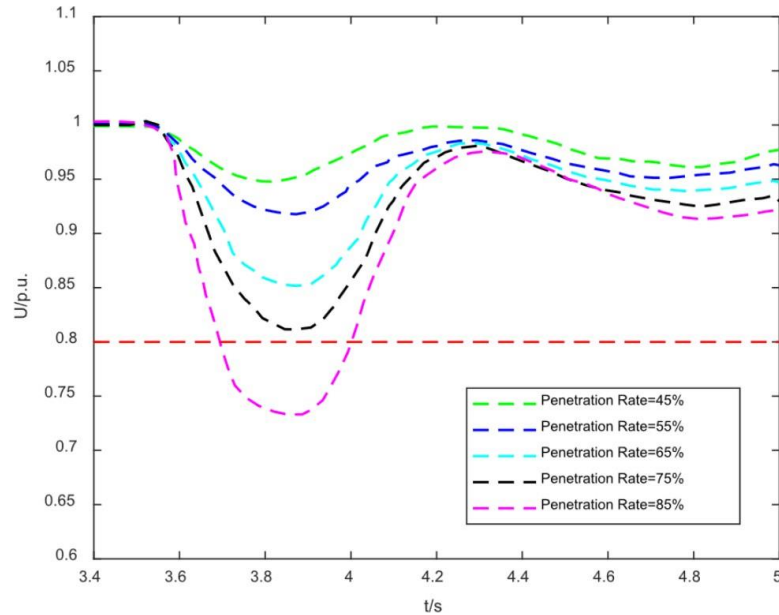


Figura 2.2.1: Respuesta transitoria de la tensión ante diferentes niveles de TGVCC [58].

Si bien los problemas de estabilidad más comunes en los SEP con bajos SCL son aquellos relacionados con la tensión, también es probable que surjan nuevos problemas de estabilidad asociados a la interacción de los lazos de control de las TGVCC con la red [20], [59]. Tradicionalmente, la dinámica de los sistemas de potencia convencionales ha estado dominada por fenómenos electromecánicos lentos, típicos de los GS y sus sistemas de control. Los transitorios electromagnéticos rápidos, como los relacionados con la red, los transitorios del estator de los GS y los convertidores de potencia, decaen muy rápidamente, por lo que prácticamente no afectan la estabilidad de los sistemas [60]. No obstante, con el uso creciente de TGVCC, la respuesta dinámica de los SEP comienza a depender cada vez más de convertidores de potencia de respuesta rápida [7], [20], [61]. De esta forma, a medida que los niveles de TGVCC aumentan, pueden surgir interacciones dinámicas rápidas debido a acoplamientos entre convertidores y la red o entre convertidores, fenómenos que a menudo muestran comportamientos inestables [20], [59], [62]. En consecuencia, la adición de las dinámicas rápidas de convertidores de potencia, lleva a que los SEP se vuelvan más rápidos, más complejos y por ende, más difíciles de controlar [7], [60].

La gran mayoría de las TGVCC existentes en el mundo operan en modo grid-following con la red. El principio básico de este modo de operación es sincronizarse con la red e inyectar potencia activa y reactiva según un valor predefinido. Para inyectar la energía, las TGVCC deben sincronizarse con la red mediante un control de seguimiento de fase (PLL). Este lazo de control se encarga de estimar la tensión y su ángulo en el PCC (punto de conexión común) de manera que el control del convertidor se realice de manera sincronizada con la red. En la Figura 2.2.2 se presenta un diagrama típico de convertidor

grid-following. En este esquema se resaltan los distintos lazos de control que posee internamente el convertidor. En verde el lazo de control del PLL, en rojo el lazo interno de corriente y en azul el control de tensión o potencia.

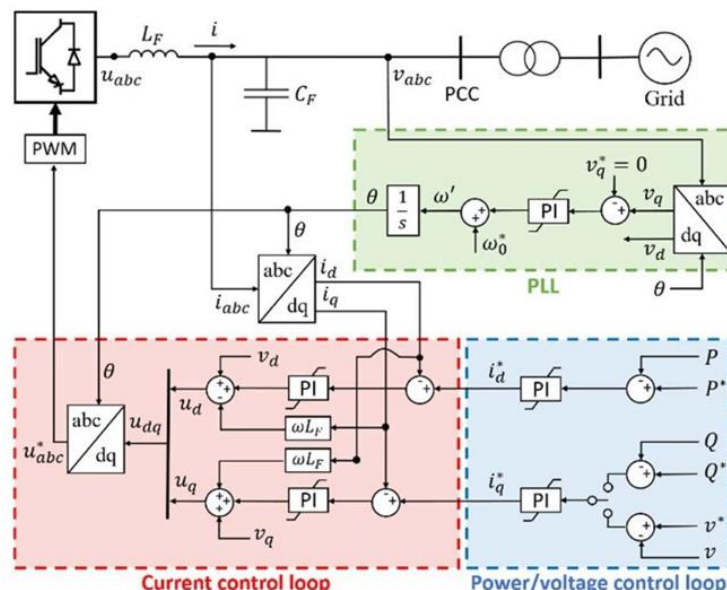


Figura 2.2.2: Diagrama de control de un convertidor grid-following [63].

Diversos estudios han mostrado que el desempeño de las TGVCC pueden verse fuertemente afectados en zonas con bajos SCL [64]–[67]. Entre los fenómenos que pueden surgir se encuentran inestabilidades de control como en el lazo interno de corriente [15], [25], en el control de tensión [25], [55], [68], o en el PLL [7], [25], [26], [68]–[72]. Si bien son varios los fenómenos que pueden surgir, la inestabilidad del PLL a menudo se encuentra entre los principales impulsores de inestabilidad en las TGVCC, especialmente en condiciones de red débil [7], [25], [26], [68]–[72]. En efecto, a medida que los SCL en los SEP disminuyen, la referencia de tensión se vuelve menos estable, lo que implica que la función del PLL de seguir la fase de la tensión se vuelve aún más compleja en SEP débiles. De hecho, varias experiencias prácticas han mostrado que cuando las TGVCC se conectan a SEP débiles, son más propensas a que el PLL pierda sincronismo. Bajo este contexto, el soporte de tensión que las TGVCC pueden aportar mediante inyección de corriente reactiva durante fallas, se vuelve más desafiante en los SEP con bajos SCL [7], [17], [25], [62], [73], [74]. En la Figura 2.2.3 se muestra el límite de estabilidad del PLL en función de su ancho de banda para diferentes niveles de cortocircuito. De la imagen se observa que, mientras menor sea el SCR en el punto de conexión de la TGVCC, menor ancho de banda debe tener el PLL para ser asegurar su estabilidad. Un ancho de banda grande permite seguir con mayor rapidez los cambios en la fase de la tensión en el PCC, lo que implica una mejor capacidad de sincronización de la central con la red.

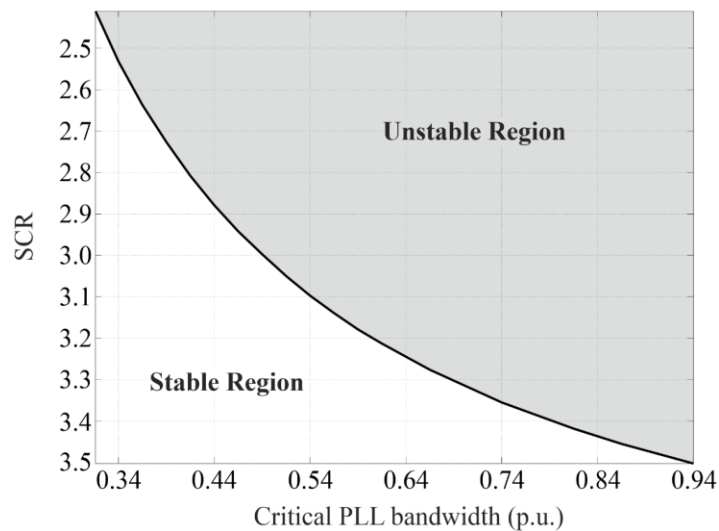


Figura 2.2.3: Límite de estabilidad con respecto al SCR y el ancho de banda del PLL de un convertidor de un sistema [75].

Los efectos de bajos niveles de SCL en el PLL se ven principalmente reflejados durante contingencias. Durante los cortocircuitos, el cálculo inexacto del ángulo de fase por parte del PLL da como resultado un control inexacto de la potencia activa y reactiva por parte de los convertidores de las TGVCC, lo que a su vez puede provocar una incorrecta inyección de corriente en el PCC. Adicionalmente, una vez despejada la falla, el PLL debe recuperar rápidamente el sincronismo para volver a controlar la potencia reactiva y reactiva inyectadas a la red según su valor de referencia. En un período corto después de la falla (1-2 ciclos), esta función crítica del PLL se vuelve aún más difícil en sistemas débiles, ya que el ángulo de fase puede haber cambiado drásticamente y los voltajes posteriores a la falla pueden ser especialmente ruidosos llevando a una desincronización de la TGVCC con la red [7]. En [76], el autor muestra los efectos que tiene aumentar el nivel de TGVCC hasta 100% en el desempeño dinámico de los SEP. El trabajo utiliza como caso de estudio un sistema de dos áreas con diferentes escenarios en términos del nivel de TGVCC en la red. El primer escenario consta de un 100% de generación en base a TGVCC, el segundo de un 50 % de TGVCC y el tercer escenario un 10 % de generación TGVCC. Al sistema se le aplica un cortocircuito trifásico en la línea que conecta ambas áreas para los distintos escenarios mencionados. En la Figura 2.2.4 se muestran los resultados de la respuesta transitoria de la tensión en el PCC de una TGVCC ante la falla. Los resultados son claros, mientras mayores niveles de TGVCC haya en la red, más difícil se vuelve mantener la estabilidad del sistema. Lo anterior queda reflejado en el desempeño del escenario uno, caracterizado por 100% de TGVCC. De la figura se observa que la inestabilidad se debe al desempeño del PLL después de despejada la falla, cuyo error llega a valores tan altos que este simplemente no es capaz de volver a su estado inicial.

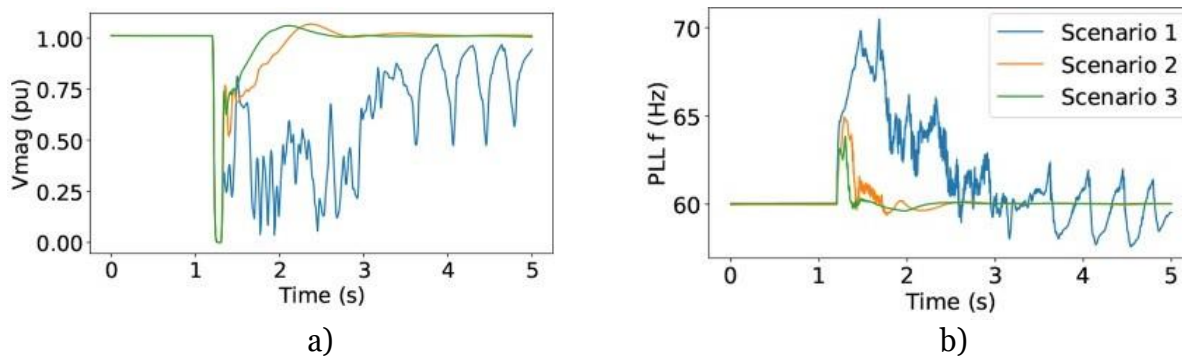


Figura 2.2.4: Respuesta transitoria de la tensión ante diferentes niveles de TGVCC, a) tensión en la barra de una TGVCC, b) frecuencia del PLL de una TGVCC [76].

En conclusión, la alta penetración de las TGVCC provoca que los niveles de cortocircuito, y, por ende, la robustez de los SEP disminuya. Si bien los bajos SCL afectan principalmente a la estabilidad de tensión de los SEP, también pueden provocar otros tipos de problemas como oscilaciones no deseadas en los modos de control y pérdida de sincronismo del PLL.

2.3. Medidas tradicionales para mejorar la robustez de los sistemas eléctricos

En las secciones anteriores se presentaron los problemas y desafíos que experimentan los SEP ante la disminución de los niveles de cortocircuito producto del desplazamiento de GSs por TGVCC. En esta sección, se presentan algunas de las soluciones existentes que se pueden aplicar para minimizar los problemas de estabilidad que surgen debido a bajos SCL. Las mejores medidas dependerán tanto del SEP como del problema a solucionar. En este contexto, una medida que sirve de solución para un sistema eléctrico en particular podría no servir para un SEP diferente, aunque el problema de ambos sea el mismo.

Las posibles medidas para aumentar localmente los SCL cubren un amplio espectro de alternativas, desde refuerzos de red clásicos, hasta cambios complejos en el sistema de control de los convertidores [7], [25]. El cambio de conductor en líneas de transmisión [77] y/o la incorporación de condensadores síncronos [78]–[80], son ejemplos de medidas correctivas que se pueden utilizar para aumentar localmente los niveles de cortocircuito y mejorar el comportamiento dinámico de los sistemas débiles [81]. En Australia, por ejemplo, se han instalado condensadores síncronos para mejorar los SCL debido al desplazamiento de generación convencional por centrales TGVCC [82]–[85]. En la Figura 2.3.1 se muestra el efecto de incorporar un condensador síncrono en una red. De la figura se observa que cuando se incorpora el condensador síncrono (curva roja), la respuesta transitoria de la tensión mejora significativamente en comparación con el caso sin el equipo (curva negra). Una vez despejada la falla, la tensión se recupera más rápido en el caso con condensador síncrono, mientras que, sin su uso, la tensión demora más en alcanzar su valor de régimen permanente.

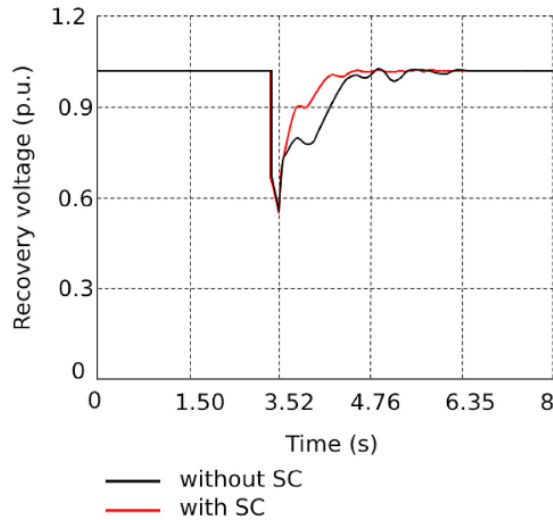


Figura 2.3.1: Respuesta transitoria de la tensión ante la incorporación de un condensador sincrónico [86].

Como se mencionó previamente, los cambios en el control de los convertidores también pueden contribuir a mejorar la robustez de los SEP. Estos cambios pueden consistir en modificar los parámetros y/o estructura del control. La ventaja de realizar estos cambios es que evita la necesidad de agregar equipos adicionales a los SEP. Sin embargo, los problemas de red débil no siempre se pueden abordar con cambios en el control de los convertidores. En algunos casos, los cambios requeridos pueden ser modificaciones significativas y/o poco prácticas de implementar, por lo que no resultan viables [69]. A modo ilustrativo, en la Figura 2.3.2 se presentan los valores propios de un sistema al variar el ancho de banda del PLL de una TGVCC en tres escenarios. En el primer escenario (curva roja, SC6), el ancho de banda del lazo interno de corriente es 490 Hz, en el segundo (curva verde, SC7), 380 Hz y en el tercero (curva azul, SC8), de 260 Hz. El ancho de banda del PLL se varía en todos los escenarios desde 1 Hz a 72 Hz.

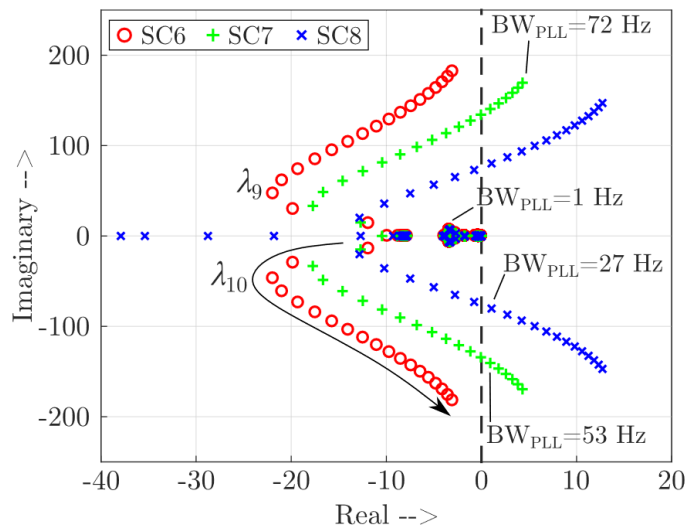


Figura 2.3.2: Trayectoria de los valores propios de un sistema para diferentes escenarios cuando el ancho de banda del PLL aumenta [62].

De la figura se observa que al aumentar el ancho de banda del PLL, inicialmente los valores propios del sistema tienden a desplazarse hacia el semiplano izquierdo. Sin embargo, a partir de un cierto punto, seguir aumentando el ancho de banda del PLL comienza a desplazar los valores propios hacia el semi plano derecho, es decir, hacia la zona inestable. Otros trabajos que muestran la importancia de la sintonización de los parámetros de control de las TGVCC en redes débiles se encuentran en [67], [87]–[92].

Además de las medidas que se mencionaron con anterioridad, los problemas de red débil también se pueden abordar incorporando diferentes dispositivos basados en convertidores de potencia en áreas con bajos SCL [7], [93]. Por ejemplo, los dispositivos FACTS y los sistemas de almacenamiento de energía de batería (BESS), pueden ayudar a controlar las tensiones de los SEP a través del soporte rápido de potencia reactiva [7], [93] siempre que se incorpore un lazo de control especialmente diseñado para dicho propósito. Esto no solo puede ayudar a limitar las fluctuaciones de voltaje en régimen permanente sino también a mejorar la respuesta dinámica del sistema frente a fallas [72], [83], [94], [95]. En la Figura 2.3.3 se muestra el efecto que tiene en la tensión de un SEP el incorporar un BESS o STATCOM con capacidad de inyección de reactivos durante fallas. En esta imagen se aprecia que, sin el uso del equipo (curva roja), la tensión del sistema colapsa y el sistema pierde estabilidad. Por otro lado, cuando se usa el BESS/STATCOM (curva azul), el sistema logra superar la falla y alcanzar un nuevo punto de equilibrio después de despejada la falla.

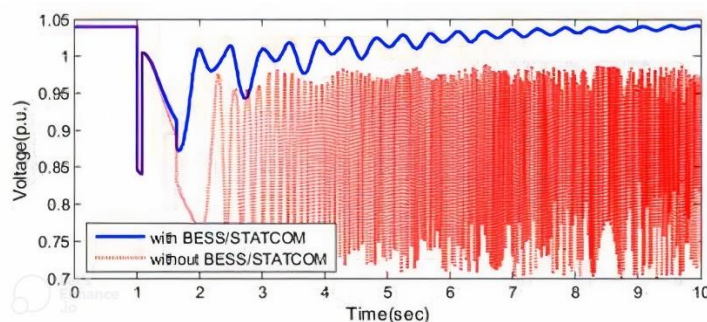


Figura 2.3.3: Respuesta transitoria de la tensión con el uso de BESS/STATCOM [96].

Las posibles soluciones para mejorar la robustez de los SEP cubren un amplio espectro de alternativas, cada una de ellas con sus ventajas y desventajas. La mejor alternativa no solo dependerá del SEP en estudio y el problema particular, sino también del costo involucrado. En este contexto, la tabla 2.3.1 se muestran los costos de incorporar alguna de las medidas presentadas en los SEP.

Medida	Precio	Unidad	Ref.
Condensador Síncrono	350-400	USD/kVar	[97]
Reforzar líneas de transmisión	382 -6720	USD/MVA/km	[98]
Batería ion-litio	145-480	USD/kW	[99]
FACTS (STATCOM)	80-120	USD/kVar	[100]
FACTS (SVC)	40-50	USD/kVar	[100]
Cambio del control de las TGVCC	150-703	USD/Inversor	[101]

Tabla 2.3.1: Costos de incorporar medidas para el mejoramiento de la robustez en los sistemas.

2.4. Baterías para mejorar la estabilidad de los sistemas eléctricos

2.4.1. Introducción

En respuesta a los desafíos introducidos por los altos niveles de TGVCC en la estabilidad de los SEP, trabajos recientes han comenzado a evaluar el uso de BESS para mejorar la estabilidad como una alternativa a los enfoques más tradicionales [50], [93], [93], [102]–[107]. Diversos estudios y experiencias prácticas han mostrado que los BESS son una buena alternativa para mejorar la estabilidad de los SEP debido a sus tiempos rápidos de respuesta y capacidad de inyectar potencia activa y reactiva de forma independiente [108]. Entre las aplicaciones más estudiadas se encuentran la incorporación de lazos de control para que los BESS puedan aportar a la estabilidad de frecuencia mediante la incorporación de inercia virtual [29]–[33], control de reactivos [34]–[36], respuesta rápida de frecuencia [37]–[40], regulación de frecuencia [41]–[45] y regulación de tensión [43], [46]–[48]. Si bien menos explorado, algunos trabajos también utilizan BESS para mejorar la estabilidad de centrales TGVCC en condiciones de red débil [21], [108]–[111].

A continuación, se resumen algunos trabajos que muestran el aporte que pueden realizar los BESS a la estabilidad de los SEP. En el contexto de estabilidad transitoria de ángulo, en [112] se propone una metodología para la localización de BESS considerando criterios de estabilidad transitoria de ángulo. El trabajo implementa un algoritmo genético para localizar las baterías. Las baterías incorporan un lazo de control que permite a los BESS consumir potencia en caso de fallas de forma de disminuir la aceleración de GS cercanos. Como caso de estudio se utiliza el sistema IEEE-39 de 39 barras con diez módulos BESS de 60 [MVA]. Para validar que la localización óptima mejora la estabilidad transitoria de ángulo, se llevan a cabo simulaciones dinámicas de fallas trifásicas de duración de 99 [ms]. Los resultados obtenidos para la respuesta dinámica de los ángulos de los generadores del sistema se muestran en la Figura 2.5.1.

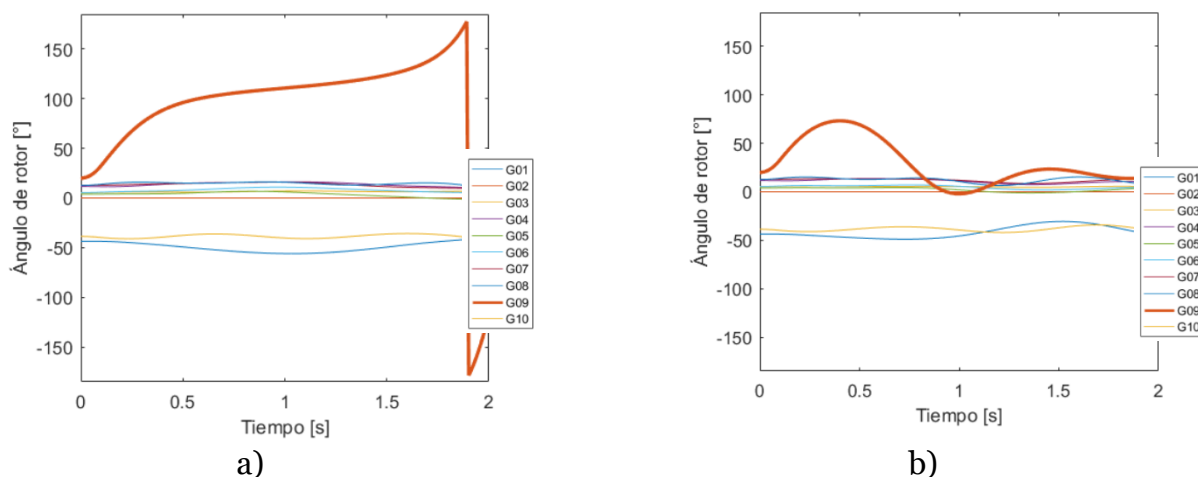


Figura 2.4.1: Respuesta transitoria del ángulo del rotor de las máquinas, a) sin el uso de BESS, b) con el uso de BESS [112].

En la figura anterior se observa que, sin el aporte del BESS (a)), el generador 09 pierde sincronismo con el resto de las máquinas del sistema (lo que implica una condición de inestabilidad), mientras que esto no ocurre cuando se incluyen BESS con capacidad de

aporte a la estabilidad (b)). Trabajos similares en que se usan equipos BESS para mejorar la estabilidad transitoria de ángulo se encuentran en [113]–[118].

En [119] se realiza un análisis de la mejora de la estabilidad transitoria y de voltaje en un SEP mediante el uso de BESS. Para esto se implementan esquemas de control independientes para las inyecciones de potencia activa y reactiva de los BESS, en función de las mediciones de la velocidad de giro y tensión interna de todos los GS mediante PMUs. Como caso de estudio, se utiliza un sistema reducido del sistema eléctrico Japones, el cual consta de 10 GS, 27 barras y equipos BESS en las barras 2 a 8. El sistema de estudio se muestra en la Figura 2.5.3.

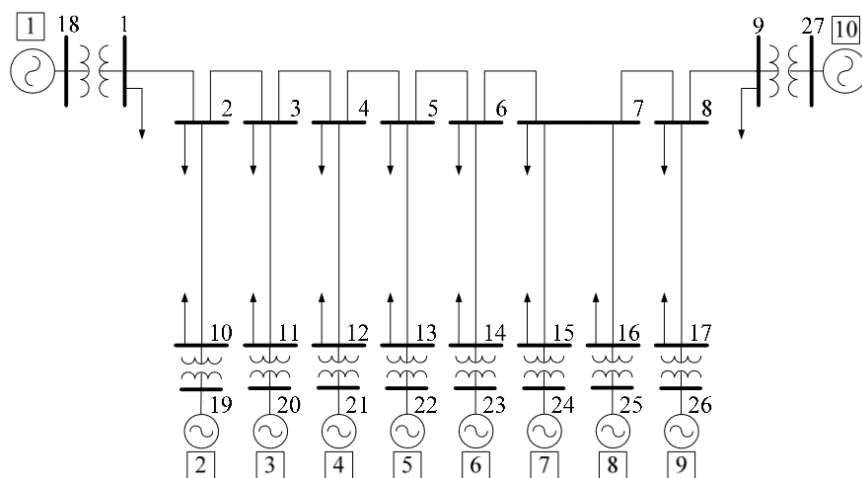


Figura 2.4.2: Caso de estudio de 27 barras [119].

En el trabajo se simulan cortocircuitos trifásicos para diferentes niveles de capacidad instalada de BESS respecto a la capacidad instalada de generación. En la Figura 2.5.3 se muestran los resultados de la tensión en algunas barras del sistema para los casos con y sin BESS. De la figura se observa que la conexión de BESS con esquemas de control independientes para la potencia activa y reactiva (figura b)), permite evitar un colapso de tensión en el sistema mientras que en el caso sin BESS (figura a)), el sistema pierde estabilidad.

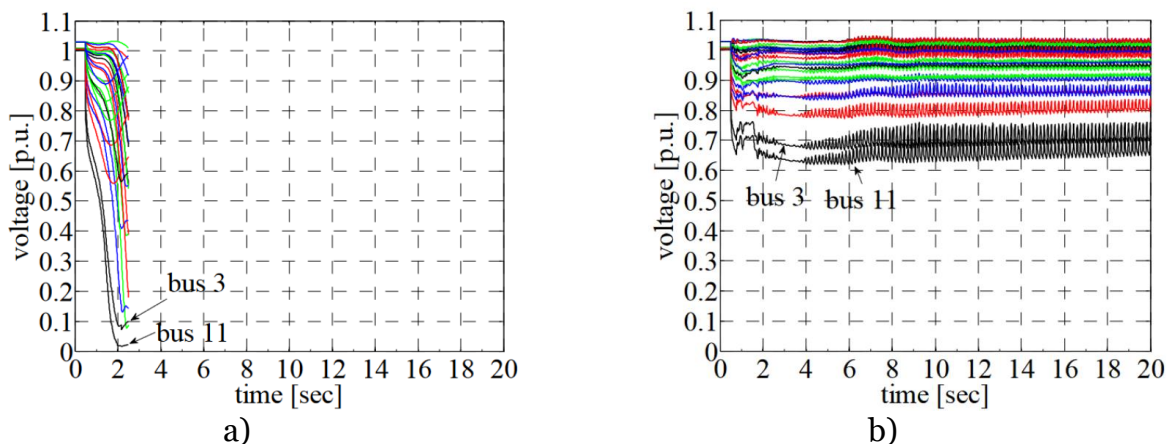


Figura 2.4.3: Respuesta transitoria de las tensiones en las barras del sistema, a) sin el uso BESS, b) con el uso de BESS [119].

Otro trabajo que también muestra el aporte que pueden realizar los BESS a la estabilidad de tensión se presenta en [120]. En este trabajo emplean BESS con soporte de tensión y capacidad de *Fault Ride Through* (FRT) en el sistema eléctrico Chino [121]. Para evaluar el impacto del BESS en la estabilidad, se simula la desconexión de un enlace DC que interconecta dos áreas del sistema. La Figura 2.4.4 muestra que el resultado de la tensión en el caso con el uso del BESS mejora significativamente el desempeño dinámico del sistema (curva roja), mientras que sin el uso de la batería el sistema pierde estabilidad.

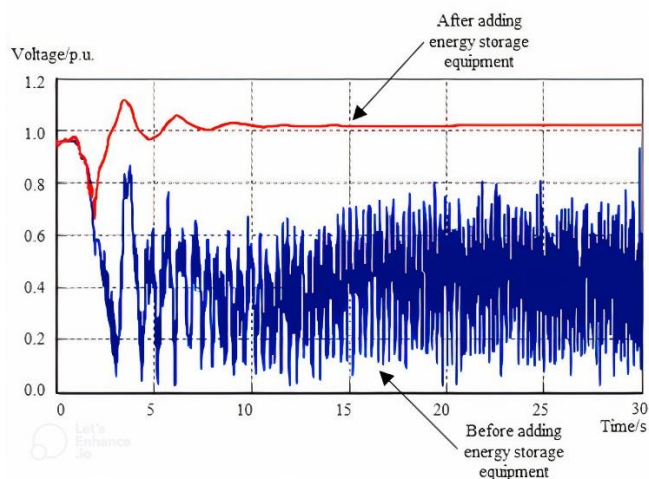


Figura 2.4.4: Efecto en la respuesta transitoria de la tensión ante la incorporación de una batería [120].

Trabajos similares en que se usan equipos BESS para mejorar la estabilidad de tensión se encuentran en [16], [34]–[36], [107], [117], [122].

En [123], los autores presentan una estrategia de control no lineal para un SEP multi máquina para mejorar la estabilidad transitoria y proporcionar soporte de tensión. El esquema de control se evalúa en el sistema de dos áreas de *Kundur* [124] mostrado en la Figura 2.5.4.

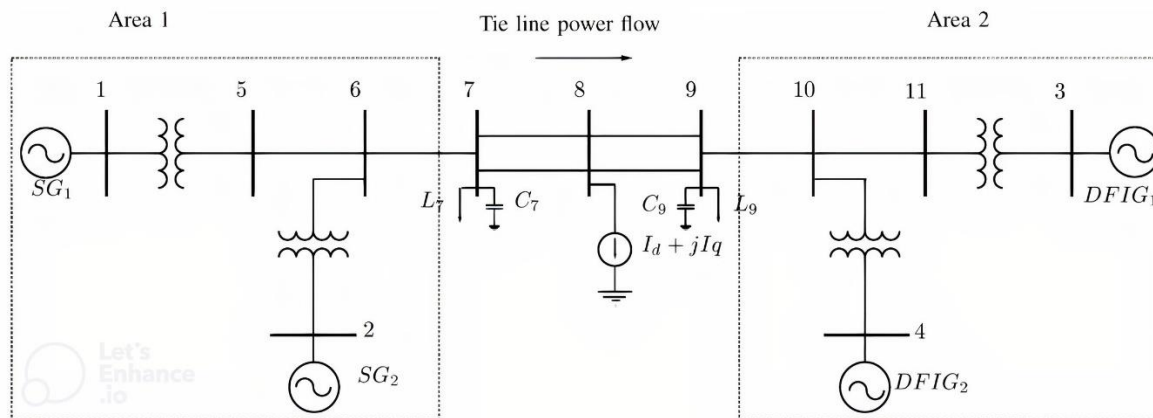


Figura 2.4.5: Sistema de dos áreas con BESS [123].

Para evaluar el desempeño dinámico del sistema ante la incorporación del BESS, se analizan dos escenarios: (1) cortocircuito trifásico en la barra 9, (2) desconexión de 50 % de la demanda total del sistema. Los resultados para las 2 fallas se muestran en la Figura 2.5.5. La figura inferior muestra la respuesta transitoria de la tensión y la inferior la transferencia de potencia entre las áreas. Las curvas rojas indican los resultados en el caso en que se incluye el BESS.

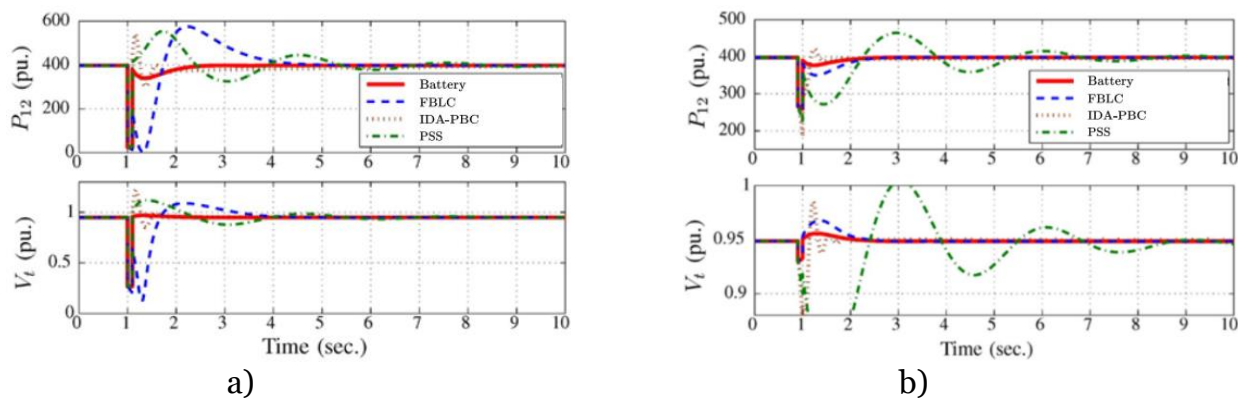


Figura 2.4.6: Resultados del caso de estudio, a) cortocircuito trifásico, b) desprendimiento de carga [123].

De los resultados se aprecia que el uso del BESS mejora significativamente el desempeño dinámico del sistema (curva roja continua) en ambos escenarios, tanto en términos de amortiguamiento de oscilaciones como en tiempo de establecimiento post falla.

En el marco de estabilidad de centrales de TGVCC [7], [17], [20], [70], en [108] se utilizan BESS para mejorar la estabilidad del PLL en una red débil con bajos niveles de cortocircuito. Concretamente, se incorpora un lazo de control adicional a los BESS tal que estos aporten a la estabilidad de tensión mediante la inyección de corrientes reactivas durante fallas. El sistema de estudio que utilizan corresponde al sistema australiano NEM con un 50% de penetración de TGVCC. Para evaluar los efectos del BESS en la estabilidad, se simula una falla trifásica en una barra del sistema en 3 escenarios: caso base (sin BESS), caso i-BESS (BESS de 10 MVA sin soporte de tensión) y caso ii-BESS (BESS de 10 MVA con capacidad de soporte de tensión). La Figura 2.4.7-a muestra la tensión en bornes del BESS para los distintos casos, mientras que la Figura 2.4.7-b muestra la respuesta del PLL.

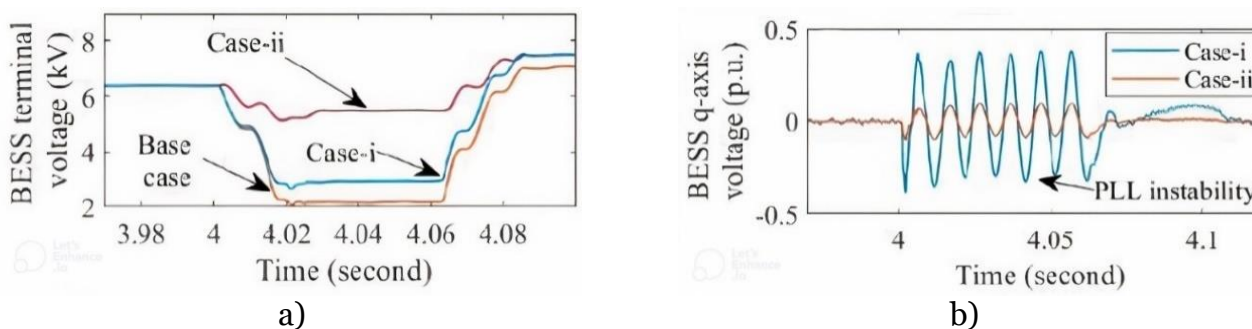


Figura 2.4.7: Contribución de BESS en un sistema con bajos niveles de cortocircuito [108].

De los resultados se observa que, si bien incorporar un BESS mejora el desempeño dinámico del sistema, esto no es suficiente para asegurar la estabilidad del PLL. En efecto, la figura muestra que si el BESS no aporta a la estabilidad (curva azul), el desempeño del voltaje durante la falla mejora, pero el sistema igual termina siendo inestable. Por otro lado, cuando el BESS incluye capacidad de soporte de tensión mediante inyección de corrientes reactivas (curva naranja), el PLL logra mantener sincronismo y el sistema encuentra un nuevo punto de equilibrio estable.

Trabajos similares en que se usan equipos BESS para mejorar la estabilidad del PLL se encuentran en [109], [125], [126].

En el contexto de estabilidad de frecuencia, durante los últimos años se han publicado muchos estudios en que se muestra las ventajas de incorporar equipos BESS con lazos de control que responden frente a variaciones de frecuencia [127]–[137]. En [137], los autores evalúan las mejoras en la estabilidad de frecuencia del sistema eléctrico de Sri Lanka al incorporar un BESS en términos de desprendimientos de carga. Para evaluar las mejoras en el desempeño del sistema mediante la incorporación del BESS de 50 MW, se realizan simulaciones dinámicas para dos casos: (1) desprendimiento de 275 MW de generación y (2) desprendimiento de 60 MW de generación. La Figura 2.4.8-a muestra la respuesta de la frecuencia del sistema para el caso 1, y la Figura 2.4.8-b en el caso 2.

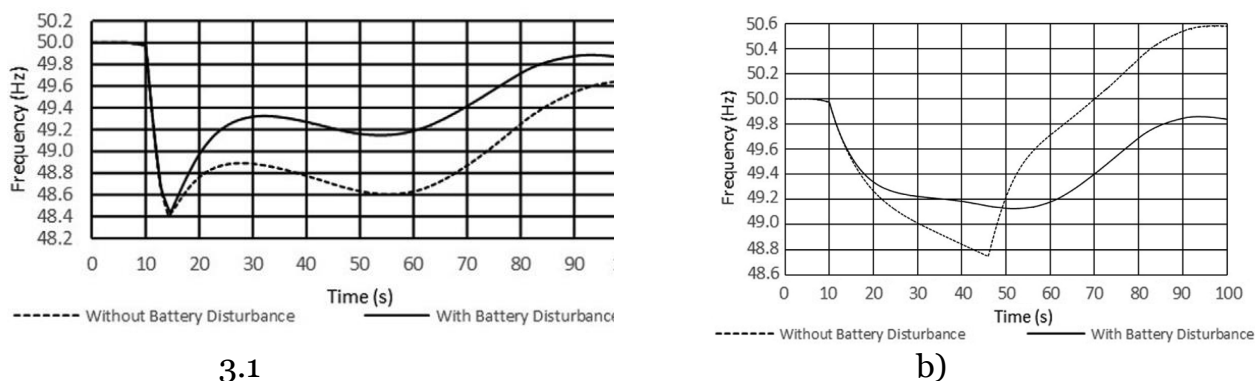


Figura 2.4.8: Respuesta en frecuencia con y sin el uso de BESS en el sistema de Sri Lanka, a) desprendimiento de 275 MW, b) desprendimiento de 60 MW [137].

Los resultados muestran que al instalar el BESS, el desempeño dinámico de la frecuencia mejora en ambos casos. En el caso de un desbalance de 275 MW, si bien no hay diferencia en la frecuencia mínima del sistema, su desempeño en régimen permanente mejora significativamente. En el caso del desprendimiento de carga de 60 MW, mejoran tanto la frecuencia mínima como el tiempo de asentamiento con el uso de BESS.

De acuerdo con la revisión realizada, es posible concluir que la mayoría de los trabajos que buscan mejorar la estabilidad de los SEP incorporando BESS, lo realizan en base a la implementación de lazos de control adicional. Los trabajos en esta línea aprovechan las principales características de estos equipos como son una respuesta rápida y la posibilidad de inyección de potencia activa y reactiva de forma independiente.

2.4.2. Contribución de los BESS durante cortocircuitos

En la sección anterior se presentaron diversos trabajos que demuestran que los BESS pueden aportar a la estabilidad de los SEP. En esta sección se va a demostrar matemáticamente la contribución que los BESS pueden aportar durante cortocircuitos utilizando el circuito de la Figura 2.4.9. En esta figura se muestra un equipo BESS conectado al equivalente de Thévenin de una red. Un análisis similar se realizó en [73] con la diferencia que en ese trabajo utilizan un parque eólico en vez de BESS.

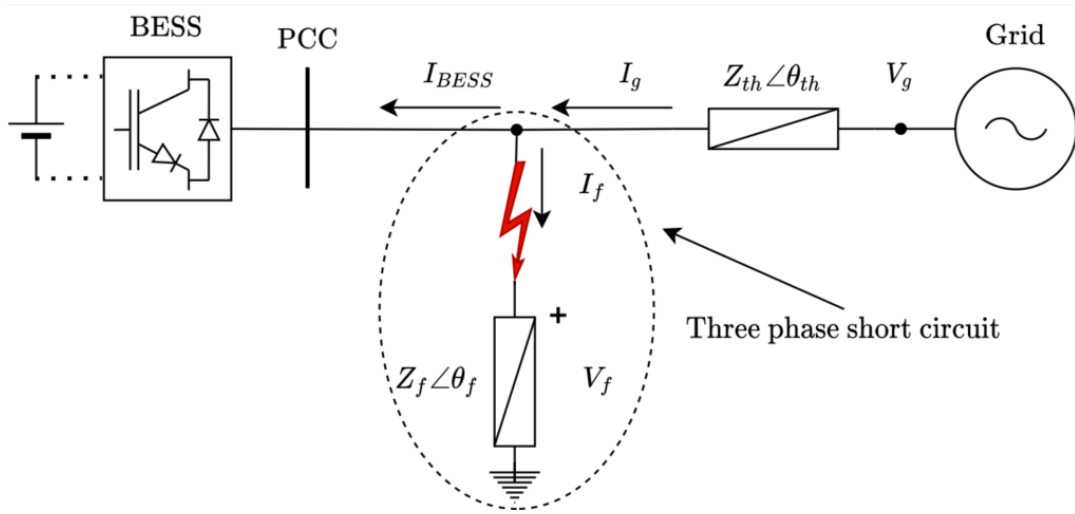


Figura 2.4.9: Sistema equivalente con BESS para un cortocircuito trifásico [73].

A partir del circuito de la Figura 2.4.9, se plantean las siguientes ecuaciones utilizando las leyes de Kirchhoff:

$$V_g - V_f = I_g \cdot Z_{th} \quad (2.6)$$

$$V_f = I_f \cdot Z_f \quad (2.7)$$

$$I_f = I_g - I_{BESS} \quad (2.8)$$

Donde V_g corresponde a la tensión de la red externa. V_f a la tensión en el punto de falla. Z_{th} la impedancia equivalente de la red externa. Z_f la impedancia de falla. I_{BESS} la inyección de corriente por parte del BESS. I_g la corriente de falla suministrada por el sistema equivalente.

Combinando las ecuaciones (2.7) y (2.8), se despeja la corriente de falla proveniente de la red externa obteniéndose:

$$I_g = \frac{V_f}{Z_f} + I_{BESS} \quad (2.9)$$

Al reemplaza I_g en la ecuación (2.6), se obtiene:

$$V_f = V_g \cdot \frac{Z_f}{Z_f + Z_{th}} - I_{BESS} \cdot Z_f \cdot \frac{Z_{th}}{Z_f + Z_{th}} \quad (2.10)$$

En base a la expresión anterior, se define el coeficiente η que representa el aumento de la tensión en el punto de falla debido al aporte del BESS respecto al caso base. En la ecuación (2.11) se muestra el cálculo de η .

$$\eta = \frac{V_f}{V_{f0}} \quad (2.11)$$

Donde V_{f0} corresponden a la tensión en el punto de falla sin la contribución del BESS, es decir, el valor de V_f cuando $I_{BESS} = 0$.

Al combinar las ecuaciones (2.10) y (2.11), el coeficiente η queda representado como:

$$\eta = 1 - \frac{I_{BESS}}{I_g} \quad (2.12)$$

Considerando coordenadas polares, la representación fasorial de las variables queda de acuerdo con:

$$\begin{aligned} I_{BESS} &= I_{BESS} \cdot e^{j\phi} \\ Z_{th} &= Z_{th} \cdot e^{j\theta_{th}} \\ V_g &= V_g \cdot e^{j\theta_0} \end{aligned}$$

En base a la representación fasorial, la ecuación (2.12) en coordenadas polares queda de la siguiente forma:

$$\eta = 1 - \frac{I_{BESS}}{I_g} \cdot e^{j(\phi + \theta_{th} - \theta_0)} \quad (2.13)$$

Donde S_{BESS} corresponde a la potencia nominal de la batería y S_g la potencia de cortocircuito del sistema equivalente.

En el caso particular que la impedancia de falla y la impedancia equivalente de la red tengan la misma fase, es posible asumir que $\theta_0 = 0$, lo cual permite expresar la ecuación (2.13) de la siguiente forma:

$$\eta = 1 - \frac{I_{BESS}}{I_g} \cdot e^{j(\phi + \theta_{th})} \quad (2.14)$$

Para un mejor análisis, se puede expresar el coeficiente η en términos de la potencia nominal del equipo BESS de la siguiente forma:

$$\eta = 1 - i_{BESS} \frac{S_{BESS}}{S_g} \cdot e^{j(\phi + \theta_{th})} \quad (2.15)$$

A partir de la ecuación (2.15) se observa que, mientras mayor sea la capacidad del BESS respecto a la potencia de cortocircuito en el punto de conexión, mayor va a ser el aumento de la tensión en comparación con el caso sin BESS. En la Figura 2.4.10 se grafica el máximo incremento de la tensión que se puede lograr gracias al aporte de corriente reactiva del BESS en 2 casos en términos de su cercanía a la falla. El parámetro que se modifica es la relación S_{BESS}/S_g , es decir, la capacidad del BESS en comparación con la potencia de cortocircuito en la barra de conexión.

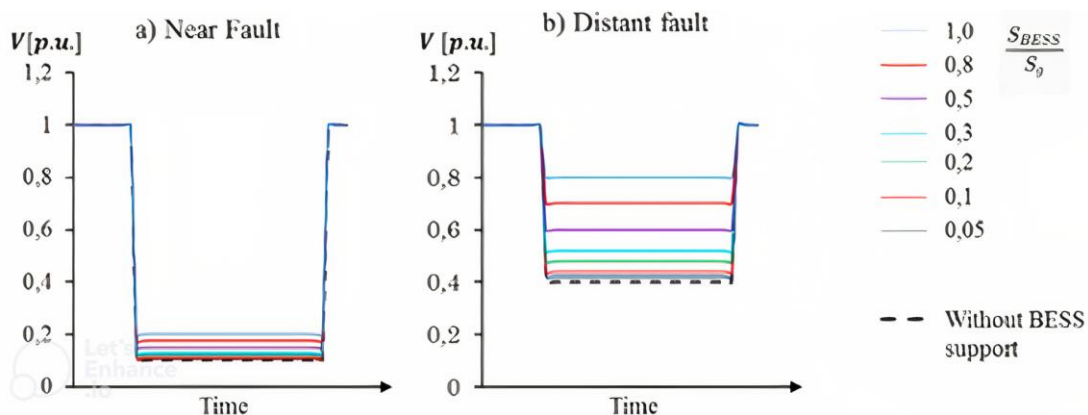


Figura 2.4.10: Aumento en la tensión en función de la potencia de cortocircuito del BESS [138].

De la figura anterior se concluye que, si la falla ocurre cerca del equipo BESS, entonces el aumento de la tensión gracias al aporte de corriente reactiva del BESS es marginal en todos los casos, sin importar el valor del cociente S_{BESS}/S_g .

En la Figura 2.4.11 se grafica la contribución de los BESS en función de la lejanía que ocurre el cortocircuito. En el eje y se muestra el voltaje residual durante la falla considerando máximo aporte de reactivos por parte de los BESS durante la falla. El eje x también muestra el voltaje residual pero en caso en que los BESS no aporten con inyección de reactivos durante la falla. Dicha relación se presenta para diferentes valores de S_{BESS}/S_g .

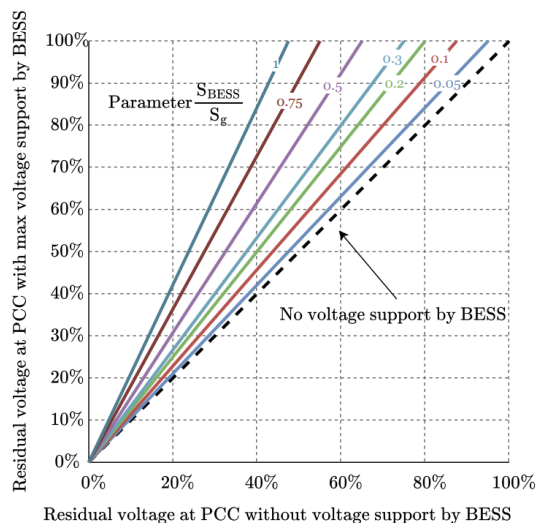


Figura 2.4.11: Aumento de la tensión en función de la lejanía de la falla para diferentes potencias de cortocircuito del BESS [73].

De la figura anterior se concluye que si el BESS no se encuentra cerca de la falla (voltaje residual mayor a 20 – 30%), el aumento de la tensión residual que se puede alcanzar debido al aporte del BESS es importante y que este aporte es mayor mientras más débil sea la red en el punto de conexión del BESS (es decir, menor valor de S_{BESS}/S_g).

2.4.3. Contribución de los BESS a la estabilidad del PLL

En esta sección se evalúa el aporte que los BESS pueden entregar a la estabilidad del PLL de una TGVCC cercana. Para esto, se considera el sistema mostrado en la Figura 2.4.12. Este sistema consta de un convertidor operando en modo grid-following (Figura 2.2.2) conectado a la misma barra que un BESS.

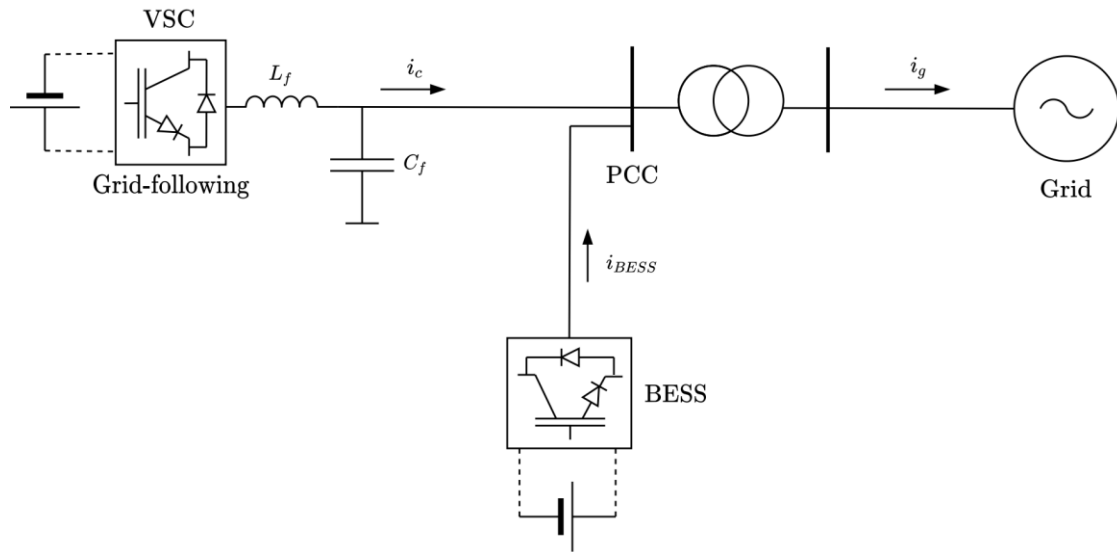


Figura 2.4.12: Modelo equivalente de un convertidor grid-following junto a un BESS conectado a la red.

Para que el convertidor pueda sincronizarse con la red, debe estimar el ángulo de la tensión en el punto de conexión (PCC). Para esto, el ángulo estimado por el PLL en el dominio del tiempo es:

$$\theta_{PLL}(t) = \int_0^t \left[\omega_s + K_p^{PLL} V_{PCC}^q + \int_0^t (K_i^{PLL} V_{PCC}^q) dt \right] dt \quad (2.16)$$

Donde ω_s corresponde a la frecuencia angular de la red. K_p^{PLL} y K_i^{PLL} los parámetros del PLL.

Considerando el equivalente Thévenin de la red externa visto en el PCC, la tensión en el eje de cuadratura en el PCC se expresa como:

$$V_{PCC}^q = V_{th} \sin(\theta_{th} - \theta_{PLL}) + I_g Z_{th} \sin(\phi_{th} + \delta) \quad (2.17)$$

Donde δ es la diferencia angular entre la tensión y la corriente en el punto de conexión, $(Z_{th} \angle \phi_{th})$ la impedancia Thévenin de la red externa, y $(V_{th} \angle \theta_{th})$ la tensión Thévenin del sistema equivalente.

Reemplazando la ecuación anterior en (2.16):

$$\theta_{PLL}(t) = \int_0^t \left[\left(\omega_s + K_p^{PLL} + K_i^{PLL} \int_0^t \right) (V_{th} \sin(\theta_{th} - \theta_{PLL}) + I_g Z_{th} \sin(\phi_{th} + \delta)) \right] dt \quad (2.18)$$

Si bien en régimen permanente, el ángulo estimado por el PLL debe ser igual al ángulo de la tensión en el PCC, para evaluar la interacción del PLL con la red, se asume que $\theta_{PLL} \neq \theta_{th}$. Considerando los siguientes cambios de variables $\epsilon(t) = \theta_{PLL} - \theta_{th}$ y $\theta_{th} = \int_0^t \omega_s$, y reemplazando en (2.18) se obtiene:

$$\epsilon(t) = \int_0^t \left[\left(K_p^{PLL} + K_i^{PLL} \int_0^t \right) (-V_{th} \sin(\epsilon) + I_g Z_{th} \sin(\phi_{th} + \delta)) \right] dt \quad (2.19)$$

Esta ecuación representa la interacción del PLL con la red. Como el cambio de variable $\epsilon(t)$ indica el error entre el ángulo estimado del PLL y la red, su valor debe tender a cero para que el PLL sea estable, de lo contrario el error iría en aumento llevando al PLL a una inestabilidad.

Si se asume que la corriente que ingresa a la red externa es $I_g = 1$ [p.u.], el nivel de cortocircuito en el punto de conexión sería $SCL_{PCC} = V_{th}/Z_{th}$ [p.u.], por lo que la ecuación (2.18) puede ser reescrita como:

$$\epsilon(t) = \int_0^t \left[\left(K_p^{PLL} + K_i^{PLL} \int_0^t \right) (-SCL_{PCC} Z_{th} \sin(\epsilon) + Z_{th} \sin(\phi_{th} + \delta)) \right] dt \quad (2.20)$$

De esta ecuación se desprende que, si el término dentro de la integral es positivo, es decir, $-SCL_{PCC} Z_{th} \sin \epsilon + Z_{th} \sin(\phi_{th} + \delta) > 0$, la diferencia entre el ángulo estimado del PLL y el ángulo del PCC va a aumentar en el tiempo. Esto implica que el PLL no puede encontrar un punto de equilibrio estable, llevando a una inestabilidad. Por lo tanto, para garantizar la estabilidad del PLL debe cumplirse:

$$SCL_{PCC} > \frac{\sin(\phi_{th} + \delta)}{\sin(\epsilon)} \quad (2.21)$$

Considerando que las líneas de transmisión son mayoritariamente inductivas, la impedancia de Thévenin de la red externa puede expresarse con un ángulo de 90° , es decir, $\phi_{th} = \pi/2$. Por lo tanto, la ecuación (2.21) se puede reducir:

$$SCL_{PCC} > \frac{\cos(\theta_g)}{\sin(\epsilon)} \quad (2.22)$$

Para expresar esta restricción en función de la corriente que inyecta la batería, se asume que el convertidor inyecta mayoritariamente potencia activa, $S_c \approx P_c$, y que el BESS es capaz de inyectar solo potencia reactiva. En base a estas consideraciones, el balance de corriente en el PCC se expresa como:

$$\mathbf{I}_c + \mathbf{I}_{BESS} = \mathbf{I}_g \quad (2.23)$$

$$\text{Eje real} \rightarrow I_c = \cos(\theta_g) \quad (2.24)$$

$$\text{Eje imaginario} \rightarrow I_{BESS}^Q = \sin(\theta_g) \quad (2.25)$$

Donde I_c corresponde a la corriente que inyecta el convertidor. I_{BESS} la corriente del BESS. I_g la corriente hacia la red externa. Despejando el ángulo θ_g de las ecuaciones (2.24) y (2.25) se obtiene:

$$\theta_g = \tan^{-1} \left(\frac{I_{BESS}^Q}{I_c} \right) \quad (2.26)$$

Para un mejor análisis, la ecuación anterior se expresa en términos de la potencia inyectada por los equipos:

$$\theta_g = \tan^{-1} \left(\frac{Q_{BESS}}{P_c} \right) \quad (2.27)$$

Donde Q_{BESS} corresponde a la potencia reactiva que inyecta la batería y P_c la potencia activa que inyecta el convertidor.

En base a la expresión anterior, se define el coeficiente λ que representa la proporción entre la potencia reactiva que inyecta el BESS y la potencia activa que inyecta el convertidor. En la ecuación (2.28) se muestra el cálculo de λ .

$$\lambda = \frac{Q_{BESS}}{P_c} \quad (2.28)$$

Luego, reemplazando (2.27) y (2.28) en (2.22) se obtiene:

$$SCL_{PCC} > \frac{\cos(\theta_g)}{\sin(\epsilon)} = \frac{\cos(\tan^{-1}(\lambda))}{\sin(\epsilon)} = \beta(\phi) \quad (2.29)$$

A partir de la ecuación (2.29) se observa que, mientras mayor sea la cantidad de reactivos que inyecta el BESS respecto a la inyección de potencia activa de la TGVCC, menor va a ser el valor del coseno γ , y por lo tanto, el PLL operará en una zona estable. En la Figura 2.4.13 se muestra efecto de aumentar la inyección de reactivos por parte del BESS. Para un cierto nivel de cortocircuito, la inyección de reactivos por parte de la batería desplaza un punto de operación inestable del PLL hacia una zona segura ($3 \rightarrow 4$), evitando que la TGVCC entre en una inestabilidad del PLL.

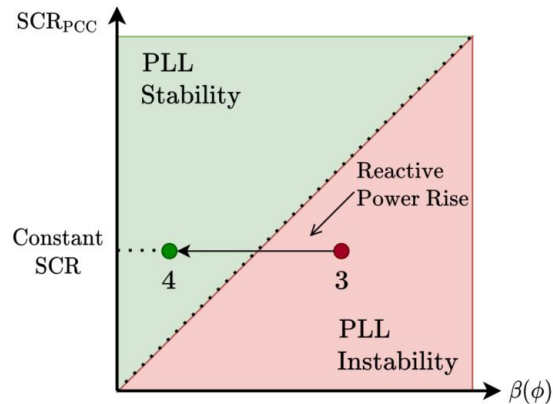


Figura 2.4.13: Efecto de la inyección de reactivos de los BESS a la estabilidad del PLL [108].

2.5. Indicadores de robustez para los sistemas eléctricos

La cuantificación del nivel de robustez de las barras de un SEP ayuda a comprender las áreas potenciales donde podrían surgir problemas de estabilidad y, por ende, ayuda a diseñar medidas preventivas y/o correctivas que permitan minimizarlos. Las redes débiles y los desafíos que se les asocia tanto en términos de control como de estabilidad suelen ser específicos de cada SEP y fuertemente dependientes de la ubicación y cantidad de TGVCC en el sistema. En este contexto, existe una serie de indicadores que se pueden usar para cuantificar la robustez en una barra de un sistema frente a la conexión de centrales TGVCC. A continuación, se presentan los índices más usados con sus ventajas y desventajas.

2.5.1. Short circuit ratio (SCR)

La métrica más básica y de fácil aplicación para cuantificar la robustez de una barra frente a la conexión de una central TGVCC, es la relación de cortocircuito (SCR). SCR se define como la relación entre la potencia de cortocircuito ($SCMVA_{PCC}$) en una barra de una red y la potencia activa de la TGVCC (MW_{PCC}^{TGVCC}) conectada en esa ubicación. La ecuación (2.1) muestra la relación para determinar el SCR:

$$SCR_{PCC} = \frac{SCMVA_{PCC}}{MW_{PCC}^{TGVCC}} \quad (2.1)$$

Una barra es considerada débil (dada la conexión de una central TGVCC) si se tiene que $2 < SCR < 3$, y muy débil si $SCR < 2$ [68], [139]. Estas condiciones se traducen en que la barra será más sensible ante cambios en los flujos de potencia activa y/o reactiva y, por lo tanto,

la central TGVCC puede enfrentar problemas de estabilidad. Por otro lado, una barra es considerada fuerte (dada la conexión de una central TGVCC) si se cumple que el SCR > 3 [139].

Si bien el SCR es un indicador fácil de implementar, frente a varias centrales TGVCC cercanas eléctricamente, el SCR no considera las posibles interacciones que podrían surgir entre estas unidades eléctricamente cercanas, por lo que en dichos casos podría tender a entregar resultados optimistas en cuanto a la robustez del SEP. En consecuencia, el SCR es apropiado cuando se considera una sola TGVCC en una cierta área del SEP o en sistemas con bajos niveles de TGVCC bien distribuidas en la red [7]. De esta forma, no es recomendable aplicar el SCR en SEP cuando hay múltiples TGVCC eléctricamente cercanas [26].

2.5.2. Weighted short circuit ratio (WSCR)

Para tener en cuenta el efecto de interacciones entre TGVCC, un indicador más apropiado que el SCR es el WSCR, el cual se basa en la suposición de que TGVCC cercanas interactúan entre sí. Para esto, se asume que todas las TGVCC cercanas eléctricamente están conectadas en el mismo punto, por lo que el resultado obtenido para la robustez da una estimación más conservadora que el SCR [140]. La ecuación (2.2) muestra la forma de calcular el WSCR:

$$WSCR = \frac{\sum_i^N SCMVA_i \cdot P_{PCC_i}^{TGVCC}}{(\sum_i^N P_{PCC_i}^{TGVCC})^2} \quad (2.2)$$

Donde $SCMVA_i$ es la capacidad de cortocircuito en la barra i (sin el aporte de las TGVCC), $P_{PCC_i}^{TGVCC}$ es la potencia activa de la TGVCC conectada en la barra i y N es el número de unidades TGVCC que interactúan entre sí.

El WSCR también se puede calcular considerando MVA instalados en vez de MW. En esta versión del indicador, se puede incluir el aporte de equipos FACTS que, generalmente, no se consideran para cuantificar la robustez [7].

Si bien el WSCR considera el efecto de otras TGVCC, su aplicabilidad en los sistemas reales posee ciertas limitaciones. Por un lado, en [7] no se indica cómo determinar las unidades TGVCC eléctricamente cercanas que interactúan entre sí. Ciertamente, unidades eléctricamente cercanas tenderán a tener una mayor interacción que TGVCC distantes, en cuyo caso la interacción podría ser muy baja. En consecuencia, el uso del WSCR para estimar el nivel de cortocircuito de los SEP con altos niveles de TGVCC podría conducir a resultados demasiado pesimistas [140]. Sin embargo, si antes de utilizarlo se realiza una división del sistema en áreas, podría ser un indicador apropiado dependiendo de la metodología utilizada para la división.

2.5.3. Composite short circuit ratio (CSCR)

Otra métrica empleada para la cuantificación de la robustez en caso de altos niveles de TGVCC es el *composite short circuit ratio* (CSCR). Este indicador crea un nodo común

donde todas las TGVCC de una determinada zona se conectan al mismo punto. La principal ventaja de esta métrica es que se obtiene un indicador común para todas las TGVCC cercanas [7]. La ecuación (2.3) muestra cómo se calcula el CSCR:

$$CSCR = \frac{SCMVA_{PCC}}{\sum_i^N MW_{TGVCC}^i} \quad (2.3)$$

Donde $SCMVA_{PCC}$ es la potencia de cortocircuito en el PCC sin considerar las TGVCC y $\sum_i^N MW_{TGVCC}^i$ es la capacidad nominal total de todas las TGVCC que se conectan a el nodo común.

El CSCR es similar al WSCR, en el sentido que ambos indicadores consideran la interacción entre las TGVCC de una determinada zona. Sin embargo, la aplicabilidad del CSCR en los SEP de gran escala es igual de limitada que el WSCR. Para utilizar ambas métricas, primero se deben determinar las TGVCC que interactúan entre sí, lo cual en [7] no se indica como realizarlo. En consecuencia, estimar el nivel de cortocircuito con el CSCR o el WSCR puede conducir a resultados demasiado pesimistas [140].

2.5.4. Equivalent short circuit ratio (ESCR)

Un último indicador para cuantificar el nivel de cortocircuito es la relación equivalente de cortocircuito (ESCR). El indicador es capaz de capturar la sensibilidad del voltaje entre las TGVCC que son eléctricamente cercanas entre sí. La ecuación (2.4) muestra la forma de calcular el ESCR:

$$ESCR_i = \frac{SCMVA_i}{P_i + \sum_i^N (IF_{ji} \cdot P_j)} \quad (2.4)$$

Donde $SCMVA_i$ es la potencia de cortocircuito de la barra i sin la contribución de la TGVCC, P_i la potencia nominal de la TGVCC que se conecta a la barra i , N la cantidad de TGVCC que se consideran cercanas entre sí y IF (Interaction Factor) es el factor de interacción que evalúa la cercanía entre dos nodos calculado según:

$$IF_{ji} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (2.5)$$

El factor de interacción representa la variación de tensión en la barra i ante una variación de tensión en la barra j . Si $IF_{ij} \approx 0$, significa que los nodos i y j están suficientemente alejados eléctricamente para considerar que su interacción es nula. Por otra parte, si $IF_{ij} \approx 1$, significa que los nodos i y j son eléctricamente cercanos, por lo que existe una interacción importante entre ellos.

Una de las ventajas del uso de ESCR es que puede usarse fácilmente en cualquier SEP con altos niveles de TGVCC. El ESCR se encarga de corregir la deficiencia de las otras

métricas respecto al acoplamiento, lo que implica que entrega valores más realistas y adecuados gracias al uso de los factores de interacción.

2.5.5. Comparación de los indicadores

Cada uno de los indicadores descritos en las secciones anteriores tiene ventajas y desventajas, por lo que deben aplicarse entendiendo los supuestos y restricciones de cada uno. La Tabla 2.1 proporciona una comparación cualitativa de estos indicadores. La 'X' representa que la métrica no se puede aplicar para el propósito descrito, un '+' que la métrica se puede aplicar con algún esfuerzo o procesamiento adicional, o se puede aplicar de forma limitada y dos '+' representan que la métrica es aplicable sin problemas.

Tabla 2.5.1: Comparación de las métricas para el cálculo del nivel de cortocircuito.

Métrica	Simplicidad del calculo	Considera TGVCC cercanas	Proporciona una métrica común para un grupo de TGVCC	Considera equipos FACTS
SCR	++	X	X	X
WSCR	+	++	++	X
CSCR	+	++	++	X
ESCR	X	++	X	++

Los valores calculados con estos índices son útiles para tener una idea general de las posibles áreas de un sistema que podrían enfrentar problemas de red débil. Sin embargo, estas métricas no entregan un conocimiento específico acerca de si un sistema con altos niveles de TGVCC tendrá o no problemas de estabilidad. En este contexto, si se quiere saber más en detalle el comportamiento de los SEP con altos niveles de TGVCC, se requerirán estudios más rigurosos, como, por ejemplo, estudios de estabilidad [7].

2.6. Localización de BESS

Durante los últimos años se han propuesto un gran número de trabajos que abordan la localización óptima de equipos BESS en los SEP. Sin embargo, la mayoría de los trabajos se enfocan en la localización óptima en base a criterios económicos, ya sea desde el punto de vista de la planificación [51]–[53] o desde la perspectiva de la operación con alta penetración de TGVCC [133], [141]–[144]. Los trabajos que abordan la localización de BESS considerando criterios de estabilidad son escasos. A continuación, se presenta una revisión bibliográfica de los trabajos que abordan la localización óptima de BESS considerando criterios de estabilidad. Sin embargo, dada la poca cantidad de trabajos en esta línea, también se presentan algunos que, si bien no localizan BESS, localizan otros equipos con criterios de estabilidad.

En [138] se propone una metodología para la localización óptima de BESS considerando criterios de estabilidad de tensión. Para esto, los BESS se modelan con capacidad de soporte de tensión, lo que significa que pueden apoyar la estabilidad del sistema mediante la inyección de corriente reactiva durante cortocircuitos. La localización de los BESS se realiza mediante un algoritmo genético (GA) que minimiza las caídas de tensión durante una contingencia. El GA considera los niveles de cortocircuito como principal indicador para localizar los equipos BESS. La metodología propuesta se valida a través simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo. La Figura 2.6.1 muestra el caso de estudio utilizado por los autores correspondiente al sistema IEEE-39 New-England. Para la localización se considera un punto de operación con 39% de penetración de generación eólica.

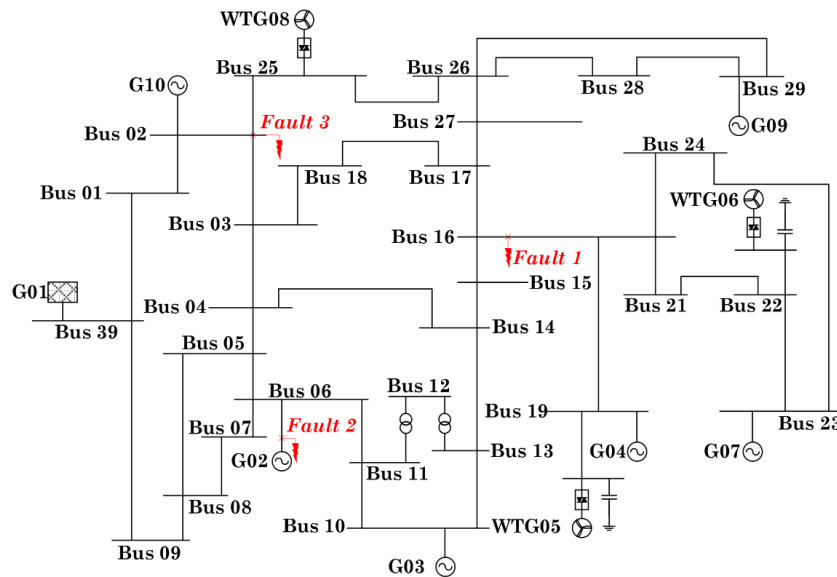


Figura 2.6.1: Sistema IEEE-39 barras [145].

La localización de BESS se realiza para dos escenarios en términos de cantidad de módulos: 1) 10 módulos de 70 MW cada uno, y 2) 20 módulos de 35 MW cada uno. La Figura 2.6.2 presenta los resultados de la localización para ambos escenarios. En esta gráfica se observa que la mayor cantidad de módulos a localizar se concentran en las barras con bajos niveles de cortocircuito. Sin embargo, para el caso de 10 módulos, el algoritmo también ubica algunos BESS en barras robustas como la 9 y 14. Más aún, conforme se aumenta la cantidad de módulos a localizar, el algoritmo tiende a ubicar baterías en barras robustas con potencias de cortocircuito altas.

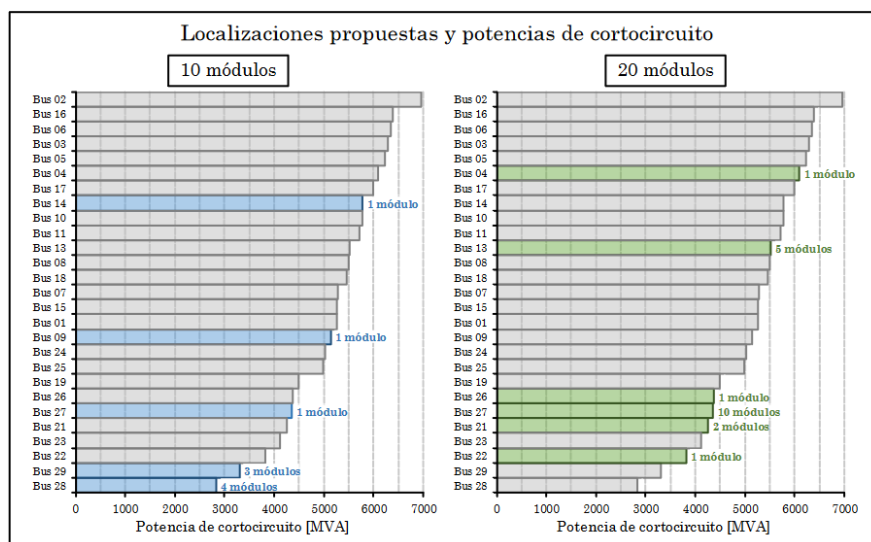


Figura 2.6.2: Localización de los BESS [145].

La validación de la herramienta se simula dinámicamente realizando cortocircuitos trifásicos en distintas barras del sistema considerando cuatro escenarios en términos de la localización de los BESS: 1) caso base sin BESS (curva negra), 2) caso con todos los BESS instalados en la barra más débil de la red (curva roja), 3) caso de 10 módulos BESS localizados según la metodología propuesta (curva azul) y 4) caso de 20 módulos BESS localizados según la metodología propuesta (curva verde). En la Figura 2.6.3 se presentan los resultados para el caso de una falla trifásica en bornes del generador 4 del sistema. Concretamente, se presenta el ángulo del generador G04 y la tensión en la barra 31. Lo primero que se puede observar es que las localizaciones encontradas mediante el algoritmo genético permiten mantener la estabilidad del sistema y mejoran su desempeño una vez despejado el cortocircuito. Además, se observa que ubicar todos los módulos en la barra con el peor nivel de cortocircuito (barra 28), lleva a que el sistema se vuelva inestable. Esto demuestra que diferentes localizaciones de BESS pueden afectar tanto de forma positiva como negativa a la estabilidad de un SEP, por lo que es fundamental realizar la ubicación tomando en cuenta su efecto en la estabilidad.

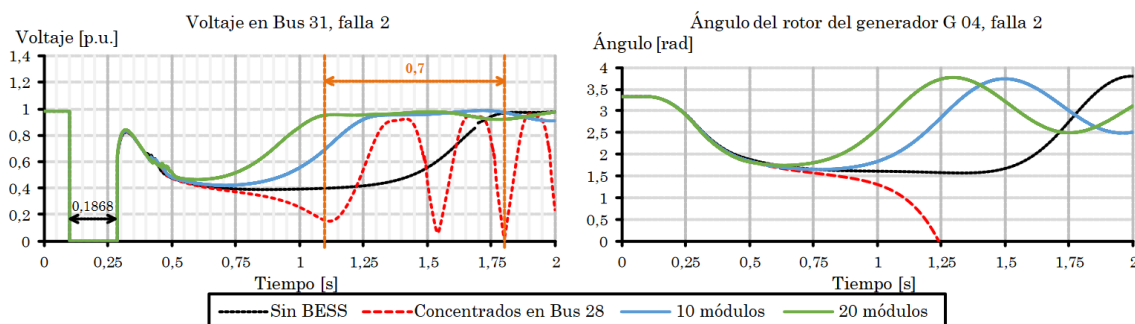


Figura 2.6.3: Respuesta transitoria de tensión y ángulo considerando BESS [145].

Si bien este trabajo demuestra que una localización óptima de BESS puede mejorar la estabilidad de los SEP, también tiene algunas desventajas. Por una parte, el uso del SCR solo es válido para sistemas con bajos niveles de TGVCC. Tal como se mencionó en la sección 2.5, cuantificar la robustez de un sistema con altos niveles de TGVCC mediante el

SCR podría entregar resultados optimistas. Otra desventaja es que el modelo propuesto solo se validó considerando un único punto de operación crítico. Si bien en teoría el modelo podría usarse considerando más puntos de operación, esto requeriría algunas adaptaciones y evaluar su desempeño.

Similar al trabajo anterior, en [118] se propone un algoritmo para localizar BESS con la diferencia que, en este caso, la localización se realiza para mejorar la estabilidad transitoria de ángulo. Los BESS se modelan con capacidad de soporte de frecuencia por lo que pueden aportar a la estabilidad transitoria de ángulo mediante la absorción de potencia activa cortocircuitos. La localización de los BESS se realiza mediante un algoritmo genético que maximiza el margen de estabilidad transitoria para un conjunto dado de condiciones de operación y contingencias. La Figura 2.6.4 muestra el caso de estudio utilizado correspondiente al sistema IEEE-39 New-England. Para el estudio se considera un punto de operación crítico con 25% de generación eólica. Las contingencias consideradas corresponden a cortocircuitos trifásicos en barras críticas del SEP con tiempos críticos de despeje de falla bajos. En este contexto, los cortocircuitos se realizan en las líneas cercanas a las barras 10, 22 y 29.

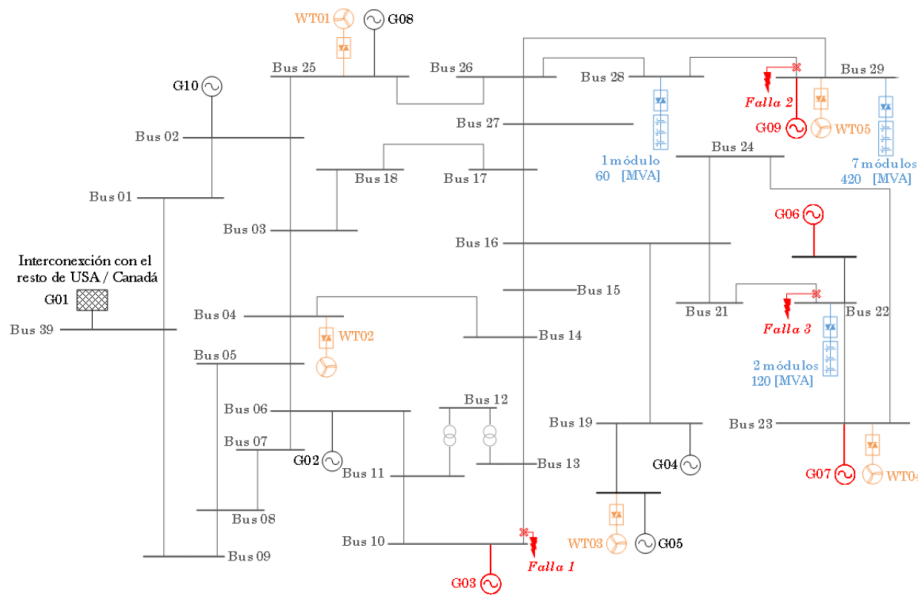


Figura 2.6.4: Sistema IEEE-39 barras [112].

La localización de BESS se realiza para un escenario de 10 módulos de 60 MVA, equivalentes a un 25 % de la capacidad de energías renovable instalada del sistema. La Tabla 2.6.1 muestra los resultados obtenidos al localizar los 10 módulos. De la tabla se observa que el algoritmo prioriza la localización en aquellas barras en las que se encuentran los generadores que pierden sincronismo para cada una de las contingencias. Lo anterior confirma la necesidad de que las barras candidatas para conectar módulos BESS incluyan las barras cercanas a los generadores críticos.

Barra	Módulos
Barra 29	7
Barra 22	2

Barra 10	1
----------	---

Tabla 2.6.1: Localización de BESS.

Para la validación de la herramienta, se simulan dinámicamente cortocircuitos trifásicos en las mismas barras en que se consideraron las contingencias (barras 10, 22 y 29.). La Figura 2.6.5 presenta los resultados de los ángulos del rotor de los generadores del sistema para un cortocircuito en la barra 22 (contingencia 3) en los casos con y sin BESS. De la figura se observa cómo la localización de los BESS permite mantener la estabilidad del sistema en comparación con el caso base en que no se incluyen BESS. De esta forma, se verifica que el algoritmo encuentra una distribución de BESS capaz de mejorar el desempeño transitorio de la red frente a contingencias críticas.

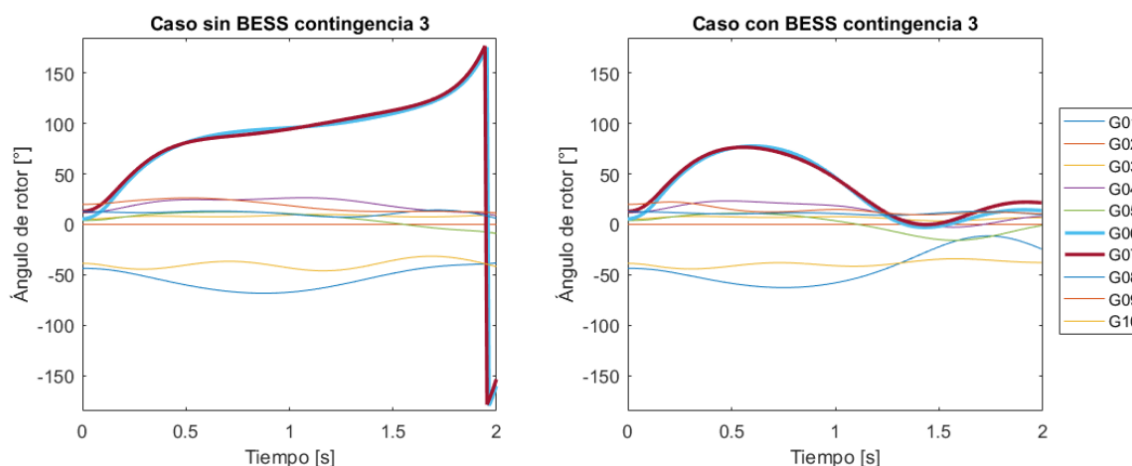


Figura 2.6.5: Respuesta dinámica de los ángulos de los rotores de las maquinas [112].

Entre las desventajas del trabajo se encuentra que el caso de estudio considera a un sistema reducido de 39 barras que, si bien permite demostrar la eficiencia del algoritmo propuesto, no permite validar su aplicabilidad en SEP reales de gran escala.

En [146] los autores proponen un algoritmo para la localización y dimensionamiento óptimo de BESS considerando criterios de estabilidad de tensión y frecuencia. Para esto, los BESS se modelan con *lazos de control droop* para el soporte de tensión y frecuencia. La localización de los BESS se realiza mediante un algoritmo heurístico llamado *Binary Grey Wolf Optimization* (BGWO) [147]. El algoritmo localiza y dimensiona los módulos BESS con el objetivo de minimizar las caídas de tensión y desviación de la frecuencia posterior a una contingencia. Para acotar el espacio de búsqueda, los autores utilizan el SCR para determinar las barras más débiles del sistema y dejarlas como candidatas en la optimización. Las diferentes localizaciones de BESS se evalúan a través de simulaciones en el dominio del tiempo. La estabilidad de tensión se evalúa mediante cortocircuitos trifásicos en las barras más débiles del sistema, y la estabilidad de frecuencia desconectando intempestivamente la unidad generadora de mayor capacidad.

La Figura 2.6.6 muestra el caso de estudio utilizado (sistema IEEE-39 New England). El estudio incluye 2 puntos de operación críticos: 1) escenario de mayor demanda; con 6209

MW de generación total y un 38% de generación renovable y 2) escenario de menor demanda; con 3693 MW de generación total y un 38% de generación renovable.

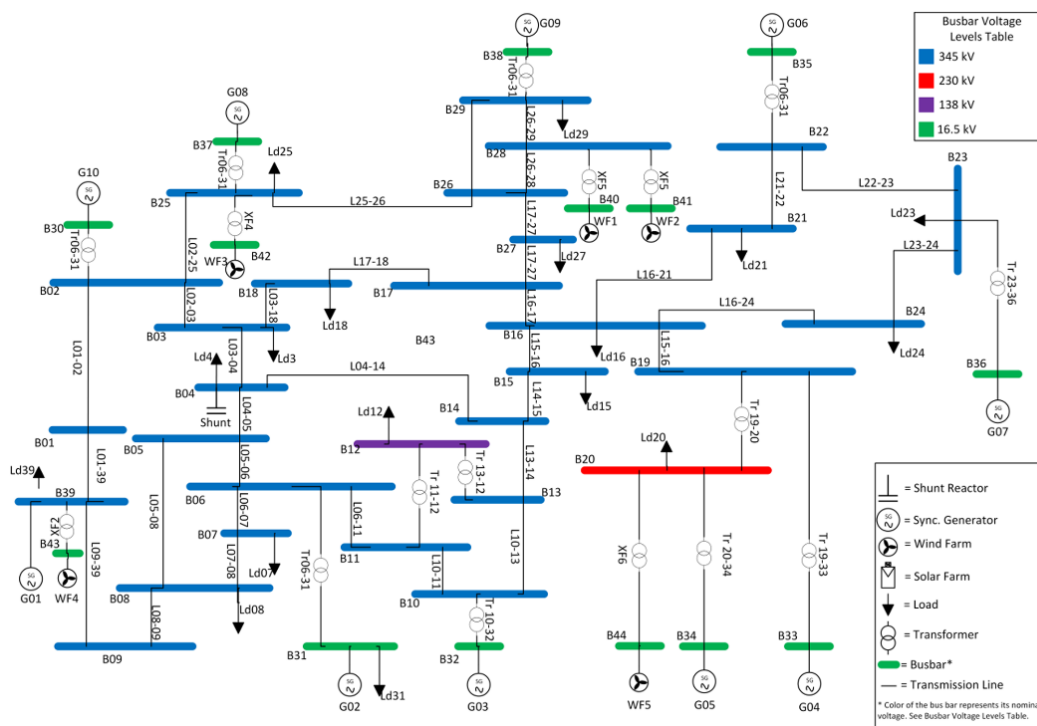


Figura 2.6.6: Sistema IEEE-39 [146].

Los resultados de la optimización muestran que en ambos escenarios la capacidad total de BESS a instalar es de 400 MW, con 300 MW en la barra 28 y 100 MW en la 29. Los resultados de la localización tienen directa relación con la capacidad de las centrales eólicas cercanas pues en la barra 28 se conectan dos centrales eólicas de 500 MW cada una.

Para la validación de la propuesta se simulan dinámicamente dos contingencias en el sistema: 1) un cortocircuito trifásico en la barra más débil de la red (barra 39) y 2) la desconexión del generador de mayor capacidad en cada condición de operación (generador 9 con 830 MW y generador 3 con 650 MW, para los escenarios de máxima y mínima demanda respectivamente). La Figura 2.6.7 muestra los resultados obtenidos. Concretamente, se presenta la tensión en la barra 28 para el caso del cortocircuito y la frecuencia ante la desconexión de la unidad generadora. En cuanto a la estabilidad de tensión, el tiempo de establecimiento sin el BESS fue mayor que con el uso de la batería. Más aun, durante el escenario de demanda mínima el sistema sin el BESS oscila constantemente y nunca se estabiliza. Por otro lado, respecto a la estabilidad de frecuencia, hubo una mejora significativa en la respuesta del sistema tanto en condiciones de demanda máxima como demanda mínima. Por lo tanto, gracias al aporte de potencia activa por parte de los BESS durante contingencia, la frecuencia mínima alcanzada es menor con el uso de las baterías.

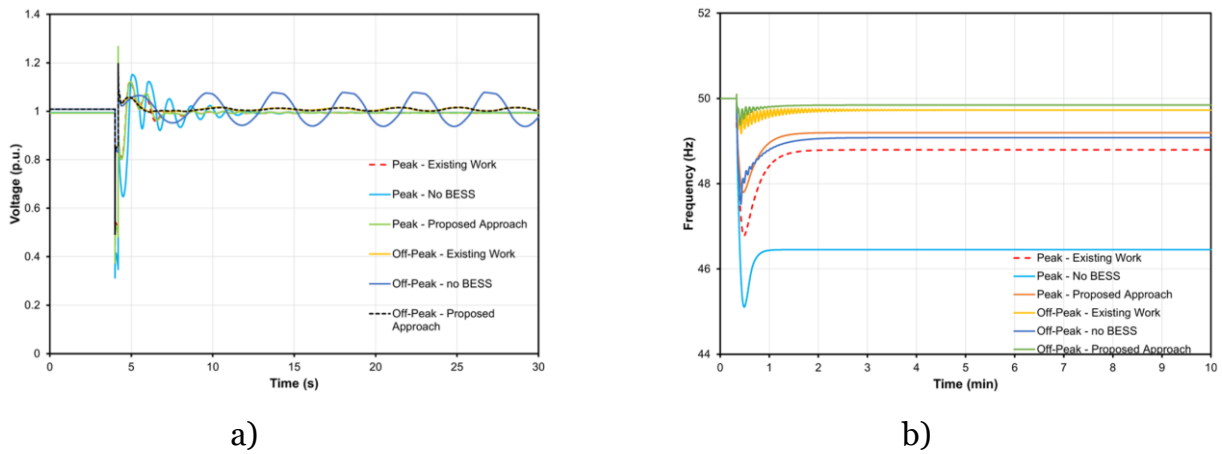


Figura 2.6.7: Validación dinámica a) cortocircuito trifásico, b) salida intempestiva de generación [146].

En [148] se propone una metodología para determinar el tamaño y ubicación óptima de equipos BESS considerando criterios de estabilidad de frecuencia. Para esto, el modelo de los BESS cuenta con lazos de control de potencia activa y reactiva. El algoritmo dimensiona y localiza las baterías en función de las cargas críticas de la red, es decir, aquellas cargas que ante un cambio en su consumo producen elevados valores de RoCoF y nadir. El objetivo del algoritmo es minimizar el RoCoF y la frecuencia nadir para un conjunto de variaciones en la potencia de las cargas más críticas del sistema. La resolución se realiza mediante un método iterativo que mide el RoCoF y el nadir en cada iteración mediante simulaciones RMS cuyos valores compara con valores límite establecidos por el operador.

Tal como se mencionó al comienzo de esta sección, los trabajos que realizan una localización óptima de BESS considerando criterios de estabilidad son muy pocos, por lo que a continuación se presentan otros trabajos que localizan otros equipos de compensación reactiva con criterios de estabilidad.

En [149], los autores proponen una optimización multiobjetivo para determinar la ubicación óptima de SVC considerando criterios de estabilidad de tensión. Los objetivos de la optimización son minimizar, 1) el margen de estabilidad de tensión, 2) la desviación de tensión y 3) las pérdidas de potencia activa por las líneas de transmisión. El margen de estabilidad de tensión se define como el cambio de carga que puede soportar el SEP antes de presentar un colapso de tensión. La desviación de tensión es la diferencia entre el valor de la tensión en operación normal respecto a su valor nominal. La localización de los SVC se realiza de manera arbitraria y, para cada una de las localizaciones, se resuelve un flujo de potencia continuo hasta obtener el límite de cargabilidad en cada barra del SEP.

La validación de la herramienta se realiza en el sistema IEEE 30-busbar, cuyos parámetros se detallan en el trabajo. La Figura 2.6.8 muestra cómo cambia la curva PV de la barra 24 ante la localización de un SVC en esa misma barra. Como se puede observar en la figura 0.5 cm, incorporar el equipo de compensación reactiva aumenta el límite de cargabilidad de la barra, lo cual le permitiría al sistema aumentar las transferencias de potencia y/o mantener un mayor margen de estabilidad.

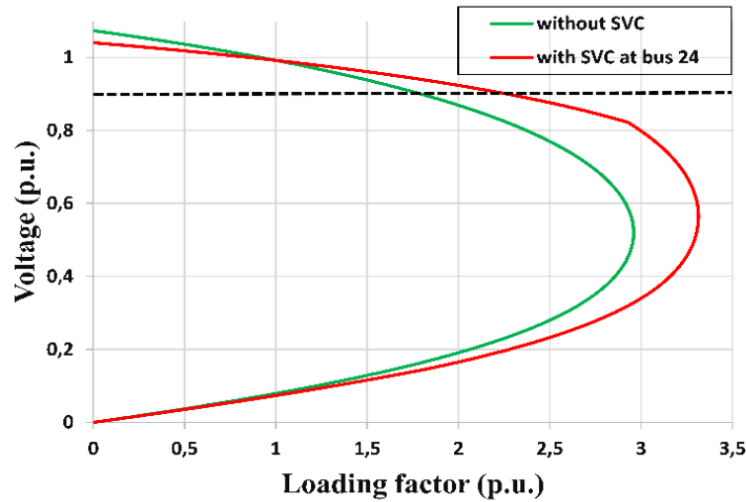


Figura 2.6.8: Curva PV de la barra 24 con y sin la conexión de un SVC [149].

En [150] proponen un algoritmo para localizar convertidores operando en modo *grid-forming* considerando criterios de estabilidad de pequeña señal. Para este propósito, los autores modelan los SEP haciendo uso de matriz Laplaciana reducida cuya principal característica es representar la distancia eléctrica equivalente entre dos puntos de generación [151]. La Figura 2.6.9 ilustra un ejemplo de una representación equivalente de un sistema mediante la reducción de Kron.

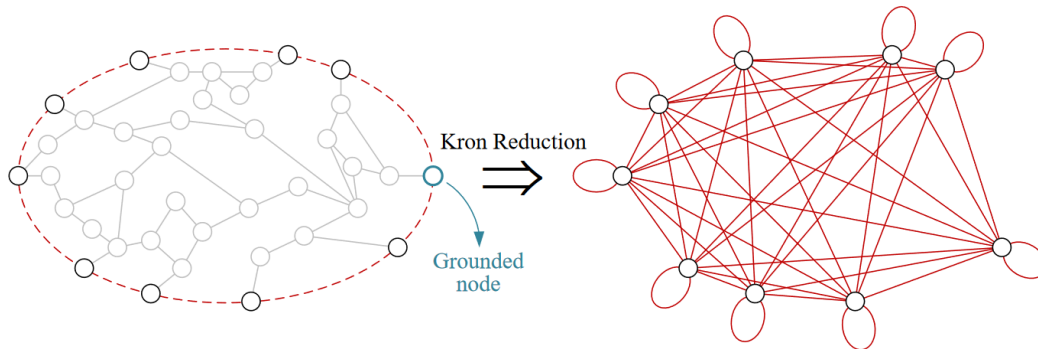


Figura 2.6.9: Ejemplo reducción de Kron [152].

Para evaluar la robustez del SEP se usa como métrica el gSCR, la cual indica el mínimo módulo de los valores propios de un sistema donde operan únicamente convertidores sin generación sincrónica. Para evaluar los modos con mayor influencia en la estabilidad del PLL, se utilizan los factores de participación. En este contexto, el algoritmo busca maximizar el módulo de los valores propios que estén mayormente influenciados por el PLL (gSCR). Para la resolución del problema de optimización se utiliza el método de Greedy [153].

La validación de la herramienta se realiza mediante simulaciones dinámicas ante un pequeño aumento de demanda del SEP cuyo valor no se especifica. Como se observa en la Figura 2.6.10, en el caso base sin localización óptima, se presenta una inestabilidad del PLL

de todos los convertidores del sistema, mientras que al localizar los convertidores *grid-forming* de manera óptima, los *grid-following* no pierden sincronismo.

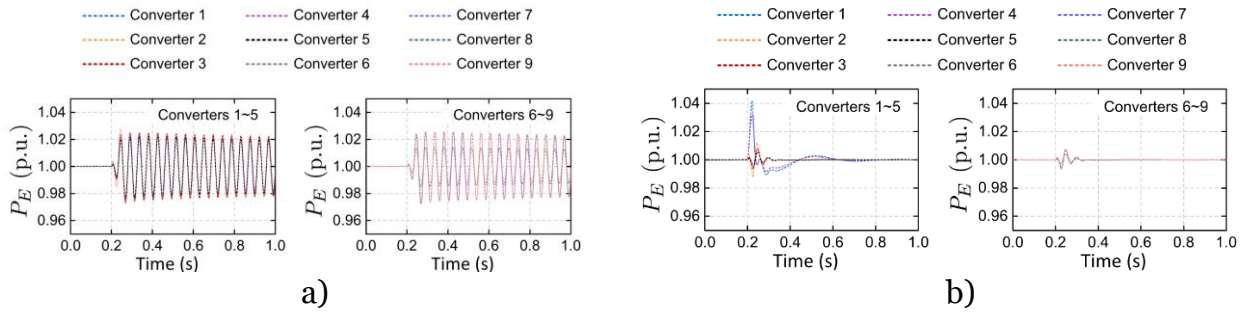


Figura 2.6.10: Respuesta dinámica de los convertidores ante una pequeña perturbación, a) sin localizar, b) con localizar [150].

En [154] se propone una optimización multiobjetivo para determinar la ubicación óptima de STATCOM para mitigar las oscilaciones de tensión que ocurren posterior a una falla. Los objetivos de la optimización son minimizar las oscilaciones de tensión y los costos de inversión anualizados de los equipos. Para cuantificar las oscilaciones de tensión en el proceso de optimización, los autores proponen una métrica no-lineal denominada SARFI. Este indicador evalúa con qué frecuencia se producen caídas de tensión por debajo de un nivel de tensión específico, ya sea en un punto de conexión particular o en el sistema eléctrico en su totalidad. Los autores no validan dinámicamente los resultados, por lo que no se puede analizar nada respecto a este punto.

En [155], [156] se propone un algoritmo de optimización para la planificación de potencia reactiva en sistemas con altos niveles de generación eólica con criterios de estabilidad de tensión. Para ello, los autores proponen a los STATCOM como una fuente de potencia reactiva. El algoritmo de optimización tiene como objetivos minimizar los costos de inversión de STATCOM y minimizar el nivel de riesgo de presentar una inestabilidad de tensión en el corto plazo. Para cuantificar el nivel de riesgo los autores utilizan la métrica TVSI (Transient Voltage Severity Index). La Figura 2.6.11 muestra la forma de calcular el indicador. En este contexto, el TVSI corresponde al área situada por encima de los límites establecidos para el desempeño dinámico de la tensión.

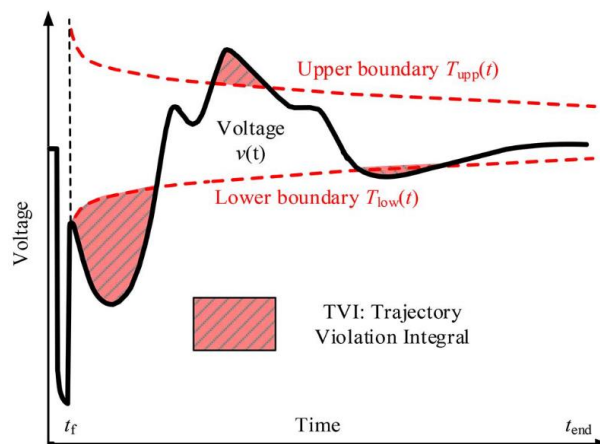


Figura 2.6.11: Calculo de la métrica TVSI [157].

La Figura 2.6.12 muestra el caso de estudio utilizado (New England 39-bus). El estudio incluye 2 puntos de operación críticos: 1) escenario de mayor demanda; con 30% de generación renovable y 2) escenario de menor demanda; con 20% de generación renovable.

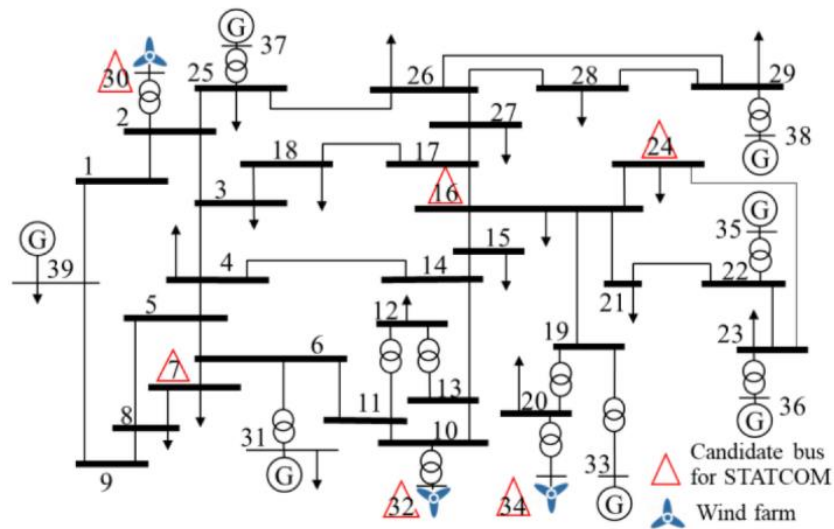


Figura 2.6.12: Sistema de 39 barras New England.

Los resultados de la optimización muestran que la capacidad total de STATCOM a instalar son 470 MVAR con un costo de 32. 0.5 cm47 MUSD, mientras que el índice TVSI mejora en un 41.1% respecto al valor inicial del sistema.

En [79] se propone una optimización para determinar la ubicación y dimensionamiento óptimo de condensadores sincrónicos para mejorar la robustez y la estabilidad de sistemas débiles con alta penetración de TGVCC. El algoritmo tiene como objetivo minimizar el costo de inversión y operación del sistema, así como la sensibilidad de la tensión en diferentes barras de la red. Para evaluar la robustez en cada barra del sistema se utiliza el SCR, el cual se incorpora a la optimización como restricción con un valor mínimo impuesto por el operador.

La validación de la herramienta se simula dinámicamente en el dominio del tiempo para dos escenarios: 1) un caso base sin el uso de condensadores sincrónicos y 2) con el uso de los resultados obtenidos del algoritmo GA. En ambos escenarios se simula un cortocircuito trifásico en la barra 29 cuya principal característica es que es la barra con menor SCR. La Figura 2.6.13 muestra los resultados de la validación dinámica, específicamente la respuesta dinámica de tensión de las barras 29, 32 y 38. El sistema sin los condensadores sincrónicos pierde estabilidad. Concretamente, la TGVCC conectada en la barra 29 entra en una inestabilidad debido a la pérdida de sincronismo del PLL. Sin embargo, al localizar los condensadores sincrónicos según los resultados de la optimización, la misma TGVCC que perdió estabilidad previamente, logra mantenerse estable sin tener que desconectarse. En conclusión, los resultados muestran que, con la asignación y el tamaño óptimos de condensadores sincrónicos, las TGVCC no pierden sincronismo.

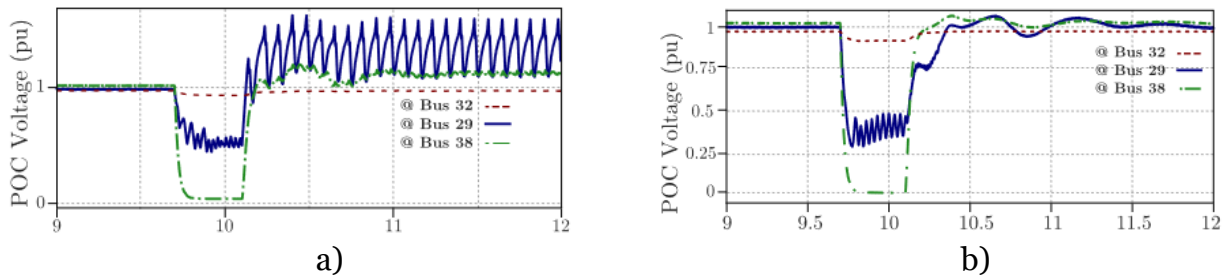


Figura 2.6.13: Respuesta dinámica de la tensión en la barra 29, a) sin condensador sincrónico, b) con condensador sincrónico [79].

El trabajo presentado en [80] es similar al trabajo anterior. En este trabajo los autores proponen un algoritmo para determinar las dimensiones y ubicaciones óptimas de condensadores síncronos para mejorar la robustez en el PCC de los parques eólicos considerando la rentabilidad de los equipos. El algoritmo propuesto tiene como objetivo maximizar el valor actual neto de la instalación del equipo. La métrica que se utiliza para evaluar la robustez en el PCC es el SCR. Este indicador se incorpora al problema de optimización como una restricción cuyo objetivo es mantener el SCR por encima de un valor mínimo en cada punto de conexión. Los autores no validan dinámicamente los resultados, por lo que no se puede analizar nada respecto a este punto.

Tal y como se ha presentado, son pocos los trabajos que se enfocan en la localización óptima de BESS considerando criterios de estabilidad. Por una parte, una de las similitudes entre los trabajos mostrados, es la forma de resolver el problema de optimización. En general, los autores para resolver la optimización se basaron en métodos metaheurísticos que buscan la solución mediante iteraciones. Por otra parte, una de las limitaciones de estos trabajos son los casos de estudios empleados. Ninguno de los sistemas que se utilizaron para verificar las metodologías propuestas consideran como caso de estudio un sistema eléctrico real. En todos los trabajos utilizaron el sistema IEEE-39 el cual es un sistema de prueba que no refleja el verdadero aporte que podrían entregar los BESS a un sistema eléctrico real. Además, estos trabajos se enfocan en los posibles problemas de red débil debido a la alta penetración de TGVCC, pero solo un trabajo abarca la estabilidad del PLL. En general, estos trabajos se enfocaron en la rama tradicional de la estabilidad como lo es la estabilidad de tensión, frecuencia y transitoria de ángulo. En conclusión, esta tesis tiene como objetivo desarrollar una metodología de localización de BESS tal que pueda ser aplicada a un sistema eléctrico real con altos niveles de TGVCC que logre mejorar la estabilidad de tensión, transitoria de ángulo y PLL.

Capítulo 3

Metodología

3.1. Metodología propuesta

La Figura 3.1.1 muestra el esquema metodológico propuesto para la localización óptima de equipos de almacenamiento considerando criterios de robustez. La entrada a la metodología corresponde a un sistema de potencia que quiera ser reforzado y a partir de este sistema, comienza el proceso metodológico dividido en tres etapas. La primera etapa consiste en analizar la robustez del SEP e identificar el área más débil en términos de una métrica de robustez. Luego, los BESS se incorporan como candidatos a la expansión para reforzar el área más débil. La segunda etapa consiste en una planificación considerando restricciones de robustez. Para ello, se formula un problema de optimización cuyo objetivo es obtener un plan de inversión al mínimo costo considerando restricciones técnicas y de robustez. La restricción de robustez tiene por objetivo evaluar el porcentaje de mejora a partir de una métrica de robustez. Sin embargo, dado que la métrica de robustez es altamente no-lineal, incorporarla directamente dentro del problema de optimización implica en adaptar simplificaciones del modelo y altos recursos computacionales para obtener el óptimo. Para abordar este desafío, en este trabajo se propone una optimización iterativa de dos partes. En la primera parte se resuelve un problema de planificación de BESS considerando únicamente restricciones técnicas. En la segunda parte, se evalúa si el plan de inversión obtenido de la primera parte cumple con la restricción de robustez. Si el plan de inversión no cumple con la restricción de robustez, se incorpora una restricción lineal en la etapa 1 para eliminar ese plan de inversión del espacio de búsqueda. De esta forma al resolver nuevamente el problema de optimización se obtiene un nuevo plan de inversión distinto al anterior. Este proceso se realiza de forma iterativa hasta que la restricción de robustez se cumpla. Una vez obtenido el plan de inversión final, se procede con la tercera etapa de la metodología cuyo objetivo es validar dinámicamente la solución obtenida mediante simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo.

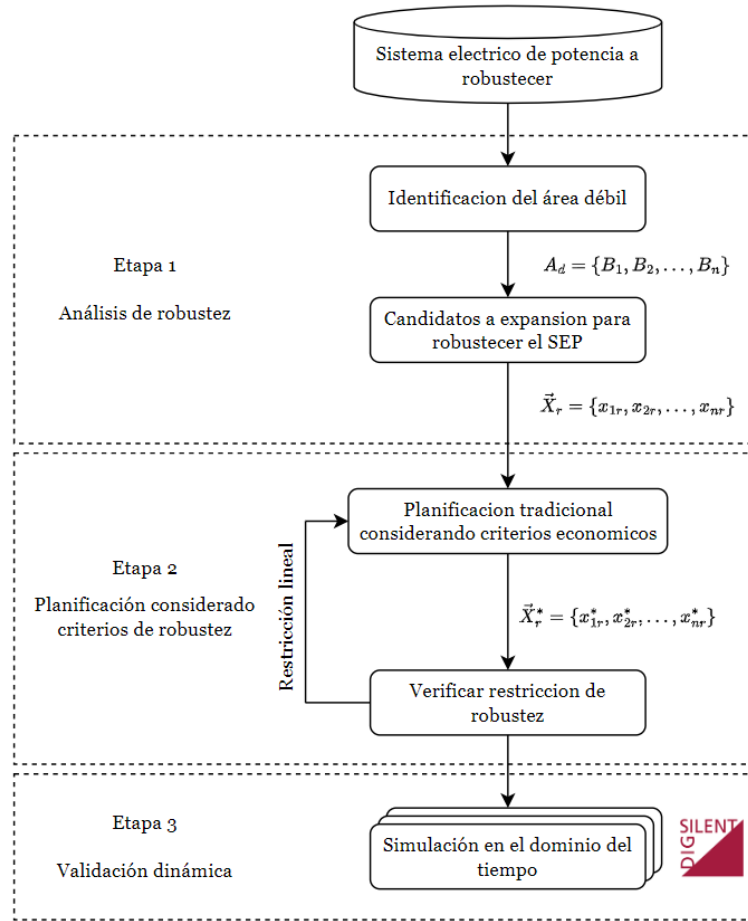


Figura 3.1.1: Esquema metodológico propuesto.

3.2. Etapa 1: Análisis de robustez

3.2.1. Métrica de robustez propuesta

En la sección 2.5 se presentaron las métricas de robustez utilizadas actualmente en los SEP. Sin embargo, estas métricas requieren de altos tiempos de cómputo para determinar su valor, por lo que no son aptas para su uso en el marco de un modelo de planificación. Por ello, en este trabajo se propone el siguiente indicador para representar el desempeño dinámico de un SEP con alta penetración de TGVCC:

$$ISCR_i = \frac{SCL_i}{\sum_{j \neq i}^N |D_{ij}| \cdot P_j}, \forall i \in SEP \quad (3.1)$$

En (3.1), D_{ij} corresponde a la distancia eléctrica de la central TGVCC ubicada en la barra j con respecto a la barra i , SCL_i corresponde al nivel de cortocircuito de la barra i y P_j el despacho de la TGVCC ubicada en la barra j . La formulación matemática para el cálculo de la distancia eléctrica es la siguiente:

$$D_{ij} = Z_{ii} + Z_{jj} - 2 \cdot Z_{ij} \quad (3.2)$$

Donde Z_{ij} corresponde a los elementos de la matriz de impedancia del sistema entre las barras i y j . Cabe destacar que esta métrica es muy similar al índice ESCR. La diferencia es que utiliza la distancia eléctrica entre dos barras, en vez de los factores de interacción (IF). Esto permite cuantificar la robustez de una barra sin la necesidad de realizar simulaciones dinámicas o cálculos de cortocircuito, además de que solo depende de la topología del sistema y del punto de operación.

Para determinar la relación entre la métrica ISCR y el desempeño dinámico del sistema antes del despeje de la falla, se propone una métrica denominada Índice de Desempeño Dinámico (IDD). Este indicador, calculado por cada barra, se obtiene al calcular el área bajo la curva de la caída de tensión ante la ocurrencia de una contingencia. La Figura 3.3.1 muestra de forma gráfica la representación del IDD. Un área mayor indica una menor tensión transitoria y, por ende, un peor desempeño dinámico. Esta forma de caracterizar el desempeño dinámico permite identificar situaciones críticas donde la tensión disminuye a niveles críticos durante el transitorio, que puedan llevar a inestabilidad de tensión o pérdidas de sincronismo del PLL.

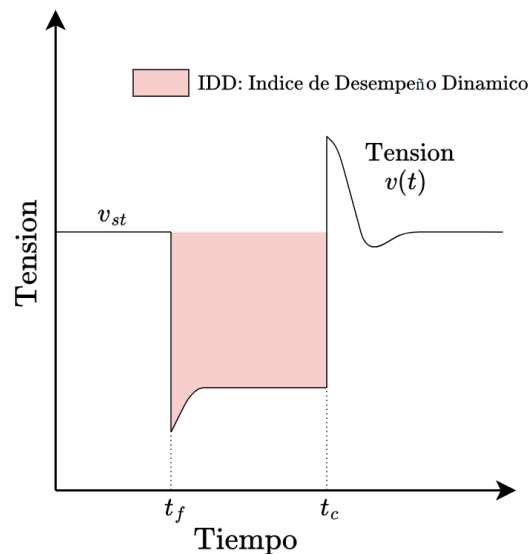


Figura 3.2.1: Representación del Índice de Desempeño Dinámico (área color rojo).

Para comparar la relación entre los índices ISCR y el IDD, se utilizó un modelo dinámico del SEN, proyectado al año 2045, en una condición de operación caracterizada por una baja demanda y un 80% de generación TGVCC [63]. Las simulaciones dinámicas consistieron en cortocircuitos trifásicos en las principales barras del SEN. En la Figura 3.3.2 se presentan los resultados normalizados del IDD y la métrica de robustez. De la figura se observa una relación directa entre el indicador de robustez y el IDD. Un ISCR mayor se traduce en una menor área bajo la curva, indicando un mejor desempeño dinámico.

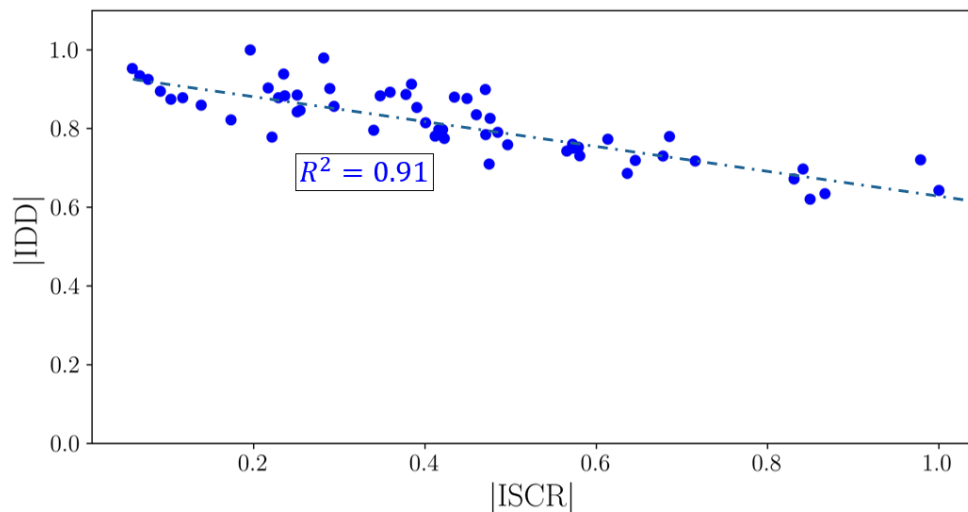


Figura 3.2.2: IDD en función de la métrica de robustez ISCR

La Figura 3.3.3 muestra de forma gráfica el desempeño dinámico de la tensión en función de la métrica de robustez. Los resultados de esta figura muestran que, a medida que aumenta el valor del ISCR, disminuye la caída de tensión durante una falla, junto con la tensión máxima una vez despejada la contingencia, lo que se traduce en un mejor desempeño dinámico del SEP. Esto refuerza que el ISCR está directamente relacionado con el desempeño dinámico del SEP durante contingencias.

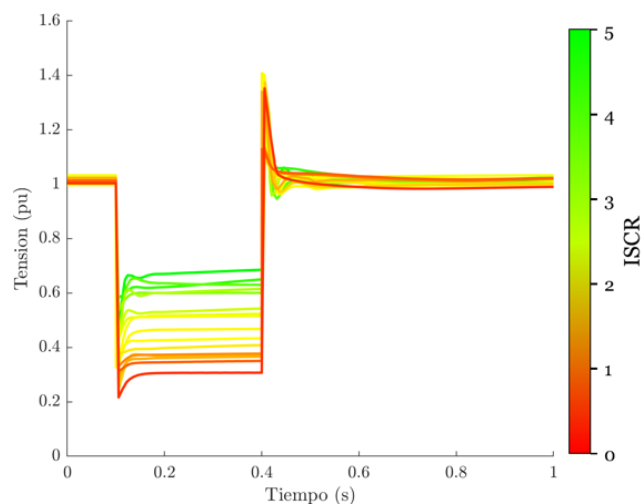


Figura 3.2.3: Desempeño dinámico de las barras de 220 kV en función del ISCR

3.2.2. Identificación del área débil y selección de candidatos para robustecer el SEP

Tal como se mencionó en la sección 3.1, la primera etapa consiste en identificar el área más débil del SEP a reforzar. Para ello, primeramente, se calculan los valores de ISCR en cada barra del sistema, para todas las condiciones de operación y se obtiene el mínimo valor de ISCR por cada barra. A partir de estos valores, se realiza una agrupación mediante el método K-Means, que tiene como objetivo agrupar barras con valores del índice ISCR similares. El método considera la conectividad de las barras, por lo que cada grupo solo contiene barras que están eléctricamente conectadas entre sí, ya sea directamente o a través

de otras barras pertenecientes al mismo grupo. Para identificar la cantidad de grupos, se escoge como solución el codo de la curva del error al agrupar en función del número de grupos (*clusters*) [159]. El error de un *clúster* corresponde a la desviación estándar de los valores mínimos de ISCR que pertenece al *clúster* respecto a su centroide (el promedio de los valores del ISCR de las barras pertenecientes al *clúster*) y el error total corresponde al promedio de las desviaciones. Como resultado del *clustering*, cada grupo representa áreas del sistema con valores similares de ISCR. La Figura 3.4.4 muestra de manera ilustrativa la agrupación de áreas mediante el método K-Means.

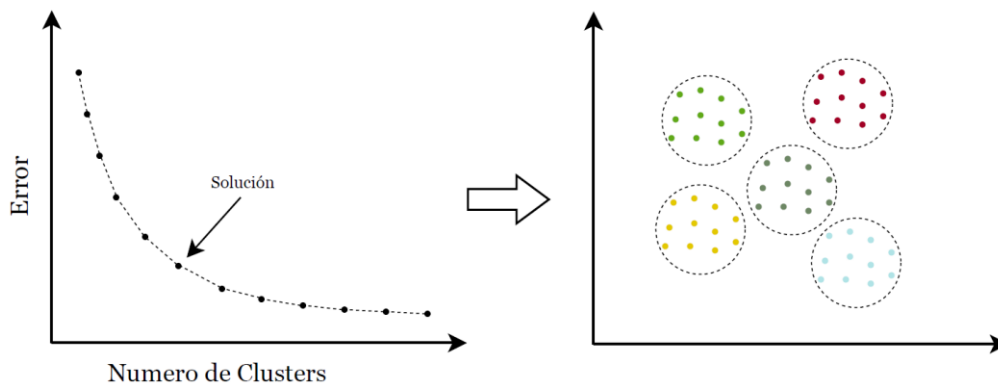


Figura 3.2.4: Agrupación mediante el método K-Means.

La Figura 3.3.5 muestra un ejemplo de la identificación de áreas débiles del SEN mediante la agrupación utilizando 5 grupos (*clústers*). Para este ejemplo, se utilizó el modelo del SEN proyectado al año 2040 [63]. Como se puede observar de la figura, para este caso se identificaron 4 áreas con niveles de robustez similares, las que se visualizan a través de un mapa de calor. El área más débil corresponde al área A2, que presenta los menores valores de ISCR.

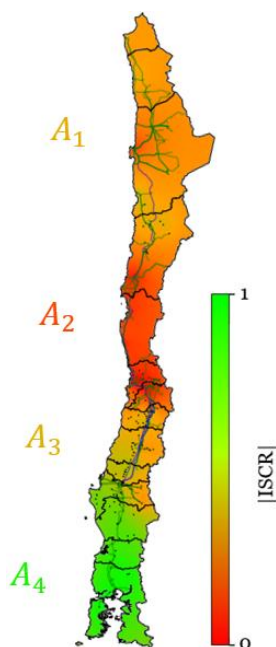


Figura 3.2.5: Ejemplo de identificación de áreas débiles en el SEN.

Una vez identificadas las áreas débiles, el siguiente paso consiste en determinar los candidatos a expansión para fortalecer el SEP. En el marco de este trabajo, estos son BESS. Es importante señalar que, para obtener soluciones en tiempos razonables con los recursos computacionales disponibles, se consideran equipos candidatos a expansión solo en el área identificada como la más débil o el área que se quiere reforzar. Cabe destacar que, si se identifican dos o más áreas débiles, con la metodología propuesta se pueden identificar reforzamientos para cada una de las áreas, de manera independiente.

3.3. Etapa 2: Planificación considerando criterios de robustez

3.3.1. Planificación tradicional considerando criterios económicos

La planificación de la transmisión tradicional considerando criterios económicos tiene como objetivo determinar el plan de inversión para suministrar la demanda a mínimo costo, considerando restricciones técnicas. Los costos totales del sistema se componen de los costos de operación y costos de inversión. A continuación, se presenta el modelo de optimización para la planificación considerando criterios económicos.

$$\min \sum_{y \in Y} \left[\sum_{e \in E} I_{e,y} c_{e,y}^{INV} + \sum_{s \in S} I_{s,y} c_{s,y}^{INV} + \sum_{t \in T_k} \sigma_k \left(\sum_{g \in G} c_{g,y} P_{g,y,k,t} + \sum_{e \in E} c_{e,y} P_{e,y,k,t} \right) \right] \quad (3.3)$$

Sujeto a:

$$\sum_{g \in G} P_{g,y,k,t} - \sum_{g \in G^{pump}} P_{g,y,k,t} + \sum_{e \in E} (P_{e,y,k,t}^d - P_{e,y,k,t}^c) + \sum_{l \in L^{in}} F_{l,y,k,t} + \sum_{l \in L^{out}} F_{l,y,k,t} = d_{b,y,k,t} \quad (3.4)$$

$$F_{l,y,k,t} = \frac{\theta_{l,y,k,t}^{from_ex} - \theta_{l,y,k,t}^{to_ex}}{x_l}, \forall l \in L_0 \quad (3.5)$$

$$F_{l,y,k,t} \leq M_l (1 - I_{l,y}) + \frac{\theta_{l,y,k,t}^{from_can} - \theta_{l,y,k,t}^{to_can}}{x_l}, \forall l \in L \quad (3.6)$$

$$F_{l,y,k,t} \geq M_l (I_{l,y} - 1) + \frac{\theta_{l,y,k,t}^{from_can} - \theta_{l,y,k,t}^{to_can}}{x_l}, \forall l \in L \quad (3.7)$$

$$P_{g,y,k,t} \leq U_{g,y,k,t} \bar{P}_{g,y}, \forall g \in G \quad (3.8)$$

$$U_{g,y,k,t} = U_{g,y,k,t-1} + S_{g,y,k,t} - D_{g,y,k,t}, \forall g \in G \quad (3.9)$$

$$P_{g,y,k,t} - P_{g,y,k,t-1} \leq U_{g,y,k,t-1} r_g^{up}, \forall g \in G \quad (3.10)$$

$$P_{g,y,k,t-1} - P_{g,y,k,t} \leq U_{g,y,k,t-1} r_g^{down}, \forall g \in G \quad (3.11)$$

$$U_{g,y,k,t} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{on}}^t S_{g,y,k,t'}, \forall g \in G \quad (3.12)$$

$$1 - U_{g,y,k,t} \geq \sum_{t'=t-\tau_g^{off}}^t D_{g,y,k,t'}, \forall g \in G \quad (3.13)$$

$$0 \leq P_{e,y,k,t}^c \leq \bar{P}_e (Z_{e,y} + z_e^0) \quad (3.14)$$

$$0 \leq P_{e,y,k,t}^d \leq \bar{P}_e (Z_{e,y} + z_e^0) \quad (3.15)$$

$$E_{e,y,k,t} = E_{e,y,k,t-1} + \eta_e P_{e,y,k,t}^c - P_{e,y,k,t}^d / \eta_e \quad (3.16)$$

$$\underline{E}_e(Z_{e,y} + z_e^0) \leq E_{e,y,k,t} \leq \bar{E}_e(Z_{e,y} + z_e^0) \quad (3.17)$$

$$E_{e,y,k,0} = E_{e,y,k,|T_k|} \quad (3.18)$$

$$V_{r,y,k,t} = V_{r,y,k,t-1}$$

$$+ 0.0036 \left(\sum_{g \in G_{out}^{hydro}} \frac{P_{g,y,k,t}}{\eta_g^{hydro}} - \sum_{g \in G_{in}^{hydro}} \frac{P_{g,y,k,t}}{\eta_g^{hydro}} - \sum_{g \in G_{in}^{pump}} \frac{P_{g,y,k,t}^{pump}}{\eta_g^{pump}} \right. \\ \left. + \sum_{g \in G_{out}^{pump}} \frac{P_{g,y,k,t}^{pump}}{\eta_g^{pump}} + \omega_{r,y,k,t} \right) \quad (3.19)$$

$$\underline{v}_r \leq V_{r,y,k,t} \leq \bar{v}_r \quad (3.20)$$

$$Z_{l,y} \leq \sum_{h \leq y \in Y} I_{l,y} \leq 1 \quad (3.21)$$

$$Z_{e,y} \leq 0 \quad (3.22)$$

$$Z_{e,y} \leq \sum_{h \leq y \in Y} I_{e,h} \leq \bar{Z}_{e,y} \quad (3.23)$$

$$Z_{s,y} \leq 0 \quad (3.24)$$

$$Z_{s,y} \leq \sum_{h \leq y \in Y} I_{s,h} \leq \bar{Z}_{s,y} \quad (3.25)$$

$$\sum_{g \in G} h_g + \sum_{g \in G^{hydro}} h_g + \sum_{g \in G^{pump}} h_g \geq H_y \quad (3.26)$$

La ecuación (3.3) muestra la función objetivo, que minimiza los costes de inversión, operación y carga no servida. La ecuación (3.4) modela el equilibrio nodal, que debe cumplirse en cada barra b de la red. Las ecuaciones (3.5), (3.6) y (3.7) modelan los flujos de potencia de las líneas existentes y candidatas. Las ecuaciones (3.8) modelan la potencia suministrada por los generadores considerando su potencia máxima suministrada. Ecuación (3.9) tiempos de arranque y parada. Las ecuaciones (3.10) y (3.11) modelan sus rampas. Las ecuaciones (3.12) y (3.13) modelan los tiempos de arranque y parada de los generadores. Las ecuaciones (3.14) y (3.15) modelan el límite de potencia suministrado por los sistemas de almacenamiento de energía. La ecuación (3.16) modela el balance de potencia de los sistemas de almacenamiento de energía. La ecuación (3.17) modela el límite de energía de los sistemas de almacenamiento de energía. La ecuación (3.18) modela la energía inicial de los sistemas de almacenamiento de energía. La ecuación (3.19) modela el balance hidráulico. La ecuación (3.20) modela el límite del depósito. La ecuación (3.21) modela el estado de la inversión de la línea de transmisión. Las ecuaciones (3.22) y (3.23) modelan el estado de la inversión en sistemas de almacenamiento de energía. Las ecuaciones (3.24) y (3.25) modelan el estado de la inversión en compensación shunt. La ecuación (3.26) modela la inercia mínima del sistema.

3.3.2. Requerimiento de robustez

Tal como se indicó en la sección 3.1, considerar la robustez del SEP a través de la métrica de robustez, introduce no linealidades en la formulación, por lo que resolver el problema resultante es computacionalmente costoso. Más aún, la única forma de resolverlo

es adoptando fuertes simplificaciones en el modelo de red, lo que limita fuertemente el uso práctico de las soluciones obtenidas. Para abordar este desafío, en esta tesis se implementa una estrategia de optimización iterativa de dos partes, que considera la inversión en baterías para aumentar el nivel de robustez del sistema. La Figura 3.3.1 muestra el método iterativo para evaluar la robustez de un SEP.

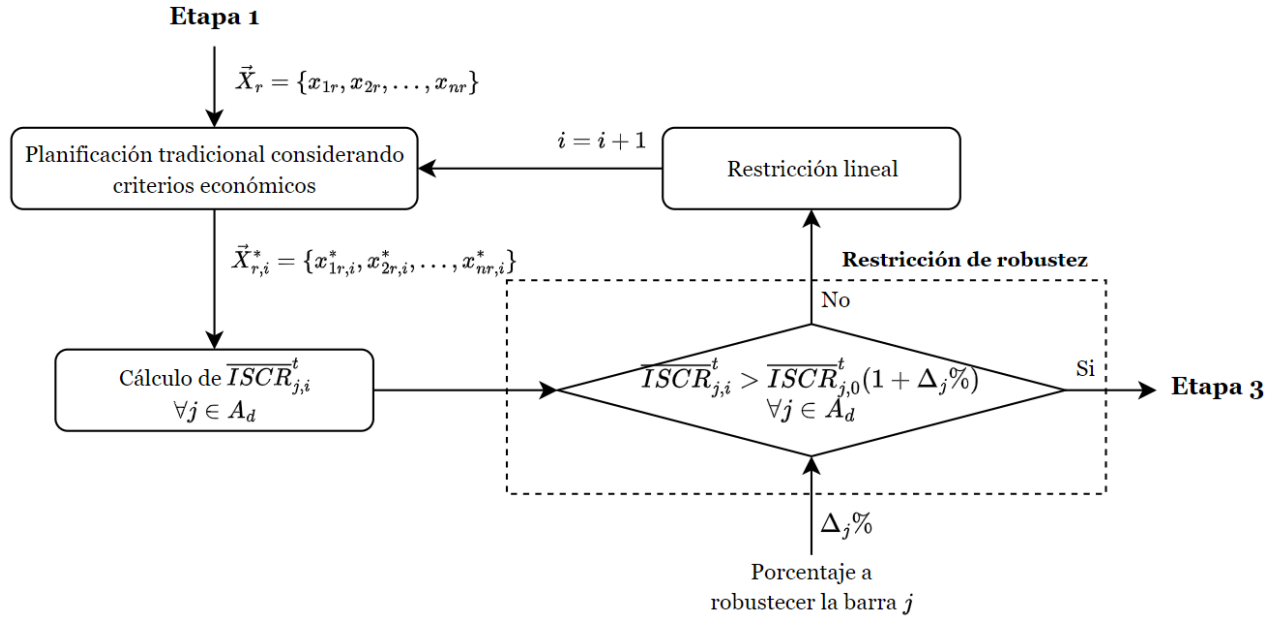


Figura 3.3.1: Proceso iterativo para evaluar la robustez de un SEP.

Como primera parte del proceso, se resuelve una planificación tradicional considerando únicamente como candidatos los BESS seleccionados en la etapa 1. A partir del plan de inversión obtenido, se calcula el ISCR promedio en cada barra del área débil, $\overline{ISCR}_{j,i}^t, \forall j \in A_d$. Luego, se procede con la segunda parte del proceso, cuyo objetivo es evaluar el requerimiento de robustez del SEP. Para ello, previamente se calcula el valor medio de ISCR en las barras del área débil para el SEP base, es decir, para el SEP sin elementos de compensación, $\overline{ISCR}_{j,0}^t, \forall j \in A_d$. Este valor de ISCR por barra se pondera por un factor de $1 + \Delta\%$, donde $\Delta\%$ corresponde al porcentaje de robustecimiento definido por el usuario. Una vez obtenido estos parámetros, se formula una restricción para evaluar el requerimiento de robustez. A continuación, se presenta la restricción:

$$\overline{ISCR}_{j,i}^t > \overline{ISCR}_{j,0}^t (1 + \Delta_j\%) \quad (3.27)$$

Donde $\overline{ISCR}_{j,i}^t$ corresponde al valor medio del ISCR en las barras del área débil para el plan de inversión $\vec{X}_{r,i}^*$ de la iteración i , $\overline{ISCR}_{j,0}^t$ corresponde al valor medio del ISCR en las barras del área débil para el caso base y $\Delta_j\%$ el porcentaje a robustecer la barra j .

Esta restricción le permite al usuario definir cuanto está dispuesto a robustecer el SEP a partir un cierto porcentaje. Si el plan de inversión $\vec{X}_{r,i}^*$ logra cumplir el requerimiento de robustez, el proceso se termina y se procede con la siguiente etapa. De lo contrario, si el plan de inversión $\vec{X}_{r,i}^*$ no logra cumplir con el requerimiento de robustez, se incorpora una restricción lineal al problema de optimización que tiene por objetivo eliminar la solución $\vec{X}_{r,i}^*$ del dominio de las inversiones del problema. De esta forma en una siguiente iteración

se obtiene un nuevo plan de inversión distinto al anterior hasta que el requerimiento de robustez se cumpla. A continuación, se presenta una formulación para la restricción lineal para el problema de optimización:

$$\vec{X}_r \cdot \vec{X}_{r,i}^* + (1 - \vec{X}_r)(1 - \vec{X}_{r,i}^*) \leq n - 1 \quad (3.28)$$

Donde \vec{X}_r corresponde al vector de decisión de las obras candidatas a expansión, $\vec{X}_{r,i}^*$ corresponde al vector de las decisiones de inversión obtenida en la iteración i y n representa la cantidad de obras candidatas a expansión.

3.4. Etapa 3: Validación dinámica

La validación dinámica consiste en llevar a cabo simulaciones en el dominio del tiempo simulando cortocircuitos trifásicos en diversas barras del sistema de estudio. El objetivo de estas simulaciones es determinar los beneficios de robustecer el sistema mediante la metodología propuesta. Las barras para las que se realizarán cortocircuitos se escogen en función de las características del punto de operación seleccionado como, por ejemplo, barras con bajos niveles de cortocircuito o barras del troncal cuya transferencia de potencia sea significativa. La variable principal de análisis es el desempeño dinámico de la tensión. En este contexto, se compara el desempeño dinámico entre el caso base y la solución obtenida. Este análisis proporciona una evaluación detallada de cómo la implementación de criterios de robustez afecta dinámicamente la estabilidad del sistema durante contingencias.

Capítulo 4

Resultados

4.1. Caso de estudio

El caso de estudio utilizado para este trabajo corresponde al modelo de planificación del sistema eléctrico chileno del año 2025. Este modelo cuenta con 286 barras, 340 líneas de transmisión, 142 cargas, 187 generadores sincrónicos y 241 centrales TGVCC. La capacidad instalada total del sistema es 36.662 [MVA] de los cuales el 46% corresponden a TGVCC y el 54% a generación térmica.

Los puntos de operación seleccionados son 2. Estos días constan de una baja demanda y altos niveles de TGVCC, con porcentajes de penetración renovable de 61% y 65%, respectivamente. La planificación tradicional con criterios económicos considera el *unit commitment* de las unidades generadoras y, junto con esto, se establecen límites en niveles de inercia y reservas primarias. En la Tabla 4.1.1 se muestra en detalle el valor de estos límites.

Limite	Valor
Inercia sistémica	30 GVAs
Reserva primaria	400 MW

Tabla 4.1.1: Límites técnicos de la planificación con criterios económicos.

Para robustecer el sistema se consideran baterías de corta duración (1 hora) y condensadores sincrónicos. Cada uno de estos equipos cuenta con una potencia de 200 [MVA]. Los condensadores sincrónicos se consideran dentro de este trabajo debido a que esta tecnología junto con los BESS son los que más se han estudiado para efectos de robustecer un sistema. Por lo tanto, se busca poder comparar el efecto entre estas tecnologías para mejorar la robustez. La Tabla 4.1.2 muestra los costos de inversión asociados a cada una de las tecnologías. Los costos de los BESS se definieron en base al último informe de almacenamiento de energía realizado por el CEN [160] y los de los condensadores sincrónicos en base a [97].

Medida	Precio USD/kVA	Referencia
Condensador Síncrono	400	[97]
Batería ion-litio	600	[160]

Tabla 4.1.2: Costos de inversión de condensador síncrono y BESS.

4.2. Resultados

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos del estudio de localización de equipos BESS sobre el modelo de planificación del SEN proyectado para el

año 2025. Para ello, se ejecutan secuencialmente las etapas de la metodología presentada en la Figura 3.4.1.

4.2.2. Análisis de robustez

La primera etapa de la metodología consta que realizar un análisis de robustez del SEP en estudio. Como se menciona en la sección 3.2, este análisis de robustez consiste en identificar el área débil del SEP a partir de la métrica del ISCR. La Figura 4.2.2 muestra el SEN proyectado al 2025 con la identificación del área débil que presenta el SEP. De este grafico se muestran cinco áreas claramente identificadas, y destaca que la zona más débil del SEP corresponde al área 2, ubicada en el norte de Chile. A partir de este resultado, se procede a la tercera parte de la metodología que trata del robustecimiento del SEP. Para aquello, se consideran como candidatos a la planificación de la expansión BESS y condensadores sincrónicos de 200 MVA cuya instalación solo podrá ser en el área más débil.

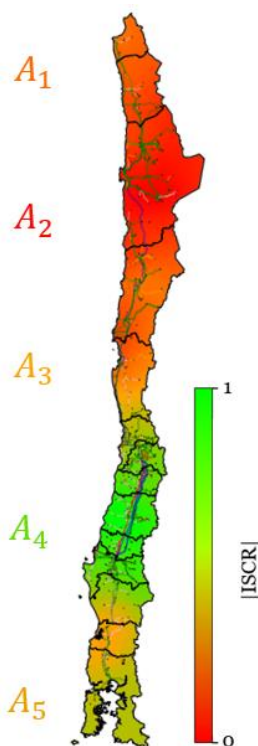


Figura 4.2.1: Áreas débiles del SEN 2025.

4.2.3. Resultados optimización considerando criterio de robustez

Tras la integración de los equipos destinados a fortalecer el SEP, se procede a realizar la planificación de BESS y condensadores sincrónicos considerando la restricción de robustez. Para formular la restricción de robustez, se utilizan distintos valores de Δ_j con el fin de obtener una curva Pareto eficiente. De esta forma le permite al usuario escoger la solución que más se adecue a sus requerimientos de robustez. Los valores de Δ_j son los siguiente: $\Delta_j = \{5\%, 10\%, 15\%, 20\%, 25\%, 30\%, 35\%\}$. En este trabajo el valor de Δ_j se considera el mismo en todas las barras del área débil con el fin de reducir los tiempos de cómputo de la optimización.

La curva Pareto como resultado de la optimización se muestra en la Figura 4.2.3. En esta curva se muestran los costos totales en función del valor medio del ISCR del área débil. Cada uno de los puntos está marcado con el valor de Δ_j utilizado. El tiempo de cómputo para obtener la curva fue de aproximadamente 2 semanas.

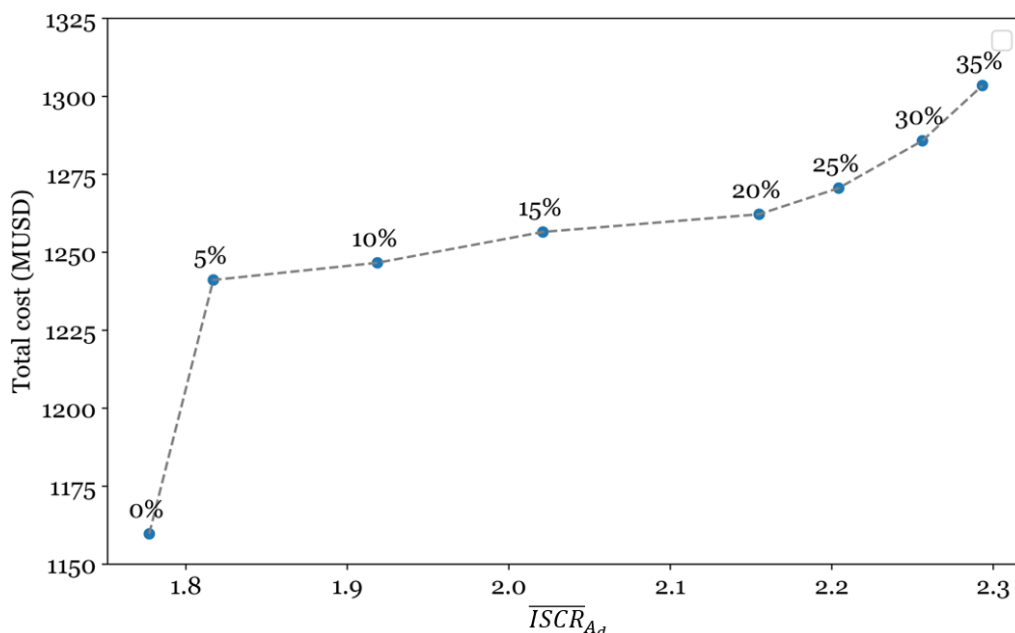


Figura 4.2.2: Curva Pareto de la optimización de reactivos.

La solución escogida para este trabajo es un $\Delta_j = 20$. Los resultados de la solución seleccionada consideran la instalación de 1200 [MVA] de BESS (6 módulos) y 800 [MVA] de condensadores sincrónicos (4 módulos). La localización de estos equipos se muestra en la Figura 4.2.4. Respecto al caso base, los costos totales aumentaron en un 8.8%, mientras que el \overline{ISCR}_{A_d} aumentó en un 21%. Por la instalación de BESS, los costos de operación disminuyeron un 0.5%, pasando de una generación anual de 1160 MUSD a una generación anual de 1154 MUSD. Los costos anualizados de inversión son de 108 MUSD, de los cuales el 74% corresponde a la inversión en BESS y el 26% a la inversión en CS. A modo resumen, en la Tabla 4.2.2 se muestra un resumen con los costos anualizados de inversión, generación y totales del caso base y la solución escogida.

	Costos generación (MUSD/año)	Inversión BESS (MUSD/año)	Inversión CS (MUSD/año)	Costo total (MUSD/año)
Caso base	1160	-	-	1160
Expansión + robustez	1154(-0.5%)	36	16	1262(+8.8%)

Tabla 4.2.1: Resultados de los costos de generación e inversión anualizados para la planificación tradicional y con criterio de robustez.

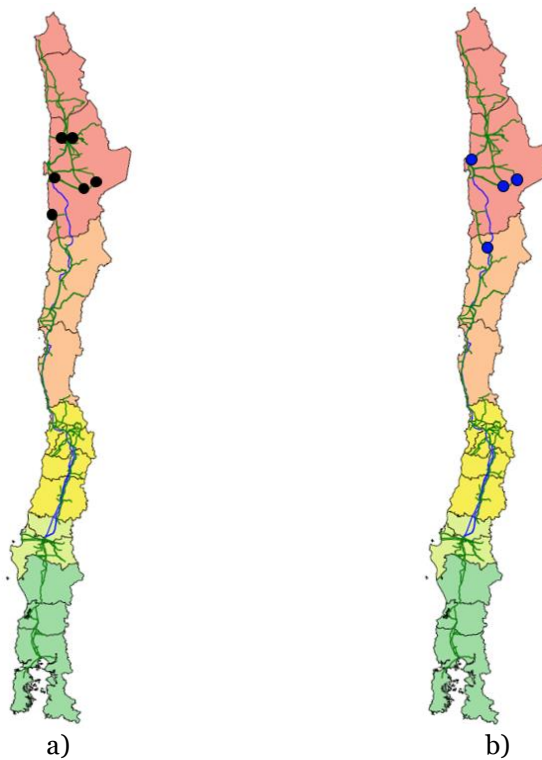


Figura 4.2.3: localización de equipos para robustecer el SEP: a) equipos BESS, b) condensadores sincrónicos.

4.2.4. Simulaciones RMS

En esta sección se muestran las simulaciones dinámicas para los cortocircuitos trifásicos mencionados en la sección 4.2. En particular, se presenta el desempeño dinámico de la tensión para cuatro casos: i) Caso base, ii) Solución con CS, iii) Solución con BESS y iv) Solución con BESS y CS.

La Figura 4.2.5 muestra el desempeño dinámico de la tensión para las 3 contingencias seleccionadas F1, F2 y F3. Las figuras de la columna izquierda corresponden al desempeño dinámico de la tensión en el corto plazo, mientras que las figuras de la columna derecha corresponden al desempeño dinámico de la tensión en el largo plazo.

En el corto plazo, se observa que los BESS no reduce la tensión mínima inmediatamente después de ocurrida la contingencia. No obstante, la tensión mínima durante la contingencia aumenta debido a la inyección de corrientes reactivas de los BESS. En el caso de los CS, la incorporación de estos equipos disminuye la tensión mínima una vez ocurrida la contingencia debido a su respuesta natural de corriente de cortocircuito, pero no aumenta la tensión mínima durante la contingencia.

En el largo plazo, se genera un peak de tensión inmediatamente después del despeje de la falla. Este peak es mayor con la incorporación de BESS que con CS, ya que las baterías inyectan las corrientes reactivas que aportaban durante la falla generando un peak de tensión una vez despejada.

Respecto a la estabilidad del sistema, solo en la contingencia F2 y F3 se presenta una inestabilidad. En F2, la solución con criterios económicos genera una inestabilidad de

convertidor durante el corto plazo que luego produce un colapso de tensión en el largo plazo provocando una pérdida de sincronismo de convertidores y unidades sincrónicas. En F3, la solución con criterios económicos solo genera una inestabilidad de convertidor durante el corto plazo, en el largo plazo esta inestabilidad no se produce. En ambos casos, F2 y F3, la incorporación de BESS y/o CS muestran una mejora en el desempeño dinámico de la tensión evitando una inestabilidad.

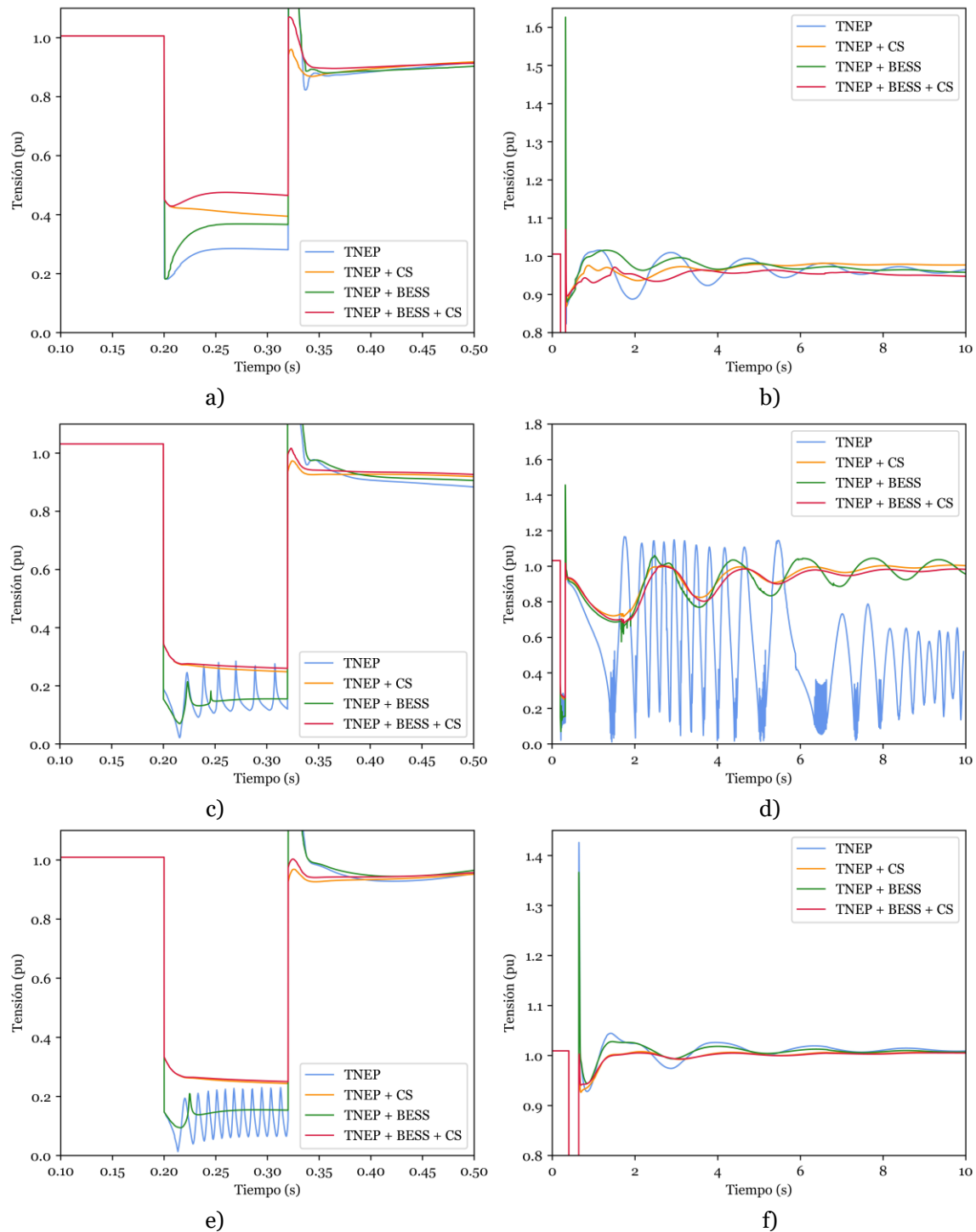


Figura 4.2.4: Desempeño dinámico de la tensión para las fallas F1 a) - b), F2 c) - d) y F3 e) - f).

Capítulo 5

Conclusiones

5.1. Conclusiones

En el marco de esta investigación, se ha logrado cumplir el objetivo principal: desarrollar una herramienta para localizar BESS en un modelo de planificación considerando criterios de robustez. Por un lado, la propuesta de la métrica ISCR como indicador de robustez ha demostrado su eficacia al cuantificar la robustez de un SEP a partir de parámetros estáticos. Por otro lado, la herramienta desarrollada reside en su simplicidad de implementación siendo adaptable a cualquier modelo de planificación. El modelo de optimización desarrollado permite la elaboración de la curva Pareto al considerar distintos requerimientos de robustez. Esta representación gráfica, que correlaciona la métrica de robustez con los costos totales, no solo ofrece una completa visión de la planificación, sino que también confiere al operador de red la capacidad de tomar decisiones fundamentadas respecto a la inversión requerida para fortalecer un SEP. No obstante, es crucial señalar que la obtención de la curva Pareto implica llevar a cabo un considerable número de iteraciones, lo cual podría resultar en un costo computacional significativo.

En cuanto a los resultados obtenidos, la solución seleccionada mejora efectivamente la robustez del SEP. El valor medio del ISCR del área débil aumentó en un 21% al aumentar en un 20% cada barra de dicha área. No obstante, este aumento implica un 8.8% adicional de los costos totales del sistema los cuales corresponden a costos de inversión principalmente. De estos costos de inversión, el 74% corresponde a BESS, mientras que el 26% corresponde a CS. Esta diferencia en los costos de inversión se debe exclusivamente a la planificación. Uno de los objetivos de la optimización es minimizar los costos de operación, por lo que el programa va a tender a instalar primero BESS y luego CS. Por este motivo es que hay una mayor cantidad de BESS a instalar en comparación a la cantidad de CS. Además, los BESS permitieron disminuir los costos de operación anualizados del sistema en un 0.5% mientras que los CS no pueden disminuir los costos de operación dado que no contribuyen a mejorar la operación económica. En cuanto a la validación dinámica de los resultados, los BESS muestran una mejora en el desempeño dinámico del SEP, especialmente durante contingencias al inyectar corrientes reactivas. Sin embargo, los condensadores sincrónicos muestran una mejora más significativa en el desempeño dinámico del SEP respecto a los BESS. Los condensadores sincrónicos aumentan la tensión mínima durante las contingencias además de amortiguar las oscilaciones del sistema, efecto que los BESS no contribuyen en gran medida. No obstante, la limitación de los CS radica en su incapacidad para contribuir a la reducción de los costos de generación del SEP. Como se mencionó con anterioridad, los CS no pueden contribuir a la operación económica del SEP. Estos equipos no cuentan con la capacidad de inyectar potencia activa. Una de las principales contribuciones de los CS reside en robustecer los SEP. Los CS pueden inyectar altas corrientes de falla mejorando el desempeño dinámico durante contingencia y, por ende, aumentar la robustez del SEP. Por lo tanto, la propuesta de una operación conjunta entre BESS y condensadores sincrónicos emerge como una alternativa equilibrada, permitiendo el robustecimiento del SEP y, al mismo tiempo, una disminución en los costos de generación.

5.2. Trabajos futuros

Si bien la metodología propuesta entrega resultados precisos, aún existen aspectos que requieren atención en investigaciones subsiguientes. En primer lugar, es necesario linealizar la métrica propuesta para integrarla directamente en el problema de optimización, eliminando así la necesidad de llevar a cabo el proceso de manera iterativa y, de esta forma, reducir los costos computacionales. En segundo lugar, incorporar otros equipos para fortalecer el SEP, no limitarse únicamente a BESS y condensadores sincrónicos. La naturaleza modular de la herramienta posibilita la incorporación de otros dispositivos ofreciendo una perspectiva más completa sobre los elementos que podrían contribuir a fortalecer el SEP. En último lugar, se sugiere incorporar restricciones de frecuencia en la planificación. De esta forma permitiría abordar tanto los desafíos en la estabilidad de tensión como frecuencia teniendo una perspectiva completa en SEP con altos niveles de TGVCC.

Bibliografía

- [1] IRENA, «Renewable capacity highlights 2022», Irena, Reporte, Abril 2022.
- [2] CNE, «Reporte mensual ERNC», julio de 2022.
- [3] O. Smith, O. Cattell, E. Farcot, R. D.O’Dea, y Hopcraft, «The effect of renewable energy incorporation on power grid stability and resilience», *Sci. Adv.*, vol. 8, n.º 9, p. 10, mar. 2022.
- [4] X. Shen *et al.*, «Study on the Impact of Renewable Energy Power Generation Transient Characteristics on System Stability in Weak Grid», *J. Phys. Conf. Ser.*, vol. 2166, n.º 1, p. 012054, ene. 2022, doi: 10.1088/1742-6596/2166/1/012054.
- [5] J. Shair, H. Li, J. Hu, y X. Xie, «Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 145, p. 111111, jul. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111111.
- [6] L. Huang, C. Wu, D. Zhou, y F. Blaabjerg, «Impact of Grid Strength and Impedance Characteristics on the Maximum Power Transfer Capability of Grid-Connected Inverters», *Appl. Sci.*, vol. 11, n.º 9, p. 4288, may 2021, doi: 10.3390/app11094288.
- [7] NERC, «Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems», 2017, [En línea]. Disponible en: www.nerc.com
- [8] Q. Gao y R. Preece, «Improving frequency stability in low inertia power systems using synthetic inertia from wind turbines», en *2017 IEEE Manchester PowerTech*, jun. 2017, pp. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2017.7980836.
- [9] A. Ulbig, T. S. Borsche, y G. Andersson, «Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation», *IFAC Proc. Vol.*, vol. 47, n.º 3, pp. 7290-7297, ene. 2014, doi: 10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615.
- [10] E. Heylen, F. Teng, y G. Strbac, «Challenges and opportunities of inertia estimation and forecasting in low-inertia power systems», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 147, p. 111176, sep. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111176.
- [11] A. Yogarathinam, J. Kaur, y N. R. Chaudhuri, «Impact of Inertia and Effective Short Circuit Ratio on Control of Frequency in Weak Grids Interfacing LCC-HVDC and DFIG-Based Wind Farms», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 32, n.º 4, pp. 2040-2051, ago. 2017, doi: 10.1109/TPWRD.2016.2607205.
- [12] R. A. Walling, E. Gursoy, y B. English, «Current contributions from Type 3 and Type 4 wind turbine generators during faults», en *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, jul. 2011, pp. 1-6. doi: 10.1109/PES.2011.6039740.
- [13] K. Kasar y P. C. Tapre, «A new fast detection module for short-circuit current detection in PV grid system», en *2018 2nd International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC)*, ene. 2018, pp. 468-472. doi: 10.1109/ICISC.2018.8399116.
- [14] L. Meegahapola, P. Mancarella, D. Flynn, y R. Moreno, «Power system stability in the transition to a low carbon grid: A techno-economic perspective on challenges and opportunities», *WIREs Energy Environ.*, vol. 10, n.º 5, sep. 2021, doi: 10.1002/wene.399.
- [15] N. Hosseinzadeh, A. Aziz, A. Mahmud, A. Gargoom, y M. Rabbani, «Voltage Stability of Power Systems with Renewable-Energy Inverter-Based Generators: A Review», *Electronics*, vol. 10, n.º 2, p. 115, ene. 2021, doi: 10.3390/electronics10020115.
- [16] Á. Ortega y F. Milano, «Voltage Stability of Converter-Interfaced Energy Storage Systems», *IFAC-Pap.*, vol. 52, n.º 4, pp. 222-227, 2019, doi: 10.1016/j.ifacol.2019.08.187.
- [17] Y. Zhou *et al.*, «Small-signal Stability Assessment of Heterogeneous Grid-following Converter Power Systems Based on Grid Strength Analysis», *IEEE Trans. Power Syst.*, pp. 1-14, 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3183005.
- [18] U. Markovic, O. Stanojev, P. Aristidou, E. Vrettos, D. Callaway, y G. Hug, «Understanding Small-Signal Stability of Low-Inertia Systems», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, n.º 5, pp. 3997-4017, sep. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3061434.
- [19] O. E. Oni, A. G. Swanson, y R. P. Carpanen, «Impact of LCC-HVDC multiterminal on generator rotor angle stability», *Int. J. Electr. Comput. Eng. IJECE*, vol. 10, n.º 1, p. 22, feb. 2020, doi: 10.11591/ijece.v10i1.pp22-34.

- [20] N. Hatziargyriou *et al.*, «Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, n.º 4, pp. 3271-3281, jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [21] Jayasinghe y B. Bahrani, «Stability-Enhancing Measures for Weak Grids Study», Monash University, Australia, 2021.
- [22] M. Z. Mansour, S. P. Me, S. Hadavi, B. Badrazadeh, A. Karimi, y B. Bahrani, «Nonlinear Transient Stability Analysis of Phase-Locked Loop Based Grid-Following Voltage Source Converters Using Lyapunov’s Direct Method», *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, pp. 1-1, 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2021.3057639.
- [23] M. Quester, F. Loku, O. El Azzati, L. Noris, Y. Yang, y A. Moser, «Investigating the Converter-Driven Stability of an Offshore HVDC System», *Energies*, vol. 14, n.º 8, p. 2341, abr. 2021, doi: 10.3390/en14082341.
- [24] S. Meghdadi, «Improving the data-driven transient stability assessment of power systems», Monash University, Australia, 2021.
- [25] NERC, «Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and ShortCircuit Performance», *IEEE Power Energy Soc.*, 2018.
- [26] NERC, «Short-Circuit Modeling and System Strength», 2018.
- [27] N. Kittner, F. Lill, y D. M. Kammen, «Energy storage deployment and innovation for the clean energy transition», *Nat. Energy*, vol. 2, n.º 9, Art. n.º 9, jul. 2017, doi: 10.1038/nenergy.2017.125.
- [28] F. Keck, M. Lenzen, A. Vassallo, y M. Li, «The impact of battery energy storage for renewable energy power grids in Australia», *Energy*, vol. 173, pp. 647-657, abr. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.02.053.
- [29] K. Y. Yap, C. R. Sarimuthu, y J. M.-Y. Lim, «Virtual Inertia-Based Inverters for Mitigating Frequency Instability in Grid-Connected Renewable Energy System: A Review», *Appl. Sci.*, vol. 9, n.º 24, p. 5300, dic. 2019, doi: 10.3390/app9245300.
- [30] R. Sharma, A. Zakerian, y M. Karimi-Ghartemani, «Local Controller for an Autonomous Grid-Supportive Battery Energy Storage System», *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 37, n.º 2, pp. 2191-2202, feb. 2022, doi: 10.1109/TPEL.2021.3103539.
- [31] Y. Meng, X. Li, X. Liu, X. Cui, P. Xu, y S. Li, «A Control Strategy for Battery Energy Storage Systems Participating in Primary Frequency Control Considering the Disturbance Type», *IEEE Access*, vol. 9, pp. 102004-102018, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3094309.
- [32] E. Hammad, A. Farraj, y D. Kundur, «On Effective Virtual Inertia of Storage-Based Distributed Control for Transient Stability», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, n.º 1, pp. 327-336, ene. 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2738633.
- [33] H. Golpıra, A. Atarodi, S. Amini, A. R. Messina, B. Francois, y H. Bevrani, «Optimal Energy Storage System-Based Virtual Inertia Placement: A Frequency Stability Point of View», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, n.º 6, pp. 4824-4835, nov. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3000324.
- [34] H. Nasrazadani, A. Sedighi, y H. Seifi, «Enhancing long-term voltage stability of a power system integrated with large-scale photovoltaic plants using a battery energy storage control scheme», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 131, p. 107059, oct. 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107059.
- [35] Y. Mi *et al.*, «The frequency-voltage stability control for isolated wind-diesel hybrid power system», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 192, p. 106984, mar. 2021, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106984.
- [36] O. B. Adewuyi, R. Shigenobu, K. Ooya, T. Senjyu, y A. M. Howlader, «Static voltage stability improvement with battery energy storage considering optimal control of active and reactive power injection», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 172, pp. 303-312, jul. 2019, doi: 10.1016/j.epsr.2019.04.004.
- [37] P. González-Inostroza, C. Rahmann, R. Álvarez, J. Haas, W. Nowak, y C. Rehtanz, «The Role of Fast Frequency Response of Energy Storage Systems and Renewables for Ensuring Frequency Stability in Future Low-Inertia Power Systems», *Sustainability*, vol. 13, n.º 10, p. 5656, may 2021, doi: 10.3390/su13105656.
- [38] R. Hollinger, A. M. Cortes, y T. Erge, «Fast Frequency Response with BESS: A Comparative Analysis of Germany, Great Britain and Sweden», en *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, jun. 2018, pp. 1-6. doi: 10.1109/EEM.2018.8469998.
- [39] Y.-K. Wu y K.-T. Tang, «Frequency Support by BESS – Review and Analysis», *Energy Procedia*, vol. 156, pp. 187-191, ene. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2018.11.126.

- [40] Y. Mitsugi, H. Hashiguchi, T. Shigemasa, Y. Ota, T. Terazono, y T. Nakajima, «Control Hardware-in-the-Loop Simulation on Fast Frequency Response of Battery Energy Storage System Equipped With Advanced Frequency Detection Algorithm», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 57, n.º 6, pp. 5541-5551, nov. 2021, doi: 10.1109/TIA.2021.3107223.
- [41] K. Wang, Y. Qiao, L. Xie, J. Li, Z. Lu, y H. Yang, «A Fuzzy Hierarchical Strategy for Improving Frequency Regulation of Battery Energy Storage System», *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 9, n.º 4, pp. 689-698, jul. 2021, doi: 10.35833/MPCE.2020.000895.
- [42] Z. Wu, D. W. Gao, H. Zhang, S. Yan, y X. Wang, «Coordinated Control Strategy of Battery Energy Storage System and PMSG-WTG to Enhance System Frequency Regulation Capability», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, n.º 3, pp. 1330-1343, jul. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2679716.
- [43] H. Zhao, M. Hong, W. Lin, y K. A. Loparo, «Voltage and Frequency Regulation of Microgrid With Battery Energy Storage Systems», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, n.º 1, pp. 414-424, ene. 2019, doi: 10.1109/TSG.2017.2741668.
- [44] D. Zhu y Y.-J. A. Zhang, «Optimal Coordinated Control of Multiple Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Regulation», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, n.º 1, pp. 555-565, ene. 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2868504.
- [45] S. Chen, T. Zhang, H. B. Gooi, R. D. Masiello, y W. Katzenstein, «Penetration Rate and Effectiveness Studies of Aggregated BESS for Frequency Regulation», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, n.º 1, pp. 167-177, ene. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2426017.
- [46] Z. Zhang, Y. Mishra, C. Dou, D. Yue, B. Zhang, y Y.-C. Tian, «Steady-State Voltage Regulation With Reduced Photovoltaic Power Curtailment», *IEEE J. Photovolt.*, vol. 10, n.º 6, pp. 1853-1863, nov. 2020, doi: 10.1109/JPHOTOV.2020.3026139.
- [47] Z. Zhang, C. Dou, D. Yue, Y. Zhang, B. Zhang, y Z. Zhang, «Event-Triggered Hybrid Voltage Regulation With Required BESS Sizing in High-PV-Penetration Networks», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 13, n.º 4, pp. 2614-2626, jul. 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3168440.
- [48] Y. Guo, Q. Zhang, y Z. Wang, «Cooperative Peak Shaving and Voltage Regulation in Unbalanced Distribution Feeders», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, n.º 6, pp. 5235-5244, nov. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3069781.
- [49] S. M. Mohseni-Bonab, I. Kamwa, A. Moeini, y A. Rabiee, «Voltage Security Constrained Stochastic Programming Model for Day-Ahead BESS Schedule in Co-Optimization of T&D Systems», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, n.º 1, pp. 391-404, ene. 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2892024.
- [50] Y. Zheng, Z. Y. Dong, F. J. Luo, K. Meng, J. Qiu, y K. P. Wong, «Optimal Allocation of Energy Storage System for Risk Mitigation of DISCOs With High Renewable Penetrations», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, n.º 1, pp. 212-220, ene. 2014, doi: 10.1109/TPWRS.2013.2278850.
- [51] F. Yao, T. K. Chau, X. Zhang, H. H.-C. Iu, y T. Fernando, «An Integrated Transmission Expansion and Sectionalizing-Based Black Start Allocation of BESS Planning Strategy for Enhanced Power Grid Resilience», *IEEE Access*, vol. 8, pp. 148968-148979, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3014341.
- [52] M. Padhee, A. Pal, C. Mishra, y K. A. Vance, «A Fixed-Flexible BESS Allocation Scheme for Transmission Networks Considering Uncertainties», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, n.º 3, pp. 1883-1897, jul. 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2946133.
- [53] T. Qiu, B. Xu, Y. Wang, Y. Dvorkin, y D. S. Kirschen, «Stochastic Multistage Coplanning of Transmission Expansion and Energy Storage», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, n.º 1, pp. 643-651, ene. 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2553678.
- [54] L. Yu, H. Sun, S. Xu, B. Zhao, y J. Zhang, «Critical system strength evaluation of the power system with high penetration of renewable energy generations», *CSEE J. Power Energy Syst.*, pp. 1-10, 2021, doi: 10.17775/CSEEJPES.2021.03020.
- [55] S.-H. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang, y C. Carter, «Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience», en *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, jul. 2012, pp. 1-7. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344713.
- [56] AEMO, «System Strength». 2020.
- [57] H. Holttinen *et al.*, «System Impact Studies for Near 100% Renewable Energy Systems Dominated by Inverter Based Variable Generation», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 37, n.º 4, pp. 3249-3258, jul. 2022, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3034924.

- [58] S. Niu, Z. Zhang, X. Ke, G. Zhang, C. Huo, y B. Qin, «Impact of renewable energy penetration rate on power system transient voltage stability», *Energy Rep.*, vol. 8, pp. 487-492, abr. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2021.11.160.
- [59] X. Wang y F. Blaabjerg, «Harmonic Stability in Power Electronic-Based Power Systems: Concept, Modeling, and Analysis», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, n.º 3, pp. 2858-2870, may 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2812712.
- [60] P. Kundur *et al.*, «Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, n.º 3, pp. 1387-1401, ago. 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.
- [61] F. Milano, F. Dörfler, G. Hug, D. J. Hill, y G. Verbič, «Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)», en *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, jun. 2018, pp. 1-25. doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.
- [62] D. P. Morán-Río, J. Roldán-Pérez, M. Prodanović, y A. García-Cerrada, «Influence of the Phase-Locked Loop on the Design of Microgrids Formed by Diesel Generators and Grid-Forming Converters», *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 37, n.º 5, pp. 5122-5137, may 2022, doi: 10.1109/TPEL.2021.3127310.
- [63] B. Vega, C. Rahmann, R. Álvarez, y V. Vittal, «Determination of Control Requirements to Impose on CIG for Ensuring Frequency Stability of Low Inertia Power Systems», *IEEE Access*, vol. 10, pp. 44891-44908, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3169489.
- [64] D. Dong, B. Wen, D. Boroyevich, P. Mattavelli, y Y. Xue, «Analysis of Phase-Locked Loop Low-Frequency Stability in Three-Phase Grid-Connected Power Converters Considering Impedance Interactions», *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, n.º 1, pp. 310-321, ene. 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2334665.
- [65] H. Yuan, H. Xin, L. Huang, Z. Wang, y D. Wu, «Stability Analysis and Enhancement of Type-4 Wind Turbines Connected to Very Weak Grids Under Severe Voltage Sags», *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, n.º 2, pp. 838-848, jun. 2019, doi: 10.1109/TEC.2018.2882992.
- [66] M. Zhao, X. Yuan, J. Hu, y Y. Yan, «Voltage Dynamics of Current Control Time-Scale in a VSC-Connected Weak Grid», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, n.º 4, pp. 2925-2937, jul. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2482605.
- [67] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, y A. M. Gole, «Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 29, n.º 5, pp. 2287-2296, oct. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2330518.
- [68] M. Hussein, «Integration of Wind Farms into Weak AC Grids», Cardiff University, 2017.
- [69] L. Yu, K. Meng, W. Zhang, y Y. Zhang, «An Overview of System Strength Challenges in Australia's National Electricity Market Grid», *Electronics*, vol. 11, n.º 2, p. 224, ene. 2022, doi: 10.3390/electronics11020224.
- [70] J. Pei, J. Yao, Y. Liu, S. Chen, P. Sun, y S. Huang, «Modeling and Transient Synchronization Stability Analysis for PLL-Based Renewable Energy Generator Considering Sequential Switching Schemes», *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 37, n.º 2, pp. 2165-2179, feb. 2022, doi: 10.1109/TPEL.2021.3103017.
- [71] C. Shah *et al.*, «Review of Dynamic and Transient Modeling of Power Electronic Converters for Converter Dominated Power Systems», *IEEE Access*, vol. 9, pp. 82094-82117, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3086420.
- [72] T. Wang, «Data-model driven rescheduling considering both rotor angle stability and transient voltage stability constraints», *IET Renew. Power Gener.*, 2022.
- [73] 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», en *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, jul. 2009, pp. 1-8. doi: 10.1109/PES.2009.5275626.
- [74] 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, n.º 1, pp. 25-36, 2015, doi: 10.1049/iet-rpg.2014.0116.
- [75] Z. Zou, B. Besheli, R. Rosso, M. Liserre, y X. Wang, «Interactions Between Two Phase-Locked Loop Synchronized Grid Converters», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 57, n.º 4, pp. 3935-3947, jul. 2021, doi: 10.1109/TIA.2021.3081611.

- [76] D. Ramasubramanian, «Differentiating between plant level and inverter level voltage control to bring about operation of 100% inverter based resource grids☆», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 205, p. 107739, abr. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107739.
- [77] D. M. Larruskain, I. Zamora, O. Abarregui, A. Iraolagoitia, M. D. Gutiérrez, y E. Loroño, «Power transmission capacity upgrade of overhead lines», *Renew. Energy Power Qual. J.*, n.º 1, pp. 221-227, 2006.
- [78] H. Li, C. Nie, y F. Wang, «Grid Strengthening IBR: An Inverter-Based Resource Enhanced by a Co-Located Synchronous Condenser for High Overcurrent Capability», *IEEE Open J. Power Electron.*, vol. 3, pp. 535-548, 2022, doi: 10.1109/OJPEL.2022.3194849.
- [79] S. Hadavi, M. Z. Mansour, y B. Bahrani, «Optimal Allocation and Sizing of Synchronous Condensers in Weak Grids With Increased Penetration of Wind and Solar Farms», *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Circuits Syst.*, vol. 11, n.º 1, pp. 199-209, mar. 2021, doi: 10.1109/JETCAS.2021.3053554.
- [80] L. Richard, Nahid-Al-Masood, T. K. Saha, W. Tushar, y H. Gu, «Optimal Allocation of Synchronous Condensers in Wind Dominated Power Grids», *IEEE Access*, vol. 8, pp. 45400-45410, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2977941.
- [81] J. Machowski, Z. Lubosny, y J. W. Bialek, «Power System Dynamics», *Wiley*, p. 888, 2020.
- [82] AEMO, «2022 Integrated System Plan». 2022.
- [83] F. Arraño-Vargas, Z. Shen, S. Jiang, J. Fletcher, y G. Konstantinou, «Challenges and Mitigation Measures in Power Systems with High Share of Renewables—The Australian Experience», *Energies*, vol. 15, p. 429, ene. 2022, doi: 10.3390/en15020429.
- [84] AEMO, «Notice of Queensland System Strength Requirements and Ross Fault Level Shortfall». 2020.
- [85] AEMO, «Transmission Annual Planning Report». 2021.
- [86] N.-A.- Masood, S. U. Mahmud, M. N. Ansary, y S. R. Deeba, «Improvement of system strength under high wind penetration: A techno-economic assessment using synchronous condenser and SVC», *Energy*, vol. 246, p. 123426, may 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.123426.
- [87] D. A. Aragon, E. Unamuno, S. Ceballos, y J. A. Barrena, «Comparative small-signal evaluation of advanced grid-forming control techniques», *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 211, p. 108154, oct. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108154.
- [88] S. M. Hoseinzadeh, H. Karimi, M. Karimi-Ghartemani, y S. Ouni, «A Multivariable Phase-Locked Loop-Integrated Controller for Enhanced Performance of Voltage Source Converters Under Weak Grid Conditions», *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 69, n.º 10, pp. 10079-10089, oct. 2022, doi: 10.1109/TIE.2022.3146607.
- [89] Z. Xie, Y. Chen, W. Wu, W. Gong, y J. M. Guerrero, «Stability Enhancing Voltage Feed-Forward Inverter Control Method to Reduce the Effects of Phase-Locked Loop and Grid Impedance», *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 9, n.º 3, pp. 3000-3009, jun. 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.2987923.
- [90] J. F. Morris, K. H. Ahmed, y A. Egea-Àlvarez, «Analysis of Controller Bandwidth Interactions for Vector-Controlled VSC Connected to Very Weak AC Grids», *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 9, n.º 6, pp. 7343-7354, dic. 2021, doi: 10.1109/JESTPE.2020.3031203.
- [91] D. Li, M. Sun, y Y. Fu, «A General Steady-State Voltage Stability Analysis for Hybrid Multi-Infeed HVDC Systems», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 36, n.º 3, pp. 1302-1312, jun. 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.3006027.
- [92] J. Liu *et al.*, «Impact of Power Grid Strength and PLL Parameters on Stability of Grid-Connected DFIG Wind Farm», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 11, n.º 1, pp. 545-557, ene. 2020, doi: 10.1109/TSTE.2019.2897596.
- [93] U. Datta, A. Kalam, y J. Shi, «Battery energy storage system for transient frequency stability enhancement of a large-scale power system», en *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Melbourne, VIC: IEEE, nov. 2017, pp. 1-5. doi: 10.1109/AUPEC.2017.8282465.
- [94] Q. Chen *et al.*, «Power Configuration Scheme for Battery Energy Storage Systems Considering the Renewable Energy Penetration Level», *Front. Energy Res.*, vol. 9, p. 718019, jul. 2021, doi: 10.3389/fenrg.2021.718019.
- [95] R. W. Kenyon *et al.*, «Stability and control of power systems with high penetrations of inverter-based resources: An accessible review of current knowledge and open questions», *Sol. Energy*, vol. 210, pp. 149-168, nov. 2020, doi: 10.1016/j.solener.2020.05.053.

- [96] J. Liu, C. Su, X. Wang, W. Fang, S. Niu, y L. Cheng, «Abnormality in power system transient stability control of BESS/STATCOM», *J. Eng.*, vol. 2017, n.º 13, pp. 1040-1044, 2017, doi: 10.1049/joe.2017.0487.
- [97] J. O'Brien, «Managing system strength during the transition to renewables», ARENA, Australia.
- [98] Burns Macdonell, «WP 3: Network Reinforcements». 20 de julio de 2021.
- [99] IRENA, «Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030». Irena, octubre de 2017.
- [100] B. Ramanathan, D. Elizondo, J. Enslin, y L. Zhang, «Cost Effective FACTS Solution for Transmission Enhancement and its Economic Assessment», en *2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America*, Caracas, Venezuela: IEEE, 2006, pp. 1-6. doi: 10.1109/TDCLA.2006.311480.
- [101] K. A. W. Horowitz, F. Ding, B. A. Mather, y B. S. Palmintier, «The Cost of Distribution System Upgrades to Accommodate Increasing Penetrations of Distributed Photovoltaic Systems on Real Feeders in the United States», NREL/TP--6A20-70710, 1432760, abr. 2018. doi: 10.2172/1432760.
- [102] M. G. Dozein, P. Mancarella, T. K. Saha, y R. Yan, «System Strength and Weak Grids: Fundamentals, Challenges, and Mitigation Strategies», en *2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, nov. 2018, pp. 1-7. doi: 10.1109/AUPEC.2018.8757997.
- [103] M. G. Dozein y P. Mancarella, «Application of Utility-Connected Battery Energy Storage System for Integrated Dynamic Services», en *2019 IEEE Milan PowerTech*, jun. 2019, pp. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2019.8810561.
- [104] P. Bajpai y V. Dash, «Hybrid renewable energy systems for power generation in stand-alone applications: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, n.º 5, pp. 2926-2939, jun. 2012, doi: 10.1016/j.rser.2012.02.009.
- [105] U. Datta, A. Kalam, y J. Shi, «Battery Energy Storage System to Stabilize Transient Voltage and Frequency and Enhance Power Export Capability», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, n.º 3, pp. 1845-1857, may 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2879608.
- [106] U. Datta, A. Kalam, y J. Shi, «The relevance of large-scale battery energy storage (BES) application in providing primary frequency control with increased wind energy penetration», *J. Energy Storage*, vol. 23, pp. 9-18, jun. 2019, doi: 10.1016/j.est.2019.02.013.
- [107] Y. Zhu, C. Liu, R. Dai, G. Liu, y Y. Xu, «Optimal Battery Energy Storage Placement for Transient Voltage Stability Enhancement», en *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, ago. 2019, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973610.
- [108] M. Ghazavi Dozein, O. Gomis-Bellmunt, y P. Mancarella, «Simultaneous Provision of Dynamic Active and Reactive Power Response From Utility-Scale Battery Energy Storage Systems in Weak Grids», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, n.º 6, pp. 5548-5557, nov. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2021.3076218.
- [109] Y. Zuo, M. Paolone, y F. Sossan, «Effect of Voltage Source Converters with Electrochemical Storage Systems on Dynamics of Reduced-inertia Bulk Power Grids». arXiv, 19 de abril de 2020. Accedido: 6 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <http://arxiv.org/abs/1910.05801>
- [110] M. Ghazavi Dozein, «System Dynamics of Low-Carbon Grids: Fundamentals, Challenges, and Mitigation Solutions», University of Melbourne, 2021.
- [111] W. C. Briceño Vicente, «Grid code requirements in the UK for the connection of BESS in wind systems», *Cigre Sci. Eng.*, jun. 2022, Accedido: 21 de agosto de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03704583>
- [112] V. Díaz, C. Rahmann, R. Palma, y L. M. Morán, «Localización de sistemas de baterías para el mejoramiento del desempeño en estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos de potencia», Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2017.
- [113] H. Bang, D. R. Aryani, y H. Song, «Application of Battery Energy Storage Systems for Relief of Generation Curtailment in Terms of Transient Stability», *Energies*, vol. 14, n.º 13, p. 3898, jun. 2021, doi: 10.3390/en14133898.
- [114] A. K. M. K. Hasan, M. H. Haque, y S. M. Aziz, «Damping Rotor Angle Oscillations using Battery Energy Storage Systems», en *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, dic. 2020, pp. 1-6. doi: 10.1109/PEDES49360.2020.9379433.
- [115] A. G. Pillai, P. C. Thomas, K. Sreeranjini, S. Baby, T. Joseph, y S. Sreedharan, «Transient stability analysis of wind integrated power systems with storage using central area controller», en *2013 Annual International Conference on Emerging Research Areas and 2013 International Conference on*

- Microelectronics, Communications and Renewable Energy*, jun. 2013, pp. 1-5. doi: 10.1109/AICERA-ICMiCR.2013.6575991.
- [116] K. Kawabe y A. Yokoyama, «Effective utilization of large-capacity battery systems for transient stability improvement in multi-machine power system», en *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, jun. 2011, pp. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2011.6019177.
- [117] A. Jalali y M. Aldeen, «Short-Term Voltage Stability Improvement via Dynamic Voltage Support Capability of ESS Devices», *IEEE Syst. J.*, vol. 13, n.º 4, pp. 4169-4180, dic. 2019, doi: 10.1109/JSYST.2018.2882643.
- [118] V. Diaz, R. Alvarez, y C. Rahmann, «Network allocation of BESS for improving rotor angle stability», *IOP Conf. Ser. Mater. Sci. Eng.*, vol. 643, n.º 1, p. 012058, nov. 2019, doi: 10.1088/1757-899X/643/1/012058.
- [119] K. Kawabe y A. Yokoyama, «Improvement of angle and voltage stability by control of batteries using wide-area measurement system in power systems», en *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, oct. 2012, pp. 1-7. doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465881.
- [120] B. Fang, X. Ren, W. Lin, H. Li, G. He, y W. Zhou, «Analysis of the Influence of Large-Scale Integration of Centralized Energy Storage into the Power Grid on Voltage Security and Stability of Power System», en *2021 3rd Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES)*, mar. 2021, pp. 759-764. doi: 10.1109/AEEES51875.2021.9402983.
- [121] C. Liu, B. Zhang, Y. Hou, F. F. Wu, y Y. Liu, «An Improved Approach for AC-DC Power Flow Calculation With Multi-Infeed DC Systems», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, n.º 2, pp. 862-869, may 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2068579.
- [122] D. Al kez *et al.*, «A critical evaluation of grid stability and codes, energy storage and smart loads in power systems with wind generation», *Energy*, vol. 205, p. 117671, ago. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117671.
- [123] A. Kanchanaharuthai, V. Chankong, y K. A. Loparo, «Transient Stability and Voltage Regulation in Multimachine Power Systems Vis-à-Vis STATCOM and Battery Energy Storage», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, n.º 5, pp. 2404-2416, sep. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2359659.
- [124] P. S. Kundur, «Power System Stability», en *Power System Stability and Control*, 3.^a ed., CRC Press, 2012.
- [125] M. Ahmadzadeh, S. Mortazavi, y M. Saniei, «Investigating the stability of phase-locked loop in network-connected applications affected by microgrid-side and network-side parameters», *Int. Trans. Electr. Energy Syst.*, vol. 28, n.º 4, p. e2523, abr. 2018, doi: 10.1002/etep.2523.
- [126] T. Zhang, «Adaptive Energy Storage System Control for Microgrid Stability Enhancement», Worcester Polytechnic Institute, Worcester, Massachusetts, 2018.
- [127] A. Conde, G. Pérez, G. Gutiérrez-Alcaraz, y Z. Leonowicz, «Frequency Improvement in Microgrids Through Battery Management System Control Supported by a Remedial Action Scheme», *IEEE Access*, vol. 10, pp. 8081-8091, 2022, doi: 10.1109/ACCESS.2022.3143034.
- [128] Y. J. A. Zhang, C. Zhao, W. Tang, y S. H. Low, «Profit-Maximizing Planning and Control of Battery Energy Storage Systems for Primary Frequency Control», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 9, n.º 2, pp. 712-723, mar. 2018, doi: 10.1109/TSG.2016.2562672.
- [129] J. W. Shim, G. Verbič, N. Zhang, y K. Hur, «Harmonious Integration of Faster-Acting Energy Storage Systems Into Frequency Control Reserves in Power Grid With High Renewable Generation», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, n.º 6, pp. 6193-6205, nov. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2018.2836157.
- [130] B. Lian, A. Sims, D. Yu, C. Wang, y R. W. Dunn, «Optimizing LiFePO₄ Battery Energy Storage Systems for Frequency Response in the UK System», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, n.º 1, pp. 385-394, ene. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2016.2600274.
- [131] Y. Wen, W. Li, G. Huang, y X. Liu, «Frequency Dynamics Constrained Unit Commitment With Battery Energy Storage», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, n.º 6, pp. 5115-5125, nov. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2521882.
- [132] P. Mercier, R. Cherkaoui, y A. Oudalov, «Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, n.º 3, pp. 1469-1477, ago. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2022997.

- [133] T.-T. Ku y C.-S. Li, «Implementation of Battery Energy Storage System for an Island Microgrid With High PV Penetration», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 57, n.º 4, pp. 3416-3424, jul. 2021, doi: 10.1109/TIA.2021.3075655.
- [134] B. Mantar Gundogdu, S. Nejad, D. T. Gladwin, M. P. Foster, y D. A. Stone, «A Battery Energy Management Strategy for U.K. Enhanced Frequency Response and Triad Avoidance», *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 65, n.º 12, pp. 9509-9517, dic. 2018, doi: 10.1109/TIE.2018.2818642.
- [135] M. Ramírez, R. Castellanos, J. G. Calderón, y O. P. Malik, «Battery Energy Storage for Frequency Support in the BCS Electric Power System», en *2018 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D-LA)*, sep. 2018, pp. 1-5. doi: 10.1109/TDC-LA.2018.8511691.
- [136] R. Hemmati, N. Azizi, M. Shafie-khah, y J. P. S. Catalão, «Decentralized frequency-voltage control and stability enhancement of standalone wind turbine-load-battery», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 102, pp. 1-10, nov. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.04.021.
- [137] C. D. Aluthge, K. T. M. U. Hemapala, y J. R. Lucas, «BESS as a UPS to Power Systems With High Solar Penetration», *Front. Energy Res.*, vol. 9, p. 653015, jul. 2021, doi: 10.3389/fenrg.2021.653015.
- [138] N. Cifuentes, C. Rahmann, F. Valencia, y R. Alvarez, «Network allocation of BESS with voltage support capability for improving the stability of power systems», *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 13, n.º 6, pp. 939-949, mar. 2019, doi: 10.1049/iet-gtd.2018.6265.
- [139] CIGRE, «Connection of wind farms to weak AC networks». 2016.
- [140] Y. Zhang, S.-H. F. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Billo, y E. Rehman, «Evaluating system strength for large-scale wind plant integration», en *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, jul. 2014, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2014.6939043.
- [141] Y. Wu, T. Zhang, K. Zhong, L. Wang, C. Xu, y R. Xu, «Optimal planning of energy storage technologies considering thirteen demand scenarios from the perspective of electricity Grid: A Three-Stage framework», *Energy Convers. Manag.*, vol. 229, p. 113789, feb. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113789.
- [142] Y. Li y J. Wu, «Optimum Integration of Solar Energy With Battery Energy Storage Systems», *IEEE Trans. Eng. Manag.*, vol. 69, n.º 3, pp. 697-707, jun. 2022, doi: 10.1109/TEM.2020.2971246.
- [143] H. Zhao, Qiuwei Wu, S. Huang, Qinglai Guo, Hongbin Sun, y Yusheng Xue, «Optimal siting and sizing of Energy Storage System for power systems with large-scale wind power integration», en *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Netherlands: IEEE, jun. 2015, pp. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2015.7232615.
- [144] T. Wan, Y. Tao, J. Qiu, y S. Lai, «Data-Driven Hierarchical Optimal Allocation of Battery Energy Storage System», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 12, n.º 4, pp. 2097-2109, oct. 2021, doi: 10.1109/TSTE.2021.3080311.
- [145] N. A. C. Cifuentes, C. R. Zuñiga, R. P. Behnke, F. V. Arroyave, y L. M. Tamayo, «Localización de equipos BESS mediante algoritmos genéticos considerando criterios de estabilidad de voltaje», Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2017.
- [146] A. F. Ramos, I. Ahmad, D. Habibi, y T. S. Mahmoud, «Placement and sizing of utility-size battery energy storage systems to improve the stability of weak grids», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 144, p. 108427, ene. 2023, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108427.
- [147] E. Emary, H. M. Zawbaa, y A. E. Hassanien, «Binary grey wolf optimization approaches for feature selection», *Neurocomputing*, vol. 172, pp. 371-381, ene. 2016, doi: 10.1016/j.neucom.2015.06.083.
- [148] H. Alsharif, M. Jalili, y K. N. Hasan, «Power system frequency stability using optimal sizing and placement of Battery Energy Storage System under uncertainty», *J. Energy Storage*, vol. 50, p. 104610, jun. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104610.
- [149] F. Aydin y B. Gumus, «Determining Optimal SVC Location for Voltage Stability Using Multi-Criteria Decision-Making Based Solution: Analytic Hierarchy Process (AHP) Approach», *IEEE Access*, vol. 9, pp. 143166-143180, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3121196.
- [150] C. Yang, L. Huang, H. Xin, y P. Ju, «Placing Grid-Forming Converters to Enhance Small Signal Stability of PLL-Integrated Power Systems», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, n.º 4, pp. 3563-3573, jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3042741.

- [151] F. Dorfler, J. W. Simpson-Porco, y F. Bullo, «Electrical Networks and Algebraic Graph Theory: Models, Properties, and Applications», *Proc. IEEE*, vol. 106, n.º 5, pp. 977-1005, may 2018, doi: 10.1109/JPROC.2018.2821924.
- [152] L. Huang, H. Xin, W. Dong, y F. Dörfler, «Impacts of Grid Structure on PLL-Synchronization Stability of Converter-Integrated Power Systems», *IFAC-Pap.*, vol. 55, n.º 13, pp. 264-269, ene. 2022, doi: 10.1016/j.ifacol.2022.07.270.
- [153] A. Vince, «A framework for the greedy algorithm», *Discrete Appl. Math.*, vol. 121, n.º 1, pp. 247-260, sep. 2002, doi: 10.1016/S0166-218X(01)00362-6.
- [154] Y. Liu, X.-Y. Xiao, X.-P. Zhang, y Y. Wang, «Multi-Objective Optimal STATCOM Allocation for Voltage Sag Mitigation», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 35, n.º 3, pp. 1410-1422, jun. 2020, doi: 10.1109/TPWRD.2019.2947715.
- [155] Y. Chi, Y. Xu, y R. Zhang, «Many-Objective Robust Optimization for Dynamic VAR Planning to Enhance Voltage Stability of a Wind-Energy Power System», *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 36, n.º 1, pp. 30-42, feb. 2021, doi: 10.1109/TPWRD.2020.2982471.
- [156] J. Liu, Y. Xu, Z. Y. Dong, y K. P. Wong, «Retirement-Driven Dynamic VAR Planning for Voltage Stability Enhancement of Power Systems With High-Level Wind Power», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 33, n.º 2, pp. 2282-2291, mar. 2018, doi: 10.1109/TPWRS.2017.2732441.
- [157] S. Wildenhues, J. L. Rueda, y I. Erlich, «Optimal Allocation and Sizing of Dynamic Var Sources Using Heuristic Optimization», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, n.º 5, pp. 2538-2546, sep. 2015, doi: 10.1109/TPWRS.2014.2361153.
- [158] R. Alvarez, C. Rahmann, N. Cifuentes, y R. Palma-Behnke, «Multi-Year Stochastic Transmission Network Expansion Planning Considering Line Upgrading», *IEEE Access*, vol. 9, pp. 33075-33090, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3061252.
- [159] K. P. Sinaga y M.-S. Yang, «Unsupervised K-Means Clustering Algorithm», *IEEE Access*, vol. 8, pp. 80716-80727, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2988796.
- [160] Coordinador Electrico Nacional, «Estudio de Almacenamiento de Energia en el SEN». Coordinador Electrico Nacional, 2023.
- [161] Coordinador Electrico Nacional, «Definición de Requerimientos para el Fortalecimiento de la Red». 2022.
- [162] E. O. N. GmbH, «Grid code: High and extra high voltage». 2012.
- [163] M. Mirhosseini, J. Pou, y V. G. Agelidis, «Single- and Two-Stage Inverter-Based Grid-Connected Photovoltaic Power Plants With Ride-Through Capability Under Grid Faults», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, n.º 3, pp. 1150-1159, jul. 2015, doi: 10.1109/TSTE.2014.2347044.

Anexos

A. Esquema de control de BESS

En situaciones de contingencia los BESS no están obligados a permanecer conectados, lo que les permite desconectarse para evitar posibles daños. Sin embargo, en la actualidad, existen requisitos que demandan que cualquier dispositivo con convertidor mantengan su conexión durante fallas, conocidos como requisitos de "Fault Ride Through" (FRT). En este contexto, es plausible anticipar el desarrollo de servicios complementarios que permitan a los BESS brindar apoyo de voltaje durante contingencias, contribuyendo así a la estabilidad de los sistemas eléctricos. En relación con la inyección de corrientes reactivas, el código alemán [162] establece que las unidades generadoras deben aportar al sistema mediante una inyección adicional de corriente reactiva. La Figura A-1 ilustra de manera gráfica los requisitos de la norma alemana, destacando la inyección de corriente reactiva durante cortocircuitos. Dada la susceptibilidad de los convertidores a las sobre corrientes, con una capacidad máxima de hasta un 20 % sobre el valor nominal, se impone la necesidad de un esquema de control adicional para garantizar el control de tensión durante fallas. Este esquema debe primar la corriente reactiva sobre la activa y mantener el módulo de la corriente inyectada total por debajo del 120 % del valor nominal.

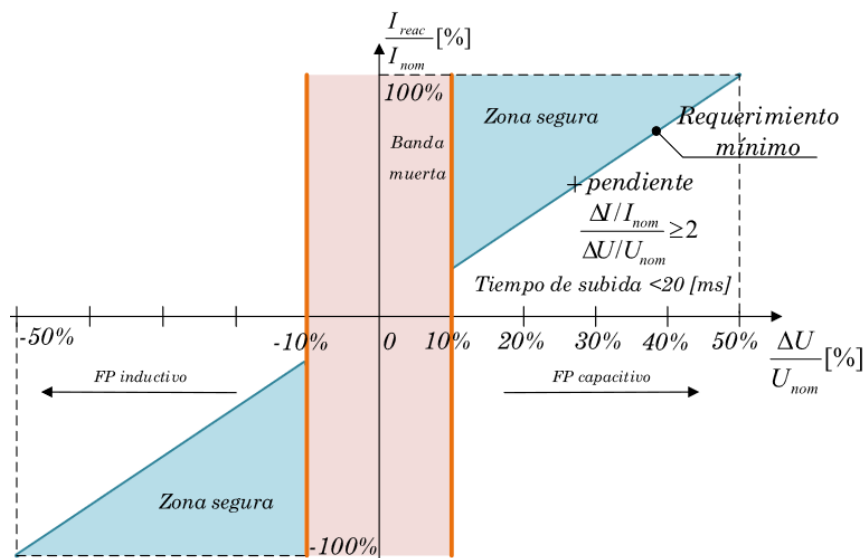


Figura A.1: Requerimientos de control de tensión durante contingencia [162].

Para poder contribuir a la estabilidad de voltaje durante fallas, se tienen numerosos trabajos orientados a nuevas estrategias de control en sistemas fotovoltaicos conectados mediante convertidores [163]. A pesar de que aún no hay trabajos de esquemas de control de Fault Ride Through para equipos BESS, los trabajos para plantas fotovoltaicas son un ejemplo análogo de las estrategias que se podrían implementar en BESS para poder prestar soporte de tensión durante contingencias. En primer lugar, se debe implementar un lazo de control que defina la inyección de corriente reactiva de acuerdo con los requerimientos de soporte de voltaje especificados. Durante fallas, el lazo de control de potencia reactiva asociado a la operación normal deja de estar operativo y entra en operación este nuevo esquema de control. En el caso del código alemán se tiene que la

función que caracteriza la inyección de corriente reactiva en función del voltaje en el PCC queda definida de acuerdo con la siguiente ecuación [163]:

$$i_q^{ref} = i_n K |\Delta V_{PCC}|, \text{ si } |\Delta V_{PCC}| \geq 10\% \quad (\text{A-1})$$

La contribución de corriente reactiva durante fallas tanto simétricas como asimétricas, se deben realizar mediciones tensión en todas las fases para ejercer la acción de control.

Los convertidores aumentan la inyección de corriente activa, para mantener la inyección de potencia activa durante operación normal. Paralelamente, el equipo va a aumentar la inyección de corrientes reactivas de acuerdo con el control de capacidad FRT. Para evitar una desconexión producto de sobre corrientes en el lado AC del convertidor, es necesario limitar la inyección de i_d para así privilegiar el soporte de voltaje durante la falla. De esta forma, durante la falla la corriente activa se debe limitar para que la magnitud de la corriente total no sobrepase el umbral de 1,2 veces su valor nominal, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$i_d^{ref} \leq \sqrt{1,2^2 - i_q^{ref2}} \quad (\text{A-2})$$

Considerando lo anterior, la Figura A.2 muestra el lazo de control resultante que se debe activar durante contingencia.

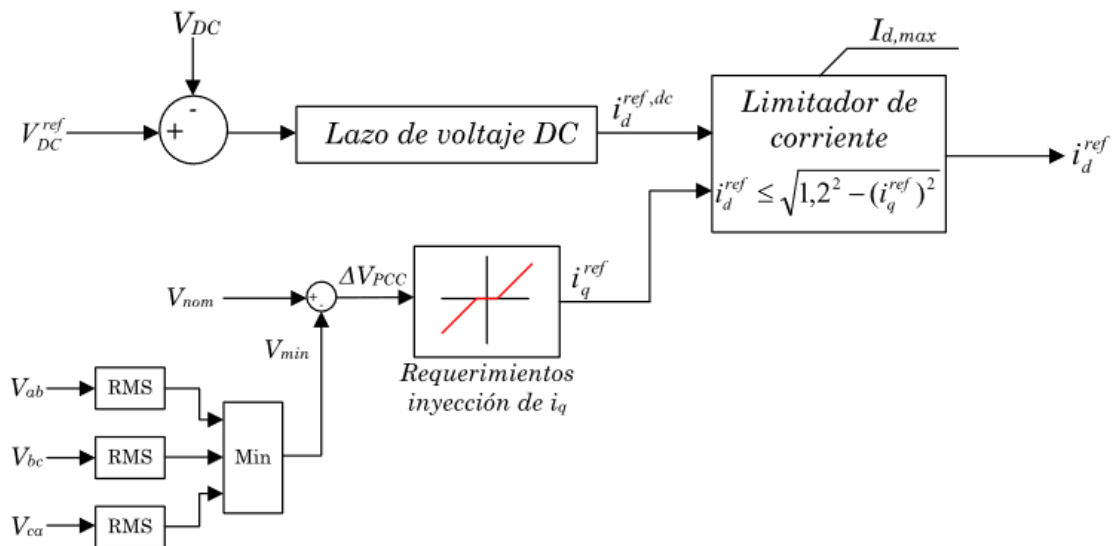


Figura A.2: Lazo de control con requerimientos de FRT [163].

En el caso de que el equipo BESS priorice totalmente la inyección de potencia reactiva durante fallas eléctricamente cercanas al PCC, no va a inyectar potencia activa a la red. En este escenario, las baterías regulan la tensión del condensador del enlace DC de forma tal que se mantenga dentro de los límites operacionales. En este proceso, si bien las baterías inyectan o consumen potencia activa de forma instantánea al cargar y descargar el condensador, si se considera que las pérdidas de potencia del circuito son despreciables, los BESS en promedio no van a observar una variación de su estado de carga. En el trabajo desarrollado en esta tesis se considera que los equipos BESS son capaces cumplir con los requerimientos de FRT similares a los que se definen en el código alemán, de acuerdo con las estrategias de control ya descritas.