



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

LOCALIZACIÓN DE EQUIPOS BESS MEDIANTE ALGORITMOS GENÉTICOS  
CONSIDERANDO CRITERIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

NICOLÁS ALBERTO CIFUENTES OTTO

PROFESOR GUÍA:  
CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
RODRIGO PALMA BEHNKE  
FELIPE VALENCIA ARROYAVE  
LUIS MORÁN TAMAYO

SANTIAGO DE CHILE  
2017

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN  
CIENCIAS DE LA ING. MENCIÓN ELÉCTRICA, Y DE LA MEMORIA PARA  
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: NICOLÁS CIFUENTES OTTO  
FECHA: ENERO 2017  
PROFESOR GUÍA: SRA. CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

## **LOCALIZACIÓN DE EQUIPOS BESS MEDIANTE ALGORITMOS GENÉTICOS CONSIDERANDO CRITERIOS DE ESTABILIDAD DE VOLTAJE**

Los sistemas de almacenamiento, en particular las baterías, son equipos que permiten entregar un alto grado de flexibilidad tanto en la planificación como en la operación de los SEP. La energía almacenada permite que estos dispositivos sean capaces de prestar numerosos servicios complementarios como recorte de potencia de punta, seguimiento de carga, mejoramiento de los perfiles de tensión y descongestionamiento de las redes de transmisión. Durante los últimos años se ha hecho mucha investigación respecto de estos servicios para evaluar la relevancia de incorporar los equipos BESS en los sistemas eléctricos. En efecto, estos estudios han permitido demostrar que la flexibilidad que proveen estos medios de almacenamiento no solo es beneficiosa, sino que necesaria en sistemas eléctricos con alta penetración de ERNC, para hacer frente por ejemplo a la variabilidad e incertidumbre de recursos como la velocidad del viento y la radiación solar. Sin embargo, muy poca investigación se ha hecho entorno a la contribución que pueden prestar las baterías a la estabilidad de los SEP. La mayor parte de estos análisis se han concentrado principalmente en el dimensionamiento óptimo de potencia y energía, dejando completamente de lado el aporte que puede significar una localización estratégica de estos equipos en la estabilidad de los sistemas eléctricos.

El objetivo de esta tesis es desarrollar una metodología para localizar de forma óptima equipos BESS, de forma tal de mejorar la estabilidad del sistema eléctrico. Esto último es un aspecto a la fecha no evaluado en la literatura, y representa un beneficio de bajo costo (elementos necesarios para la conexión de baterías en subestaciones) que en la actualidad no se está aprovechando. La hipótesis consiste en que la localización tiene un impacto directo en como las baterías mejoran la estabilidad. De ser así, la apuesta está en que es posible encontrar un conjunto acotado de buenas soluciones de localización que pueden tener una contribución determinante desde la perspectiva de estabilidad de los SEP.

Los resultados obtenidos confirman la hipótesis. Mediante una optimización en base a algoritmos genéticos, y considerando indicadores de estabilidad de voltaje, se determinan dos localizaciones de equipos BESS en un sistema de prueba con altos niveles de penetración de generación renovable. Ambas localizaciones obtenidas con el algoritmo permiten mantener la estabilidad del sistema para tres fallas críticas, las cuales en un escenario sin BESS generan inestabilidad en el SEP. Adicionalmente se demuestra que una localización arbitraria, concentrando todas las baterías en la barra menos robusta del sistema, tiene un peor desempeño que el caso sin baterías. Esto permite concluir que una buena localización de los equipos BESS permite mejorar la estabilidad del SEP, lo cual no se ha considerado a la fecha. De esta forma, se define una metodología y un algoritmo para abordar el problema de optimización, para definir una buena localización de los sistemas de baterías.

## Agradecimientos

La construcción de este trabajo ha estado llena de desafíos, los cuales no hubiese sido capaz de superar sin el enorme apoyo que me entregaron un sinnúmero de personas, así como también de la buena fortuna del destino. Los conocimientos más importantes que adquirí no se encuentran escritos en las páginas de esta tesis; son el reconocimiento de los límites de mis capacidades y de cómo fueron puestos a prueba de forma sistemática a lo largo de este año y medio. Lo realmente importante en la elaboración de este trabajo, y que no se encuentra descrito en ella, son todas aquellas oportunidades en las que no fui capaz de encontrar soluciones pero que por fortuna otros sí. Y no se detuvieron ahí. Decidieron comprometerse en un desafío que les era ajeno de forma totalmente desinteresada, entregándome herramientas tanto intelectuales como emocionales para entender realmente el alcance de muchas de mis decisiones. Es todo ese apoyo el que tengo en mente y el cual me gustaría agradecer. No sé si puedo hacerle justicia solo con palabras.

Hace siete años no conocía la facultad de ciencias físicas y matemáticas de la Universidad de Chile. Postulé a ingeniería civil en la Universidad Católica y no quedé por tres puntos en la PSU. Fue un duro golpe, lo que en ese momento interpreté como un total fracaso. Gracias a mi familia, a todos los amigos y personas que he conocido he llegado a entender lo equivocado que estaba. Quedar *Beauchef* creo que es lo mejor que me pudo haber pasado y esa no fue una decisión mía. Fue la aceptación que me entregaron, de forma libre y gratuita mis amigos de colegio Diego Carpentier, Joaquín Acuña, Antonia Genot, Maximiliano Abumohor y Juan Ignacio Peirano con quienes sorteamos los primeros años de la carrera. Junto con ellos también mis amigos Agustín Correa, Tomás Cuevas, Felipe Cerón, Raúl Cornejo, Patricio Guajardo e Ignacio Cabezón con quienes dedicamos tiempo a celebrar y a hacer uno de los mejores viajes de la historia.

Más tarde, cuando decidí entrar a la especialidad de eléctrica sin conocidos y motivado principalmente por intereses académicos, me terminé quedando por las personas, por los mejores amigos de carrera que se podrían pedir: Hernán Arraño, Tomás Villanueva, Felipe Barrera y Angelo Falchetti. Sin su ayuda, determinación y conocimiento no hubiese sido posible llevar a cabo las maratónicas doce horas de estudio necesarias para aprobar algunos ramos. Lo mejor, es que este grupo crecería para consolidarse como el gran EnergyLab, con Esteban Montoya, Jorge Campos, Mauricio Neut, Francisco Celis, Enrique Marín entre muchos otros, con los cuales pude encontrar un lugar donde compartir y aprender la verdadera importancia de la camaradería.

Por supuesto, tengo agradecimientos especiales a mi profesora guía Claudia Rahmann, quién generó todas las condiciones necesarias para que pudiera llevar a cabo el magister, a pesar de no obtener financiamiento a través de CONICYT. Junto con eso también destaco su dedicación y apoyo sin los cuales no hubiera podido hacer esta tesis.

También quiero dedicarle un agradecimiento especial a todos mis amigos de la sala de postgrado junto con el personal administrativo quienes fueron fundamentales para buscar ayuda y consejo en el día a día.

Para terminar, el agradecimiento más importante de todos va a mi familia, en especial a mis padres por enseñarme la importancia de la perseverancia, así como por su constante soporte incondicional.

# Tabla de Contenido

Capítulo 1: Introducción .....	1
1.1. Motivación .....	1
1.2. Hipótesis .....	3
1.3. Objetivos .....	3
1.3.1. Objetivo general .....	3
1.3.2. Objetivos específicos.....	3
1.4. Alcance.....	4
Capítulo 2: Marco teórico.....	5
2.1. Descripción de sistemas de almacenamiento .....	5
2.1.1. Tipos de ESS.....	6
2.1.2. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento.....	12
2.2. Características técnicas de los BESS .....	16
2.2.1. Esquema de control en operación normal .....	17
2.2.2. Requerimientos de FRT durante contingencias para ERNC.....	22
2.2.3. Estrategias de control para convertidores durante contingencias.....	25
2.3. Concepto general de estabilidad.....	27
2.4. Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia .....	29
2.5. Índices de estabilidad de tensión .....	36
2.6. Cálculo de corrientes de cortocircuito.....	42
2.6.1. Metodología de cálculo completo de cortocircuito .....	44
2.6.2. Metodología de cálculo simplificado de cortocircuito.....	46
2.7. Efectos de los equipos BESS durante cortocircuitos.....	46
Capítulo 3: Metodología.....	51
3.1. Criterio de estabilidad de voltaje.....	51
3.2. Cálculo de voltaje durante la falla .....	52

3.3. Esquema metodológico .....	55
Capítulo 4: Optimización propuesta .....	58
4.1. Características de los algoritmos genéticos.....	58
4.2. Modelo del algoritmo genético .....	61
4.2.1. Codificación de las variables de decisión .....	61
4.2.2. Función de fitness .....	62
4.2.3. Conjunto de barras candidatas .....	63
4.2.4. Operador de selección .....	66
4.2.5. Operador de recombinación .....	66
4.2.6. Operador de mutación .....	68
Capítulo 5: Caso de estudio .....	75
5.1. Punto de operación.....	75
5.2. Características del sistema .....	76
5.3. Conjunto de contingencias .....	77
Capítulo 6: Análisis de resultados.....	78
6.1. Comportamiento del algoritmo genético propuesto .....	78
6.2. Resultados de la localización mediante algoritmo genético .....	79
6.2.1. Localizaciones propuestas .....	80
6.2.2. Simulaciones dinámicas y validación .....	82
Capítulo 7: Conclusiones.....	87
7.1. Trabajos futuros.....	88
Capítulo 8: Bibliografía .....	89

## Índice de Tablas

TABLA 1: COMPARACIÓN ENTRE DIFERENTES TIPOS DE ESS.....	11
TABLA 2: SERVICIOS SEGÚN TIPO DE ESS .....	13
TABLA 3: GENERADORES QUE PIERDEN SINCRONISMO POR FALLA.....	75
TABLA 4: RESUMEN PUNTO DE OPERACIÓN.....	76
TABLA 5: CONJUNTO DE CONTINGENCIAS .....	77
TABLA 6: TIEMPOS CRÍTICOS DE DESPEJE POR ESCENARIO.....	83

# Índice de Figuras

FIGURA 2.1.1: GRÁFICO DE POTENCIA INSTALADA AL AÑO 2010 EN ESS POR TIPO DE TECNOLOGÍA [25].	5
FIGURA 2.1.2: ESQUEMA DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO CAES.	6
FIGURA 2.1.3: ESQUEMA DE UNA BATERÍA DE SODIO-SULFURO	8
FIGURA 2.1.4: ESQUEMA DE BATERÍA DE FLUJO DE VANADIO REDOX.	9
FIGURA 2.1.5: DENSIDAD DE ENERGÍA Y POTENCIA PARA DIFERENTES BATERÍAS	11
FIGURA 2.1.6: DIAGRAMA DE RAGONE PARA DIFERENTES TIPOS DE ESS	12
FIGURA 2.1.7: RESPUESTA DE UN EQUIPO BESS FRENTE A LA DE UN GENERADOR SÍNCRONO FRENTE A VARIACIONES DE LA CARGA.	13
FIGURA 2.1.8: ESTABILIDAD TRANSITORIA FRENTE A FALLAS CON Y SIN EQUIPOS BESS.	14
FIGURA 2.1.9: ESTABILIDAD DE VOLTAJE FRENTE A FALLAS CON Y SIN EQUIPOS BESS.	15
FIGURA 2.2.1: ESQUEMA DE BESS.	16
FIGURA 2.2.2: ESQUEMA DE CONEXIÓN DE CONVERTOR A LA RED.	18
FIGURA 2.2.3: BALANCE DE POTENCIA EN EQUIPO BESS.	19
FIGURA 2.2.4: CONTROL EN CASCADA CON LAZO DE CORRIENTE Y LAZO DE VOLTAJE DC.	20
FIGURA 2.2.5: ESQUEMA DE CONTROL DE INVERSOR DE EQUIPO BESS EN OPERACIÓN NORMAL	21
FIGURA 2.2.6: LÍMITES DE VOLTAJE PARA DESCONEXIÓN DE UNIDADES GENERADORAS DURANTE FALLAS	23
FIGURA 2.2.7: REQUERIMIENTOS DE SOPORTE DE VOLTAJE DURANTE FALLAS	24
FIGURA 2.2.8: LAZO DE CONTROL DE REQUERIMIENTOS DE FRT PARA REFERENCIA DE CORRIENTE REACTIVA	25
FIGURA 2.2.9: SOPORTE DE VOLTAJE DURANTE FALLAS	26
FIGURA 2.2.10: ESQUEMA DE CONTROL COMPLETO PARA EQUIPOS BESS.	26
FIGURA 2.3.1: ESTABILIDAD DE SISTEMAS CON CONDICIONES INICIALES DIFERENTES PERO CERCANAS	28
FIGURA 2.3.2: ESTABILIDAD EN VECINDAD DE PUNTO DE EQUILIBRIO	29
FIGURA 2.4.1: VENTANAS DE TIEMPO DE FENÓMENOS DINÁMICOS EN LOS SEP.	29
FIGURA 2.4.2: SISTEMA DE DOS MÁQUINAS SIN PÉRDIDAS.	30
FIGURA 2.4.3: SISTEMA RADIAL DE TRANSMISIÓN CARGA-GENERADOR	32
FIGURA 2.4.4: CURVA PV CARACTERÍSTICA ENTRE CARGA Y GENERACIÓN	33
FIGURA 2.4.5: CURVA PV CARACTERÍSTICA PARA DIFERENTES FACTORES DE POTENCIA.	34
FIGURA 2.6.1: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA FALLA CERCANA AL GENERADOR.	43
FIGURA 2.6.2: CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO PARA FALLA LEJANA AL GENERADOR.	43
FIGURA 2.6.3: REPRESENTACIÓN DE LA RED EN ESTADO PRE FALLA.	44
FIGURA 2.6.4: REPRESENTACIÓN DE LA DURANTE LA FALLA	44
FIGURA 2.6.5: CONDICIÓN DE OPERACIÓN PRE FALLA.	45
FIGURA 2.6.6: RED DE THÉVENIN DURANTE CORTOCIRCUITO	45
FIGURA 2.7.1: SISTEMA EQUIVALENTE EN CASO DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO	47
FIGURA 2.7.2: AUMENTO DE VOLTAJE EN FUNCIÓN DE LA LEJANÍA DE LA FALLA PARA DIFERENTES NIVELES DE POTENCIA DE CORTO CIRCUITO	50
FIGURA 3.2.1: CORRIENTE SUBTRANSITORIA Y TRANSITORIA OBTENIDAS MEDIANTE MÉTODO DE CÁLCULO COMPLETO.	54
FIGURA 3.3.1: ESQUEMA METODOLÓGICO.	56
FIGURA 4.1.1: ESQUEMA DE RECOMBINACIÓN GENÉTICA.	60
FIGURA 4.2.1: ESQUEMA DE ALGORITMO GENÉTICO PARA LOCALIZACIÓN DE EQUIPOS BESS.	61
FIGURA 4.2.2: CODIFICACIÓN DE VARIABLES DE DECISIÓN EN CROMOSOMAS.	62
FIGURA 4.2.3: REPRESENTACIÓN DE VOLTAJES DURANTE CONTINGENCIAS PARA CADA CANDIDATO DE LOCALIZACIÓN.	63
FIGURA 4.2.4: EJEMPLO DE APLICACIÓN DE ECUACIÓN (4.2.3) PARA NÚMERO DE CANDIDATOS POSIBLES EN EL ESPACIO DE BÚSQUEDA.	64
FIGURA 4.2.5: CRECIMIENTO DEL ESPACIO DE BÚSQUEDA EN FUNCIÓN DE LA CANTIDAD DE MÓDULOS DE BESS Y BARRAS CANDIDATAS DEL PROBLEMA.	65
FIGURA 4.2.6: ESQUEMA DE PUNTOS DE CORTE PARA RECOMBINACIÓN DADAS DIFERENTES ALTERNATIVAS DE PADRES.	67
FIGURA 4.2.7: REPRESENTACIÓN DE ESPACIO DE COMBINACIONES DE HIJOS REALIZABLES A PARTIR DE UN PADRE G-ÉSIMO.	70
FIGURA 4.2.8: CANTIDAD DE COMBINACIONES DE HIJOS EN ESCALA LOGARÍTMICA PARA UN PADRE G-ÉSIMO.	72
FIGURA 4.2.9: COMPARACIÓN ENTRE LUGAR GEOMÉTRICO ESPERADO Y ENCONTRADO MEDIANTE SIMULACIÓN.	72
FIGURA 5.1.1: SISTEMA DE 39 BARRAS.	75
FIGURA 5.1.2: SISTEMA 39 BARRAS MODIFICADO CON ALTA PENETRACIÓN DE ERNC.	76
FIGURA 5.2.1: DISMINUCIÓN DE ROBUSTEZ POR PENETRACIÓN RENOVABLE.	77
FIGURA 6.1.1: CONVERGENCIA DEL ALGORITMO GENÉTICO	78

FIGURA 6.1.2: EVOLUCIÓN DE LA CONVERGENCIA DEL ALGORITMO GENÉTICO EN FUNCIÓN DEL TAMAÑO DEL ESPACIO DE BÚSQUEDA .....	79
FIGURA 6.2.1: EVOLUCIÓN DE FUNCIÓN DE FITNESS DURANTE OPTIMIZACIÓN. ....	80
FIGURA 6.2.2: LOCALIZACIONES Y POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO. ....	81
FIGURA 6.2.3: SOLUCIONES DE LOCALIZACIÓN PARA 10 Y 20 MÓDULOS. ....	82
FIGURA 6.2.4: SIMULACIONES DINÁMICAS PARA FALLA 1, CON TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE DE CASO SIN BESS. ....	84
FIGURA 6.2.5: SIMULACIONES DINÁMICAS PARA FALLA 2, CON TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE DE CASO SIN BESS. ....	84
FIGURA 6.2.6: SIMULACIONES DINÁMICAS PARA FALLA 3, CON TIEMPO CRÍTICO DE DESPEJE DE CASO SIN BESS. ....	84
FIGURA 6.2.7: SIMULACIONES DINÁMICAS PARA AUMENTO DE TIEMPO DE DESPEJE PARA FALLA 1 EN 12 [MS]. ....	85
FIGURA 6.2.8: SIMULACIONES DINÁMICAS PARA AUMENTO DE TIEMPO DE DESPEJE PARA FALLA 2 EN 12 [MS]. ....	85
FIGURA 6.2.9: SIMULACIONES DINÁMICAS PARA AUMENTO DE TIEMPO DE DESPEJE PARA FALLA 3 EN 12 [MS]. ....	86



# Capítulo 1: Introducción

## 1.1. Motivación

Hoy en día, la búsqueda por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el rubro de generación, así como los costos de producción de energía eléctrica, han generado importantes incentivos para la inserción de energías renovables no convencionales (ERNC) en el mundo. Junto con esto, también se ha incentivado la electrificación rural mediante la inserción de microrredes y el desarrollo de medios de generación renovable a nivel de redes de distribución (como generación distribuida o DG<sup>i</sup>) que en su conjunto llevan a la necesidad de un cambio de paradigma en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) convencionales hacia sistemas más flexibles e inteligentes. Esto último debido principalmente a la alta variabilidad e incertidumbre de los medios de generación renovables que depende de recursos como la radiación solar y la velocidad del viento.

En este nuevo paradigma se generan importantes oportunidades, tanto económicas como técnicas, para la implementación de sistemas de almacenamiento (ESS<sup>ii</sup>) y en particular de baterías (BESS<sup>iii</sup>), las cuales son capaces de entregar mayor flexibilidad a los sistemas eléctricos. Lo anterior se debe a la posibilidad de, por ejemplo, disminuir la demanda de punta del sistema y desplazarla a horas de bajo consumo a través de lo que se conoce como “Peak Shaving”, tema ampliamente estudiado en la literatura [1]–[3]. En el caso de existir una buena correlación entre los precios de la energía y la demanda del sistema, las baterías pueden cargarse en horas de baja carga y de bajos precios para descargarse en horas punta donde el precio de la energía aumenta significativamente. De esta forma, al reducir la demanda punta, es posible disminuir las inversiones en el sector de transmisión, el cual generalmente se planifica justamente para permitir el transporte de la potencia punta. El caso anterior es uno de los posibles servicios que pueden entregar las BESS a los SEP. Las baterías son capaces también de proveer otros servicios tales como reserva, regulación de subida, de bajada y mejoramiento de los perfiles de tensión en las barras de conexión [4]–[7].

Además de los servicios mencionados, nuevos cambios en los SEP actuales han generado nuevas necesidades técnicas que pueden ser proveídas por los sistemas de almacenamiento, los cuales en general se caracterizan por estar conectados al SEP mediante convertidores. Es en este contexto donde los servicios prestados por los BESS, los cuales tienen rápidos tiempos de respuestas en comparación con los medios de generación no convencionales, pueden ser claves para mejorar la estabilidad del sistema [5][8]–[10]. Esto cobra una gran importancia dada la incertidumbre y variabilidad asociadas a los medios de generación ERNC, las cuales pueden producir:

- Disminución de la inercia del sistema
- Disminución de las potencias de cortocircuito
- Disminución de los aportes de potencia reactiva lo cual aumenta las variaciones de los voltajes en la red

---

<sup>i</sup> Por su sigla en inglés Distributed Generation

<sup>ii</sup> Por su sigla en inglés Energy Storage System

<sup>iii</sup> Por su sigla en inglés Battery Energy Storage System

- Entrada y salida de operación de grandes parques ERNC en muy poco tiempo ( $<1$  [h]), lo cual genera importantes variaciones de la frecuencia del sistema

Junto con esto, los generadores convencionales podrían no ser capaces de proveer los servicios de regulación de frecuencia y aporte de potencia reactiva lo suficientemente rápido, lo cual pone en riesgo la estabilidad del SEP.

En el contexto anterior, durante los últimos años se han llevado a cabo numerosos trabajos [2][11]–[14] para determinar la cantidad óptima de baterías, en términos de energía y potencia necesaria para el sistema. En general, el objetivo consiste en minimizar los costos de generación o bien mejorar el desempeño técnico del SEP en cuanto a los niveles de voltaje o pérdidas en el sistema de transporte. Estos trabajos se han centrado principalmente en casos de estudios relacionados con redes de distribución activas o bien microrredes, haciendo énfasis en la cantidad óptima de capacidad a instalar en sistemas de almacenamiento para prestar los servicios mencionados anteriormente, contribuyendo a una operación más económica y segura del sistema.

Otro aspecto relevante y menos estudiado a la hora de analizar las ventajas prestadas por los sistemas de almacenamiento, es su ubicación óptima en la red dada las características particulares de cada sistema eléctrico como su topología, las características de los generadores convencionales y el nivel de penetración de ERNC presente en el sistema [12][15]–[20]. En general, los trabajos en esta línea incorporan los sistemas de almacenamiento al problema de despacho, el cual se resuelve mediante modelos de optimización que buscan minimizar los costos de operación del sistema eléctrico. La solución de estos modelos de optimización define la operación de las centrales de generación para satisfacer tanto la demanda como restricciones técnicas al menor costo posible, razón por la cual se suelen incorporar restricciones de flujos de potencia, de voltaje entre otras. Estos modelos de optimización se conocen como OPF<sup>iv</sup>. Para incorporar los ESS se agregan restricciones y costos adicionales en la función objetivo, considerando que además de las centrales convencionales existen equipos de almacenamiento despachables y sin límite de capacidad en cada barra del sistema. De esta forma la solución del problema de optimización define el despacho óptimo, desde un punto de vista económico, de los ESS en cada barra, lo cual finalmente se traduce en la capacidad que se debe instalar en cada nodo para satisfacer dicho despacho. Este tipo de trabajos solo aprovechan las ventajas económicas de los ESS pero no consideran la estabilidad del sistema eléctrico.

Otros trabajos apuntan a disminuir los costos operativos del SEP, definiendo como función objetivo la minimización de las pérdidas totales, incorporando restricciones técnicas en régimen permanente en cuanto a márgenes aceptables de voltajes y ángulos en los diferentes nodos, entre otros. En todos estos escenarios, los problemas de optimización son no lineales y no convexos, por lo que las metodologías propuestas para encontrar las soluciones son generalmente algoritmos genéticos o bien reglas heurísticas [21]–[24].

A pesar de los numerosos reportes indicando que los equipos ESS si contribuyen a mejorar la estabilidad del SEP [5][8]–[10], aún persiste la problemática no resuelta de cómo esta contribución varía en función de la localización de estos equipos en el sistema

---

<sup>iv</sup> Por su sigla en Inglés Optimal Power Flow

eléctrico. Además, dado el gran número de combinaciones posibles de localización en los diferentes nodos de la red, es de esperar que exista una o varias localizaciones óptimas que garanticen un mayor apoyo a la estabilidad de los SEP. De esta forma, se está desaprovechando el soporte dinámico que pueden prestar los equipos ESS en los SEP actuales, el cual es clave para mantener la seguridad en los sistemas eléctricos frente a altos niveles de generación no convencional conectada mediante dispositivos de electrónica de potencia. Más aún, se está subvalorando el real aporte que pueden llegar a tener los equipos ESS en los SEP, tanto en los aspectos económicos como técnicos, ya sea en operación normal o durante contingencias.

Esta tesis se enfoca en el problema de localización óptima de sistemas de almacenamiento a nivel de transmisión, de forma de maximizar su contribución a la estabilidad del sistema eléctrico. La metodología propuesta incluye diferentes escenarios de contingencias, de niveles de penetración de ERNC, de puntos de operación y considerando el comportamiento dinámico de los diferentes elementos del SEP.

## **1.2. Hipótesis**

Este trabajo postula que diferentes localizaciones de equipos de almacenamiento en sistema eléctricos debiesen tener diferentes impactos su estabilidad. En particular, se espera que una localización óptima y no trivial de ESS permita mejorar la estabilidad del sistema.

## **1.3. Objetivos**

### **1.3.1. Objetivo general**

El objetivo general de esta tesis es desarrollar una metodología para localizar de forma óptima equipos de almacenamiento, de forma tal de mejorar la estabilidad del sistema eléctrico.

### **1.3.2. Objetivos específicos**

1. Conocer el estado del arte de los equipos ESS, recopilando información técnica y económica actual, así como las proyecciones de desarrollo futuro.
2. Definir criterios para evaluar la estabilidad del sistema y su relación con la ubicación de los equipos de almacenamiento en la red.
3. Desarrollar un algoritmo de optimización usando criterios de estabilidad para localizar los equipos ESS en los sistemas eléctricos.
4. Implementar la metodología desarrollada considerando un caso de estudio particular.
5. Evaluar el aumento del mejoramiento de la estabilidad con simulaciones dinámicas considerando el resultado de la ubicación de los equipos ESS obtenido de la metodología propuesta.

## **1.4. Alcance**

En esta tesis, se asume que en el futuro los equipos ESS formarán parte de las soluciones a considerar en los planes de expansión y planificación de los SEP, debido al aumento de la generación mediante ERNC.

A lo largo del análisis se considera que la capacidad óptima, tanto de potencia como de energía, de los equipos ESS a instalar en la red son un dato de entrada y el resultado de un estudio de planificación previo.

## Capítulo 2: Marco teórico

En esta sección se realiza una descripción de los conceptos teóricos, así como también de las características técnicas de los diferentes equipos de almacenamiento considerados en el desarrollo de esta tesis, para poder tener un entendimiento acabado del problema planteado.

### 2.1. Descripción de sistemas de almacenamiento

Los equipos de almacenamiento pueden acumular energía de forma mecánica, calórica o química. En la actualidad el tipo de almacenamiento más usado a nivel mundial consiste en centrales de bombeo, las cuales consisten en embalses que se llenan bombeando agua desde alguna fuente disponible aguas abajo en horas de bajos precios de energía, y luego la turbinan cuando sea necesario. Este tipo de almacenamiento representa, de acuerdo a datos del año 2010, alrededor del 99% de la potencia instalada a nivel mundial en ESS, equivalentes a 127.000 [MW][25]. El resto de la capacidad instalada por tipo de ESS se pueden observar en la Figura 2.1.1.

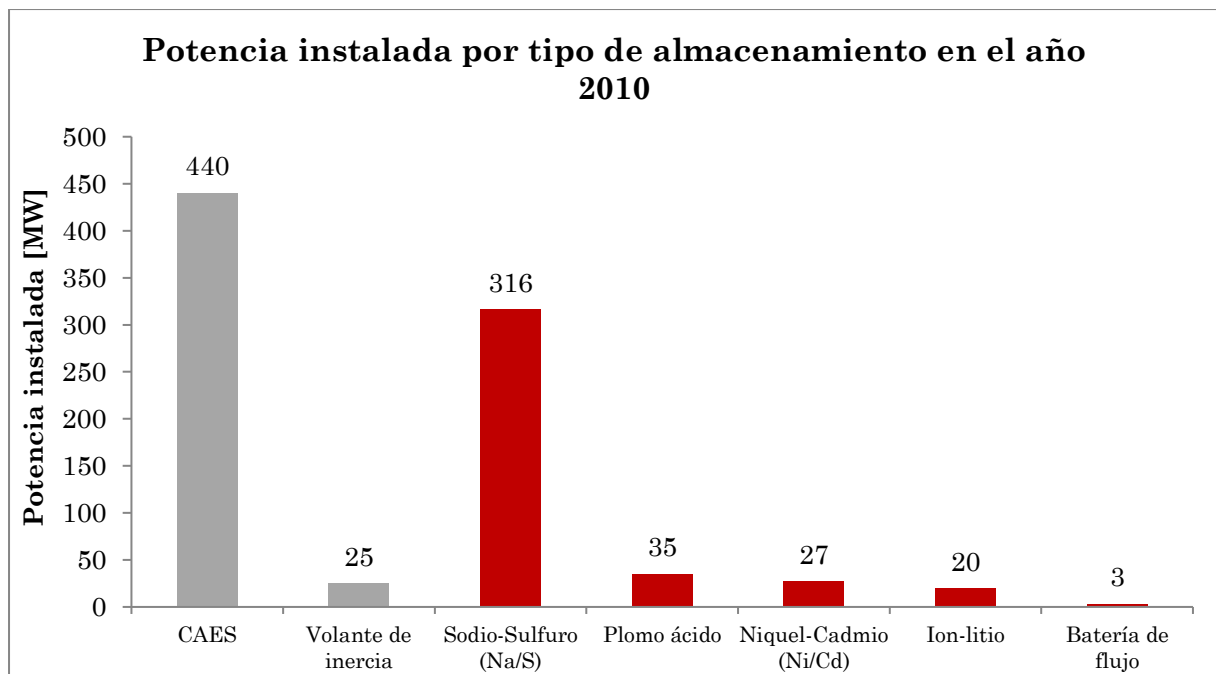


Figura 2.1.1: Gráfico de potencia instalada al año 2010 en ESS por tipo de tecnología [25].

En rojo destacan los equipos de almacenamiento que corresponden a baterías, mientras que en gris se encuentran los medios de acumulación mecánicos de energía. Se puede observar que al año 2010 el total de la potencia instalada en baterías correspondía a alrededor de 400 [MW], casi igualando a los sistemas mecánicos que sumaban un total de 465 [MW] y siendo la del tipo sodio-sulfuro la más usada.

### 2.1.1. Tipos de ESS

A continuación, se describen los diferentes tipos de sistemas de almacenamientos disponibles actualmente, así como sus principales características.

1) Sistemas de almacenamiento por aire comprimido (CAES<sup>v</sup>): Este consiste en el almacenamiento de energía mediante aire comprimido, el cual se puede almacenar en reservorios subterráneos naturales o en contenedores exteriores especialmente diseñados para esto. El proceso de generación usando el aire almacenado se puede resumir en tres grandes etapas [26]:

- Liberar el aire comprimido contenido en el reservorio.
- Precalear el aire que se encuentra a baja temperatura y alta presión.
- Dirigir el aire precalentado a una turbina de expansión, la cual acciona un generador eléctrico.

En la Figura 2.1.2 se muestra un esquema de un sistema CAES clásico.

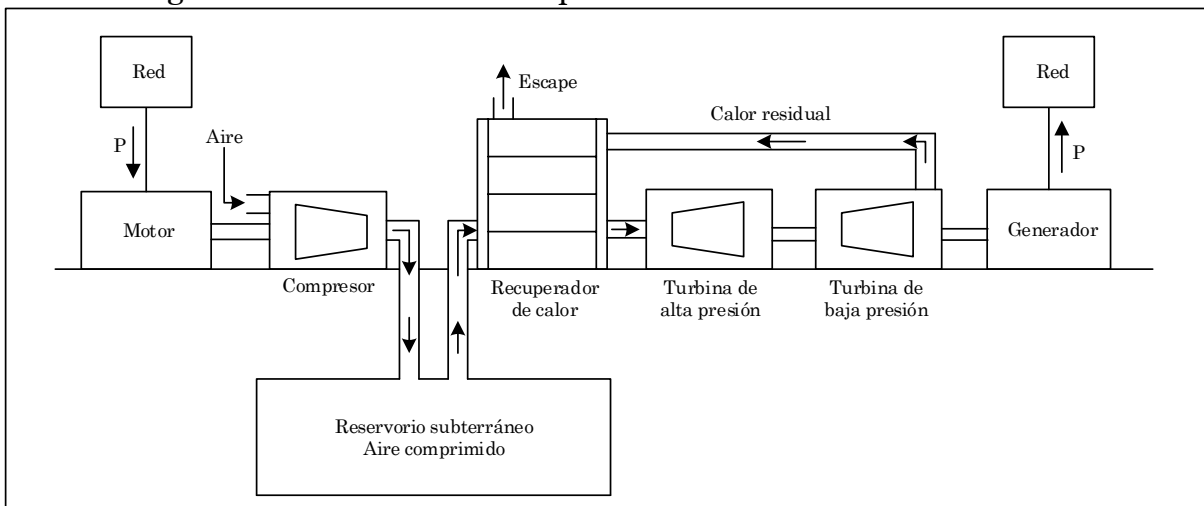


Figura 2.1.2: Esquema de sistema de almacenamiento CAES [27].

Como se observa en la figura anterior, es necesario cargar el aire comprimido en el reservorio usando un motor y un compresor consumiendo potencia. Esto en general se realiza en horas de precios bajos, para luego usar el aire comprimido para accionar el generador y suministrar energía en horas de mayor demanda. Los CAES pueden llegar a ser sistemas de gran capacidad (>100 [MW]). En la actualidad se encuentra instalada una planta en Alemania de 290 [MW] y otra en Estados Unidos de 110 [MW] [27].

Las principales ventajas que presenta esta tecnología es el hecho de poder suministrar una alta capacidad de almacenamiento con costos de inversión relativamente bajos, de alrededor de 400 a 500 [\$/kW], además de ser una tecnología madura [26]. Por otro lado, las principales desventajas corresponden a las restricciones geológicas asociadas a la disponibilidad de emplazamientos que presentan los requerimientos necesarios para instalar la planta. Además de esto, se encuentran los costos de

<sup>v</sup> Por su sigla en inglés Compressed Air Energy Storage

exploración geológica, los cuales en general son elevados y altamente riesgosos. Finalmente, el proceso termodinámico de generación es altamente ineficiente en comparación, por ejemplo, con los procesos químicos de las baterías [26][28].

Los equipos CAES tienen una larga vida útil (de alrededor de 40 años) y una eficiencia energética de aproximadamente 42 al 54% [27][28]. Además de necesitar un reservorio especial es necesario precalentar el aire al momento de ingresarlo a las turbinas que mueven los generadores, para lo cual se pueden usar combustibles fósiles como gas natural o bien el calor que se genera en el proceso de expansión.

- 2) Volantes de inercia: Estos equipos se encargan de realizar el almacenamiento bajo la forma de energía cinética acumulada en partes giratorias, las cuales típicamente consisten en un rotor. En general son de pequeña capacidad (<1 [MW]) pero su tiempo de acción es del orden de los segundos, por lo que puede prestar servicios de respuesta rápida ante conexiones intempestivas de carga o desconexiones de generación para contribuir al control de frecuencia.

A pesar de ser una tecnología madura y en uso, con una eficiencia del orden del 89 al 95%, el suministro de energía que pueden prestar es por ventanas de tiempo de segundos a unos pocos minutos [26][29]. Es por esta razón que su uso está pensado principalmente para aplicaciones de potencia, por ejemplo, para cargas con suministro ininterrumpible o UTS<sup>vi</sup> durante cortes de suministro de corta duración ( $\approx 3$  [seg]). También tienen importantes usos en la amortiguación de oscilaciones de potencia para breves lapsos de tiempo, producto de bruscas variaciones en la generación de plantas solares y eólicas, en el caso de una intempestiva disminución de la radiación o de la velocidad del viento [29]. Tienen costos de inversión relativamente altos, que bordean los 1600 a 3000 [\$/kW] [28].

- 3) Sistemas de almacenamiento por superconducción magnética (SMES<sup>vii</sup>): Este tipo de dispositivos corresponden a equipos que almacenan energía bajo la forma de campos magnéticos, creados mediante corriente continua circulante por bobinas superconductoras [30]. Las bobinas adquieren su estado superconductor al ser enfriadas criogénicamente por debajo de su temperatura crítica de superconducción. Estos sistemas se caracterizan por tener altas eficiencias por sobre el 90% [30] (sin considerar los sistemas de refrigeración) y pueden descargarse de forma instantánea en tiempos del orden de los milisegundos [31]. De esta forma, los equipos SMES se encuentran orientados a aplicaciones de potencia, que en general consisten en prestar apoyo durante caídas de voltaje en fallas, regulación de frecuencia y suministro de potencia durante cortes de suministros momentáneos y breves [31].

Una de las mayores desventajas de estos medios de almacenamiento son sus altos costos de inversión, que alcanzan desde los 1.000 hasta los 10.000 [\$/kW] [27]. Estos equipos presentan una de las mayores densidades de potencia entre los sistemas de almacenamiento, alcanzando hasta 40 [MJ/m<sup>3</sup>] [27].

---

<sup>vi</sup> Por su sigla en inglés Uninterruptible Power Systems

<sup>vii</sup> Por su sigla en inglés Superconductive Magnetic Energy Storage

- 4) **Supercondensadores:** Estos equipos están constituidos, al igual que las baterías, de celdas electroquímicas compuestas por dos electrodos conductores, un electrolito y una membrana porosa a través de la cual pueden circular iones entre los electrolitos [27]. Lo que diferencia las baterías de los supercondensadores es el hecho de que no ocurren reacciones de óxido-reducción, dado que el voltaje de operación es muy bajo para que esto ocurra. En su lugar, se almacena carga electrostática en la superficie que delimita la frontera entre las placas de los electrodos y el electrolito. Dado que el voltaje operacional de cada celda es del orden de los 3 [V], son necesarios muchos módulos en paralelo para alcanzar el voltaje deseado para un SEP convencional [27][30].

Una vez más, los tiempos de descarga de los supercondensadores se encuentran en el orden de los milisegundos, por lo que se usan principalmente en aplicaciones de potencia. Tienen altas eficiencias del orden del 90% y poseen costos de inversión que se encuentran en un rango de 100 a 300 [\$/kW] [27][28].

- 5) **Baterías de sodio-sulfuro:** Este tipo de dispositivos consisten en celdas constituidas por un electrodo negativo central compuesto de una solución electrolítica de sodio, junto con un electrodo positivo compuesto por sulfuro, los cuales se encuentran separados por un electrolito sólido de beta-aluminio [4]. En la Figura 2.1.3 se muestra un diagrama estructural de este tipo de baterías.

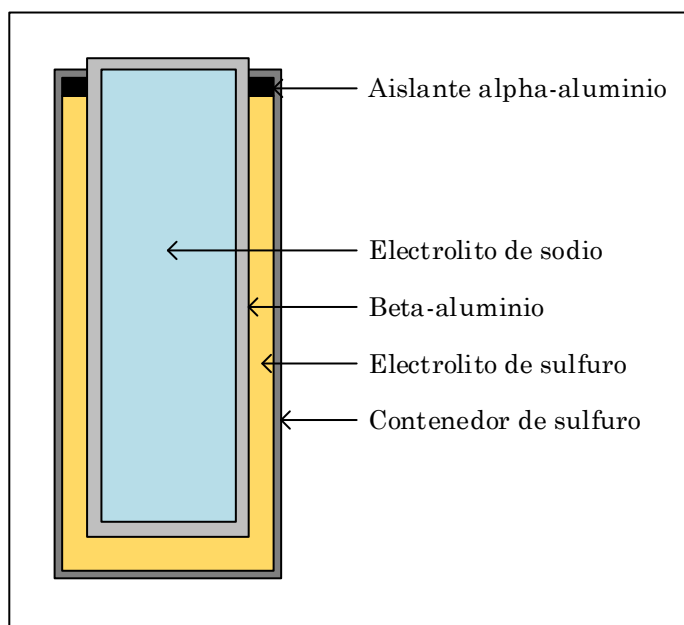


Figura 2.1.3: Esquema de una batería de Sodio-Sulfuro [26].

La reacción de óxido-reducción es reversible y se debe realizar a una temperatura de operación de 300°C. En general este tipo de baterías tiene una buena densidad energética junto con una buena cantidad de ciclos de carga y descarga, los cuales varían entre 2500 y 5000 con una eficiencia que bordea el 80% [25]. Por estas razones, este tipo de BESS se suelen usar para aplicaciones de recorte de punta.

- 6) **Baterías de plomo ácido:** Este tipo de BESS es de las más maduras en el mercado y se ha desarrollado desde hace ya bastantes décadas. En este caso el electrodo negativo



está constituido por plomo mientras que el electrodo positivo corresponde a óxido de plomo. Ambos se encuentran en una solución acuosa de ácido sulfúrico [27].

Las principales ventajas que presentan este tipo de baterías es su alta eficiencia (alrededor del 72 al 78%) en relación con sus bajos costos de inversión [32]. Sin embargo, estas ventajas son compensadas por una vida útil que se encuentra entre las más bajas dentro de las tecnologías de BESS existentes (entre 5 a 15 años), con una estimación de 1200 a 1800 ciclos [27]. Finalmente, pueden tener un alto impacto medioambiental al no ser manejadas con precaución por posibles derramamientos de ácido sulfúrico, razón por la cual también es relevante su correcto reciclaje una vez acabada su vida útil.

- 7) **Baterías de flujo:** Este tipo de tecnología almacena las soluciones electrolíticas necesarias para la reacción de óxido-reducción en tanques separados, las cuales se hacen fluir mediante un sistema de bombas a las diferentes celdas que conforman la batería. En la Figura 2.1.4 se muestra un esquema de este tipo de configuración [26].

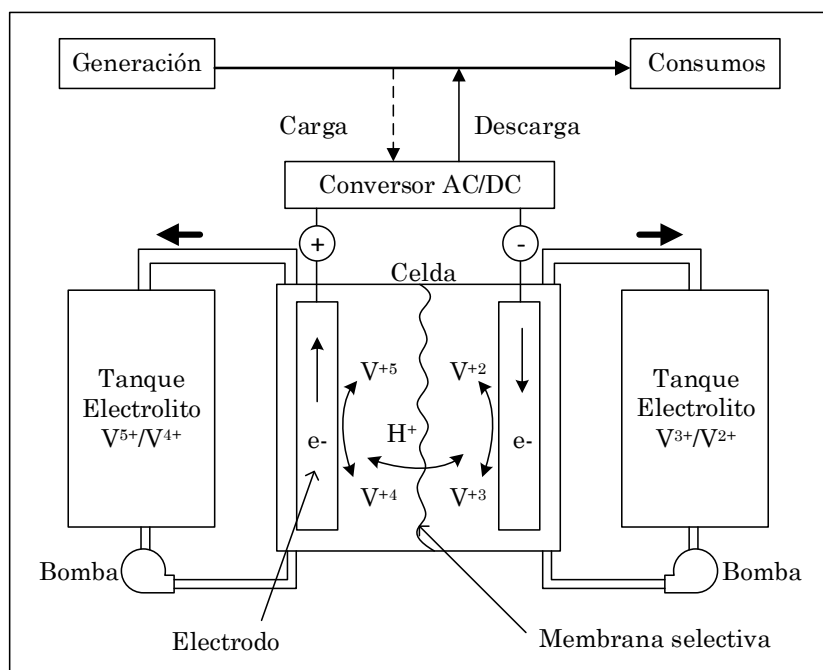


Figura 2.1.4: Esquema de batería de flujo de Vanadio redox [26].

Dentro de este tipo de baterías, la más avanzada a la fecha corresponde a la de redox Vanadio que se puede ver en la Figura 2.1.4. Los electrodos no se consumen dado que son las soluciones electrolíticas las que se encuentran involucradas en la reacción de óxido-reducción, cambiando sus concentraciones respectivas. Esto permite aumentar considerablemente su vida útil alcanzando entre 15 a 20 años con 100 ciclos de carga/descarga al año con un DoD<sup>viii</sup> del 100% [27].

Las principales desventajas corresponden a un aumento considerable en los costos de inversión, principalmente por la necesidad de todos los sistemas mecánicos y de medición necesarios para mantener el bombeo. Además de esto, dado que un BESS

<sup>viii</sup> Por su sigla en inglés Depth of Discharge

convencional debe estar compuesto por varias de las celdas que se muestran en la Figura 2.1.4, se incrementan los problemas de diseño y mantención del sistema. Este tipo de baterías pueden alcanzar rendimientos del 70 al 75%. Finalmente, poseen la menor densidad de energía entre todos los tipos de tecnología, lo cual reduce su potencial de uso para aplicaciones en estado no estacionario [26][27][32].

- 8) Baterías Níquel-Cadmio: Este tipo de tecnología se ha desarrollado desde los años 50 y tiene un funcionamiento muy similar al de las baterías de plomo ácido. En este caso el níquel corresponde al electrodo positivo mientras que el cadmio al negativo. Tienen una vida útil mayor que las baterías de plomo ácido, alcanzando más de 3500 ciclos de carga/descarga. Sin embargo este valor es altamente dependiente del DoD, alcanzando valores de hasta 50.000 ciclos con un DoD del 10% [27][33].

Tienen rendimientos del orden del 72 al 78%. Una de las principales desventajas que presentan son sus altos niveles de toxicidad, la cual es un potencial peligro tanto para usuarios como para el medio ambiente. Sin embargo son fácilmente reciclables al final de su vida útil [32].

- 9) Baterías de Ion-Litio: En este tipo de baterías el ánodo consiste en carbón bajo la forma de capas de grafeno, mientras que el cátodo se encuentra formado por un compuesto que contiene un óxido de litio que también se encuentra en capas. Ambos electrodos pueden absorber o entregar átomos de litio (dependiendo de si la batería se carga o descarga), los cuales se desplazan entre uno y otro a través de un electrolito [34].

Durante el proceso de descarga, los átomos de litio que se encuentran unidos a la capa de grafeno rompen sus enlaces covalentes (quedando como iones litio) para quedar libres y desplazarse hacia el cátodo. De esta forma, quedan electrones libres en el ánodo, los cuales se trasladan mediante un circuito externo hasta el cátodo donde permiten que iones litio se unan a las estructuras en su forma oxidada [34].

Este tipo de baterías tiene la mayor densidad de energía para una densidad de potencia dada en relación con todos los otros tipos de BESS. Además de esto, tienen eficiencias del orden del 78% con una larga vida útil de 3500 ciclos [27]. Esto las hace inmensamente atractivas para implementarlas para almacenamiento a nivel de sistemas eléctricos. De hecho en la actualidad ya existen este tipo de BESS instalados en diferentes países, como por ejemplo un equipo con capacidad instalada de 12 [MW] propiedad de AES Gener en Chile [25]. La principal desventaja de este tipo de tecnología es su falta de madurez en el mercado, dado que aún están en investigación, además que sus altos costos han retrasado su implementación a nivel mundial.

En la Figura 2.1.5 se realiza una comparación entre la densidad de energía y potencia de cada una de las baterías descritas anteriormente.

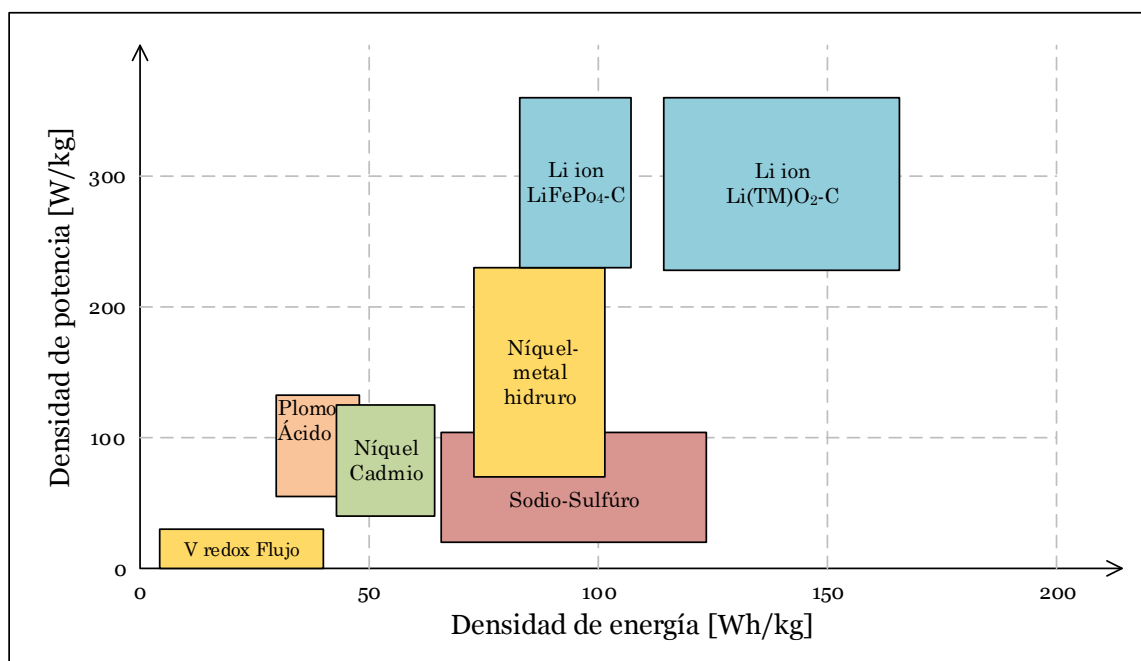


Figura 2.1.5: Densidad de energía y potencia para diferentes baterías [34].

En la Figura 2.1.5 se puede observar que las baterías de ion-litio presentan la mayor densidad de energía y de potencia, lo cual las hace buenas candidatas para aplicaciones tanto de potencia como de energía, durante régimen permanente y en contingencias. Por otro lado, las baterías de Vanadio redox poseen las mínimas densidades, por lo que se usan casi exclusivamente para aplicaciones de energía.

La Tabla 1 resumen con las principales características de cada uno de los sistemas de almacenamiento descritos.

	Máxima capacidad		Eficiencia [%]	Costos		Vida útil [ciclos]	Densidades	
	Potencia [MW]	Energía [MWh]		Potencia [\$/kW]	Energía [\$/kWh]		Energía [Wh/kg]	Potencia [W/kg]
PbO <sub>2</sub>	0,05-20	0,001-40	70-80	300-600	50-400	250-2.000	30-50	75-300
Ni-Cd	0,3-45	0,58-6,75	72-78	500-1.500	400-2.400	1.500-3.000	45-80	150-300
NaS	0,05-34	0,4-245	70-90	150-3.000	250-500	2.500	100-240	90-230
Li-ion	≤50	0,0015-64	75~100	175-4.000	500-2.500	1.500-3.500	75-200	150-2.000
VRB	0,03-12	1,2-120	70-88	175-1.500	150-1.000	13.000+	20-50	-
CAES	50-300	400-7.000	41-80	400-800	2-50	30.000	30-60	-
FESS	0,1-20	0,0052-5	80-95	250-350	1.000-5.000	20.000+	5-100	400-1.500
SMES	1-10	0-0,25	80-97	200-300	1.000-10.000	10.000+	0,5-6	500-2.600
SCESS	0,01-0,25	0,01-3	75-98	100-300	300-2.000	10.000+	2-20	500-12.000

Legenda: “PbO<sub>2</sub>” batería plomo ácido, “Ni-Cd” batería níquel cadmio, “NaS” batería sodio sulfuro, “Li-ion” batería ion litio, “VRB<sup>ix</sup>” batería de vanadio redox, “FESS<sup>x</sup>” volante de inercia, “SCESS<sup>xi</sup>” súper condensador

Tabla 1: Comparación entre diferentes tipos de ESS [4], [11], [27], [35], [36].

<sup>ix</sup> Por su sigla en inglés Vanadium Redox Battery

<sup>x</sup> Por su sigla en inglés Flywheel Energy Storage System

<sup>xi</sup> Por su sigla en inglés Supercapacitor Energy Storage System

Los valores de la tabla anterior son referenciales y en muchos casos entregan un rango de valores posibles. Esto se debe a que ciertas características varían de acuerdo a la operación de cada equipo como por ejemplo la eficiencia, la cual depende del nivel de carga de los equipos BESS, o también los costos que varían dependiendo de cada fabricante y país. Por esta razón se recopilaron los rangos característicos encontrados en la literatura.

### 2.1.2. Aplicaciones de los sistemas de almacenamiento

Los ESS se pueden caracterizar por su densidad de potencia y su densidad de energía. La densidad de potencia indica cuanta energía se puede abastecer de forma instantánea al sistema para un volumen dado (del orden de los segundos a unos cuantos minutos), mientras que la densidad de energía está relacionada con una inyección sostenida y prolongada en una ventana de tiempo mayor (del orden de varios minutos a horas) [36]. En general, existe un compromiso entre estas dos variables y por lo tanto los equipos de almacenamiento tienen altos niveles sólo de uno de los tipos de densidad, lo cual condiciona el tipo de servicio que pueden prestar al SEP. En la Figura 2.1.6 se observa un gráfico que muestra la relación entre ambas densidades, también conocido como diagrama de Ragone [37], para diferentes tipos de tecnologías.

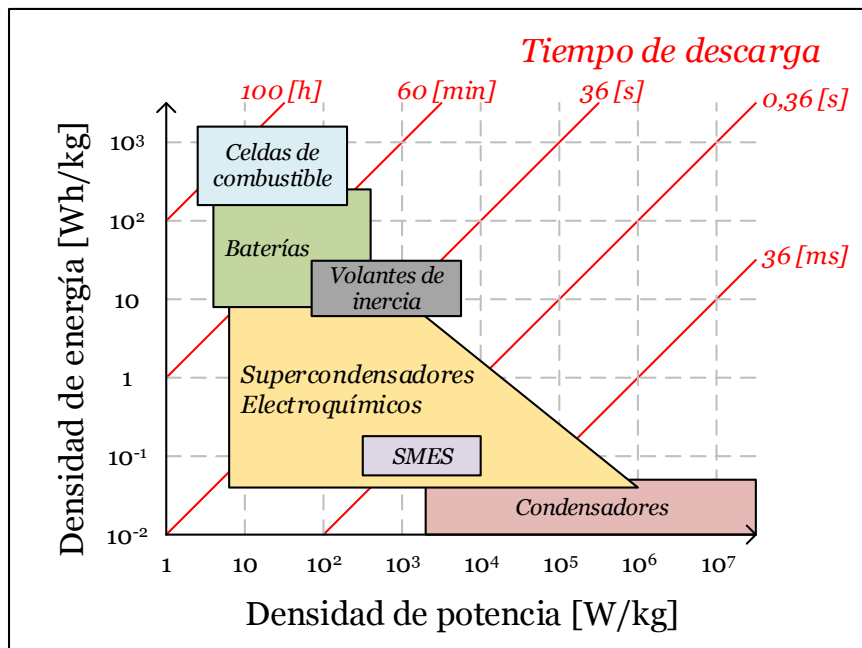


Figura 2.1.6: Diagrama de Ragone para diferentes tipos de ESS [38], [39].

Del gráfico anterior se observa que equipos con alta densidad de energía poseen baja densidad de potencia y altos tiempos de descarga. En esta categoría se encuentran las celdas de combustible y las baterías. En el otro extremo, dispositivos con altas densidades de potencia tienen baja densidad de energía y bajos tiempos de descarga, en general aquí se pueden encontrar diferentes tipos de condensadores y supercondensadores, SMES y los volantes de inercia. Dada la gran diferencia en los tiempos de descarga, los servicios que pueden prestar estos equipos son diferentes y se catalogan de acuerdo a si están orientados a aplicaciones de energía o potencia. La Tabla 2 muestra cómo, en general, se puede realizar esta división.

Aplicaciones de potencia		Aplicaciones de energía	
Tiempo de acción: Segundos		Tiempo de acción: Varios minutos	
Tiempo de acción: Varias horas		Tiempo de acción: Varias horas	
Tipo de servicios: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Compensación de flicker [40]</li> <li>▪ Compensación de voltaje [41]</li> <li>▪ Integración de ERNC</li> <li>▪ Estabilidad [6], [8]–[10], [42], [43]</li> </ul>		Tipo de servicios: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Reserva en giro [44][3]</li> <li>▪ Abastecimiento ininterrumpido [45]</li> <li>▪ Partida en negro</li> </ul>	
		Tipo de servicios: <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Nivelamiento de carga [2][3]</li> <li>▪ Venta de energía y participación en mercados de servicios complementarios [18]</li> </ul>	

Tabla 2: Servicios según tipo de ESS [32].

Además de los servicios anteriormente descritos, los sistemas de almacenamiento también pueden ayudar a mejorar la estabilidad del sistema gracias a sus características técnicas, en particular gracias a las capacidades de control de los equipos de electrónica de potencia como los convertidores. Estos últimos poseen rápidos tiempos de respuesta, lo cual les permite actuar rápidamente, incluso antes que generadores convencionales en caso de contingencias como se puede ver en la Figura 2.1.7 [5].

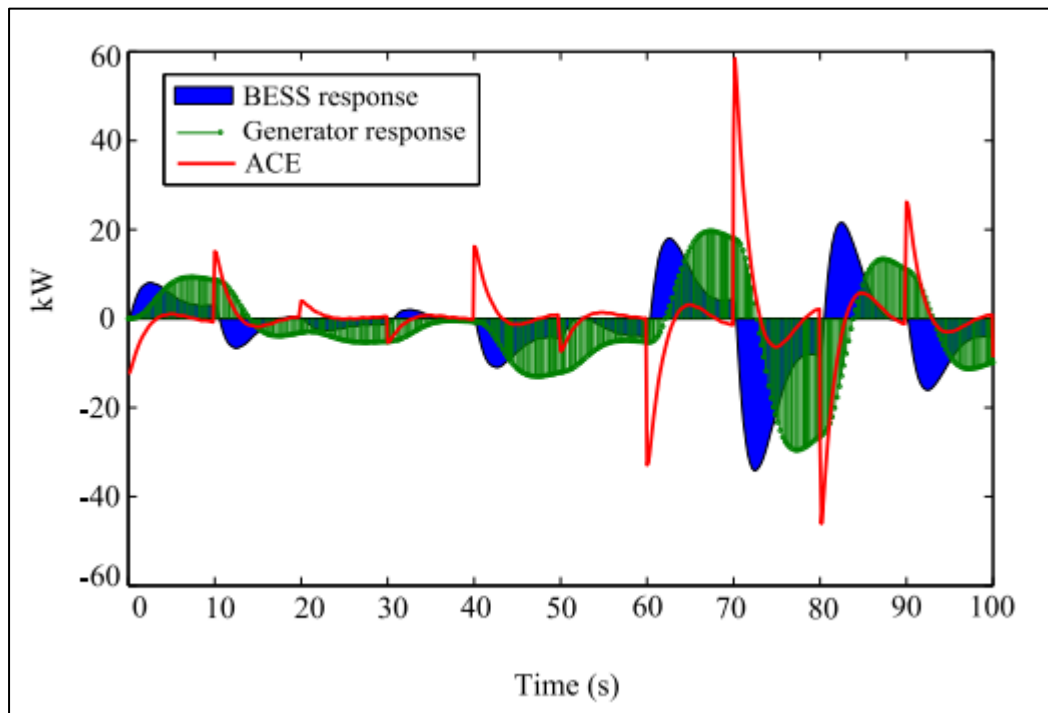


Figura 2.1.7: Respuesta de un equipo BESS frente a la de un generador síncrono frente a variaciones de la carga [5].

En la Figura 2.1.7 la curva roja representa el error de control de área en un SEP en el cual se produce un desbalance entre carga y generación. Para evitar un colapso de la frecuencia es necesario contrarrestar el desbalance (graficado en rojo) lo antes posible. En azul se encuentra graficada la respuesta de un equipo BESS, mientras que en verde se tiene la respuesta de un generador síncrono convencional. A partir del gráfico es claro que el comportamiento del sistema de baterías es mucho más rápido que el del generador síncrono, el cual puede tener retrasos de hasta algunos segundos respecto al sistema de baterías [5].

Otros trabajos han demostrado como equipos BESS con respuesta inercial virtual en microrredes aisladas pueden mejorar drásticamente su estabilidad transitoria [7]. Esto último se observa mediante análisis modal, el cual muestra que con una capacidad instalada adecuada de baterías en el sistema, los modos originalmente inestables pasan a ser bien amortiguados. También se llevan a cabo simulaciones dinámicas, en las cuales se aplica un escalón de potencia para alterar el balance carga-generación y se observa que en presencia de dispositivos BESS la excursión de la frecuencia del sistema es mucho menor.

Otras opciones que se han analizado es la incorporación de equipos ESS híbridos (HESS<sup>xii</sup>) para mejorar la estabilidad transitoria y proveer también regulación de voltaje en el SEP [6]. Por ejemplo, la incorporación de un dispositivo STATCOM junto con un equipo de baterías, con estrategias de control no lineales, permite introducir un mayor amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, así como también una mejor recuperación del voltaje frente a cortos circuitos trifásicos, la perturbación más severa que puede experimentar un SEP [6].

Además de los rápidos tiempos de respuesta de los equipos de electrónica de potencia, el hecho de poder controlar la inyección de potencia activa y reactiva de forma independiente (aspecto que se detalla en secciones posteriores), permite implementar esquemas de control específicamente diseñados para mejorar la estabilidad del sistema como se muestra en [43]. En este caso, se define un control estabilizador para modificar las inyecciones de potencia de acuerdo con variaciones en, por ejemplo, la velocidad del rotor de una máquina crítica del sistema, que en este caso se define como aquella con mayor energía cinética. Esta estrategia también toma en cuenta variaciones de los voltajes internos de los generadores del sistema mediante mediciones en tiempo real. A través de simulaciones dinámicas en un sistema de 24 barras en el que se instalan dos equipos BESS de 100 [MVA] de capacidad, y en el que se realizan fallas con una duración de 0,27 [s], se evalúa la efectividad de la estrategia de control propuesta en la estabilidad transitoria del SEP. Los resultados obtenidos se muestran en la Figura 2.1.8.

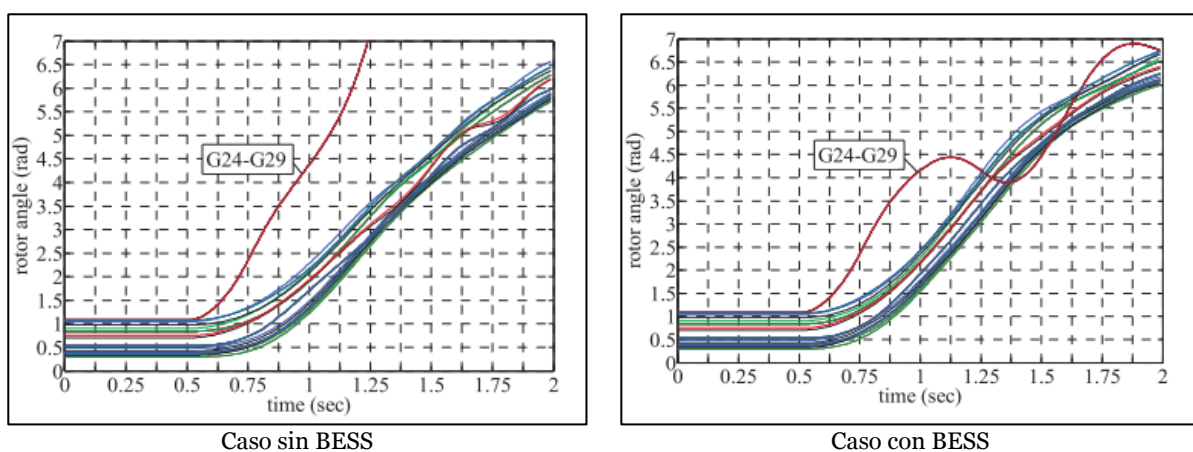


Figura 2.1.8: Estabilidad transitoria frente a fallas con y sin equipos BESS [43].

En la Figura 2.1.8 se puede observar cómo la presencia de BESS con el esquema de control propuesto permite que las máquinas G24 y G29 se mantengan en sincronismo frente a una falla, cuando en condiciones sin BESS esto no es posible. Como conclusión se

<sup>xii</sup> Por su sigla en inglés Hybrid Energy Storage Systems

menciona que el mejoramiento de la estabilidad del SEP debería ser un factor a considerar a la hora de investigar la integración de sistemas BESS, además de sus funciones típicas de seguimiento y nivelamiento de carga. También se enfatiza que una instalación distribuida de los equipos BESS es preferible para mejorar la estabilidad transitoria del sistema en términos de los voltajes de las diferentes barras.

En [42], un trabajo desarrollado por los mismos autores de la publicación anterior, se realiza un análisis del aumento de la estabilidad tanto transitoria como de voltaje en un SEP, gracias a la instalación de equipos BESS. En este caso los sistemas de baterías se encuentran conectados en extra alta tensión, en un caso que considera la zona oeste del sistema eléctrico japonés. Una vez más se implementan esquemas de control independientes para las inyecciones de potencia activa y reactiva de los BESS, en función de mediciones de las velocidades de giro y de voltajes internos de todas las máquinas generadoras mediante sistemas en línea conocidos como PMU<sup>xiii</sup>. En este caso se realizan simulaciones dinámicas de cortocircuitos trifásicos a tierra en la red de transmisión, con diferentes porcentajes de potencia instalada de equipos BESS en relación con la capacidad de generación, y ubicados de forma distribuida en la red. En la Figura 2.1.9 se muestran los resultados en la estabilidad de voltaje en los casos con y sin BESS.

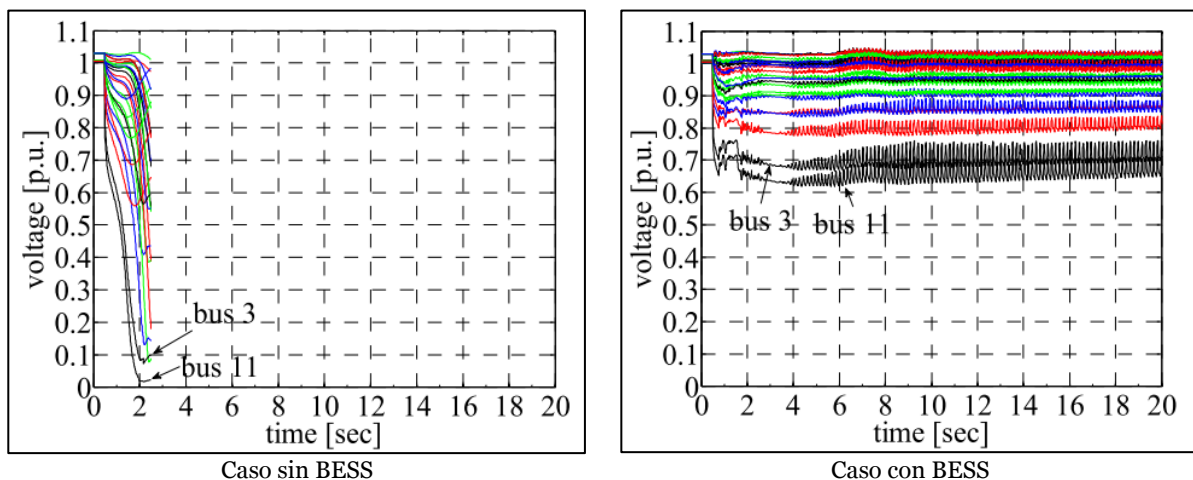


Figura 2.1.9: Estabilidad de voltaje frente a fallas con y sin equipos BESS [42].

Como se puede observar en la figura anterior, la presencia de equipos BESS con esquemas de control independientes para la potencia activa y reactiva permiten evitar un colapso de tensión en el sistema eléctrico, gracias a sus rápidos tiempos de acción.

Dado que la rapidez de la respuesta de los equipos ESS es clave para mejorar la estabilidad del sistema, en general se debiesen favorecer los equipos con densidades de potencia altas como volantes de inercia, supercondensadores y SMES que pueden descargarse rápidamente aportando con grandes cantidades de potencia. Sin embargo, la planificación tanto de la operación como de la expansión de los sistemas de transmisión se hace fundamentalmente en base a criterios económicos. Es por esta razón que se espera que en estos procesos predominen dispositivos con altas densidades de energía, los cuales pueden entregar servicios que ayudan a disminuir los costos de operación, así como también las inversiones en transmisión y la variabilidad e incertidumbre de los ERNC. Es

<sup>xiii</sup> Por su sigla en inglés Phasor Measurement Units

en esta categoría en la que se encuentran los equipos BESS [4]. A pesar de tener densidades de potencia menores, estos equipos son capaces de prestar servicios con mayor rapidez que los generadores convencionales, y por lo tanto también pueden ayudar a mejorar la estabilidad del sistema, siempre que sus controladores y localización en el SEP sean los adecuados. Es por esta razón que el trabajo de esta tesis se centra en la localización de equipos BESS. En particular, dadas las características de estos equipos presentadas en la Tabla 1 se considerará el uso de baterías de Ion-Litio, dado que presentan las mejores características técnicas en cuanto a densidad de energía y potencia, las cuales son claves para mejorar la estabilidad del SEP.

## 2.2. Características técnicas de los BESS

Los sistemas de almacenamiento tipo BESS generalmente están constituidos por varias celdas de alguna de las tecnologías mencionadas y descritas en la sección anterior. Cada celda tiene un voltaje nominal  $V_{nom}$  así como una cantidad de carga horaria  $I_{nom}$  nominal que puede abastecer, medida en [Ah].

Arreglos en serie de “n” de estas celdas permiten tener una batería equivalente de mayor voltaje e igual a  $V_{eq} = n \cdot V_{nom}$ , pero con la misma cantidad de corriente que una celda individual. Por otro lado, celdas conectadas en paralelo mantienen el voltaje nominal pero aumentan proporcionalmente la cantidad de corriente entregada. De esta forma, un BESS convencional está conformado por varios arreglos serie de celdas que aumentan el voltaje al valor deseado, que están a su vez conectados en paralelo para simultáneamente incrementar la corriente. Finalmente, estos se conectan mediante un equipo de electrónica de potencia, típicamente un convertor compuesto por transistores, para poder conectarse al sistema en corriente alterna. En la Figura 2.2.1 se muestra un esquema de esta configuración.

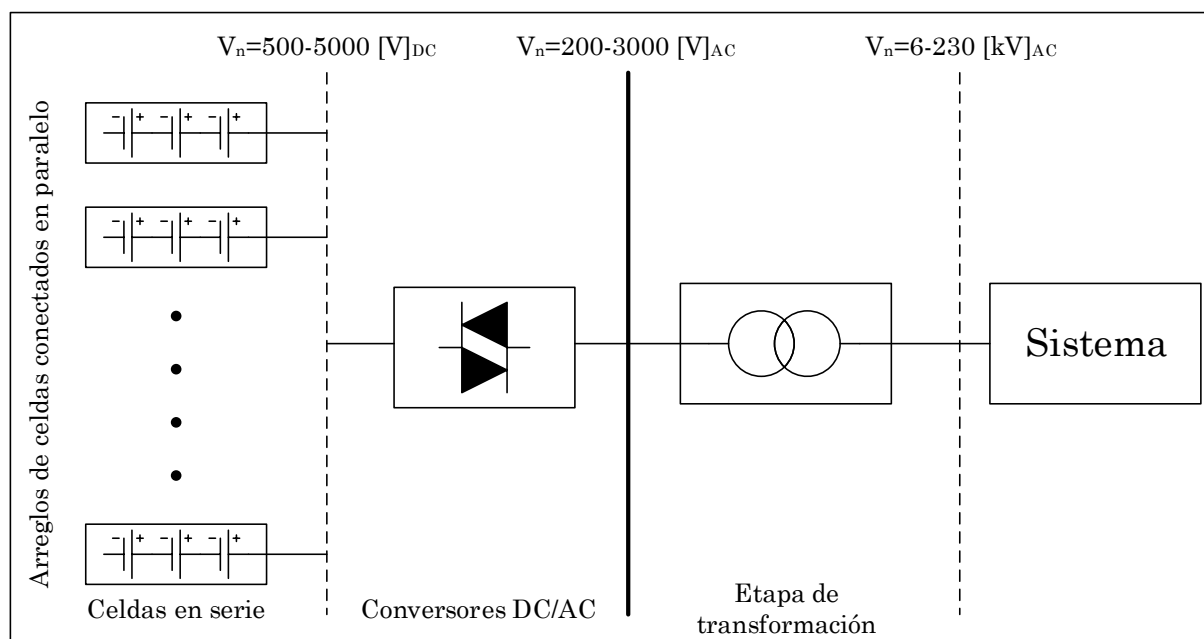


Figura 2.2.1: Esquema de BESS [32].



En el caso de los equipos BESS, la etapa de electrónica de potencia para conectarse a la red, está compuesta por una primera parte de conversión DC/DC que permite el control del estado de carga de las baterías. Una segunda etapa se encarga de la conversión DC/AC la cual es realizada por un inversor. Los convertidores DC/AC son equipos de electrónica de potencia compuestos por transistores BJT o bien por IGBT o IGCT, los cuales pueden ser controlados mediante modulación por ancho de pulsos (PWM<sup>xiv</sup>) para controlar la forma de onda de salida. Una de las principales ventajas que entregan este tipo de dispositivos es la posibilidad de responder rápidamente dada su alta frecuencia de switching. Sin embargo, también existen ciertas desventajas como una capacidad limitada para soportar sobre corrientes así como también la inyección de contaminación armónica [46], [47]. Típicamente los convertidores pueden soportar sobrecorrientes de hasta 1,2 veces su corriente nominal [47]–[49]. Además de esto, es necesario conectar el equipo junto con un filtro para minimizar la inyección de corrientes armónicas a la red. En general el tipo de filtro más simple que se usa es un reactor en serie con el sistema.

En el caso de las baterías el convertidor debe ser bidireccional, es decir, debe permitir tanto la inyección como el consumo de potencia activa, esto para que el BESS se pueda cargar y descargar de acuerdo a las necesidades del sistema.

Otra gran ventaja que poseen los equipos de electrónica de potencia, es que permiten estrategias de control independientes para potencia activa y reactiva. Esto es sumamente relevante en la metodología propuesta en esta tesis. A continuación, se describe en mayor detalle los esquemas de control que definen el funcionamiento de los equipos BESS, tanto en régimen normal de operación como durante contingencias.

### **2.2.1. Esquema de control en operación normal**

En esta sección se describen las estrategias de control que definen el funcionamiento de un equipo BESS en régimen permanente. El desarrollo está basado en los esquemas de control implementados en los convertidores de turbinas eólicas. Esto último no presenta un problema dado que la etapa de electrónica de potencia de interés corresponde a la de inversión DC/AC, la cual es común tanto para los sistemas de almacenamiento como para los generadores no convencionales como plantas fotovoltaicas y eólicas. Las diferencias entre los diferentes equipos se dan en los controladores orientados a la regulación de los generadores mismos, por ejemplo, en los algoritmos de MPPT para los sistemas fotovoltaicos o el control de estado de carga de las baterías.

Los esquemas de control que gobiernan el funcionamiento de los equipos BESS se encuentran principalmente implementados en la etapa de inversión de los convertidores, los cuales en condiciones normales de operación se comportan como una fuente de voltaje, modo también conocido como VSI<sup>xv</sup> [46]. La forma más común de llevar a cabo esto es mediante control vectorial, el cual consiste en transformar las variables de estado, como voltajes y corrientes trifásicos, en variables de estado estacionarias al cambiar de un marco de referencia estacionario a uno que rota junto con las variables trifásicas. Esta técnica permite pasar de las variables trifásicas “abc” a los ejes “dq” eliminando el comportamiento rotacional [47], [50].

---

<sup>xiv</sup> Por su sigla en inglés Pulse-Width Modulation

<sup>xv</sup> Por su sigla en inglés Voltage Source Inverter

La transformación vectorial se realiza en dos etapas. La primera consiste en pasar de las variables trifásicas  $x_a(t)$ ,  $x_b(t)$  y  $x_c(t)$  a las variables  $x_\alpha(t)$  y  $x_\beta(t)$  usando la transformada simplificada<sup>xvi</sup> de Clark que se muestra a continuación.

$$\begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (2.2.1)$$

Luego, es posible pasar a las coordenadas “dq” aplicando la transformada de Park que se encarga de hacer rotar el marco de referencia “ $\alpha\beta$ ” junto con las variables “abc”.

$$\begin{bmatrix} x_d \\ x_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta(t)) & \sin(\theta(t)) \\ -\sin(\theta(t)) & \cos(\theta(t)) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} x_\alpha \\ x_\beta \end{bmatrix} \quad (2.2.2)$$

Donde  $\theta(t)$  corresponde al ángulo definido por la velocidad de giro.

En general, los convertidores operan realizando una medición de las corrientes trifásicas en el punto de conexión, por lo tanto, las transformaciones permiten pasar las corrientes “abc” a los ejes “dq”. Con una correcta medición de  $\theta(t)$  las transformaciones permiten desacoplar las corrientes  $i_d$  e  $i_q$ , las cuales se pueden usar para lazos de control separados, permitiendo controlar las potencias activa y reactiva inyectadas por el convertidor de forma independiente. En la Figura 2.2.2 se muestra un diagrama de conexión típico entre el inversor del equipo BESS y el resto del sistema en el PCC<sup>xvii</sup>.

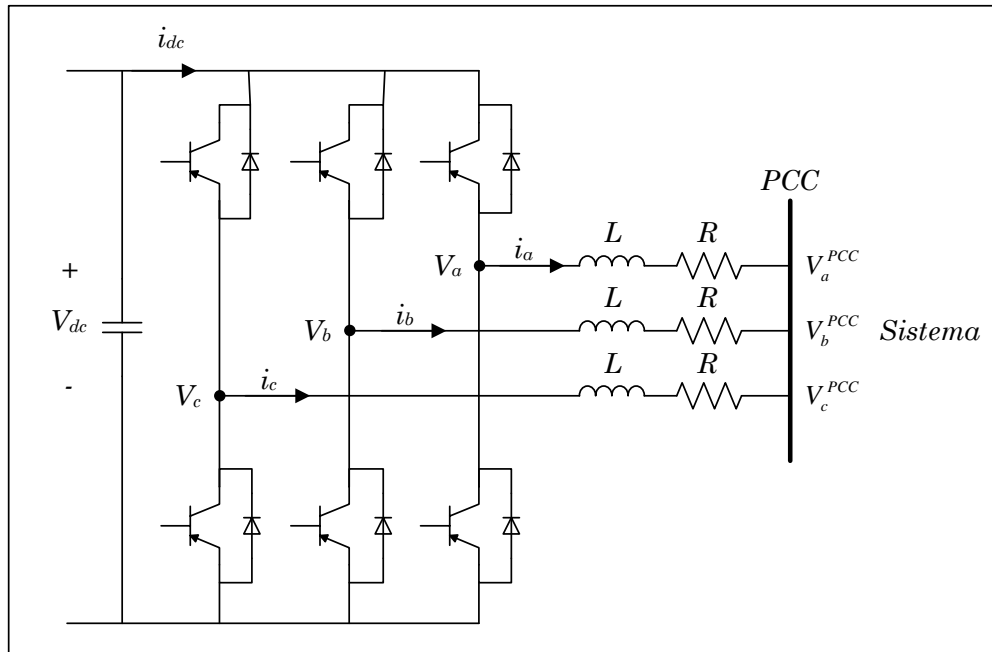


Figura 2.2.2: Esquema de conexión de convertidor a la red [47].

<sup>xvi</sup> La transformada entrega una tercera componente  $x_\gamma$  que se asume cero en condiciones normales de operación y de esta forma se puede simplificar la transformación general

<sup>xvii</sup> Por su sigla en inglés Point of Common Coupling

A partir del esquema anterior es directo deducir la ecuación diferencial que rige el comportamiento eléctrico en el punto de conexión del inversor, la cual corresponde a la de un filtro RL.

$$\begin{bmatrix} V_a(t) \\ V_b(t) \\ V_c(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_a^{PCC}(t) \\ V_b^{PCC}(t) \\ V_c^{PCC}(t) \end{bmatrix} + R \cdot \begin{bmatrix} i_a(t) \\ i_b(t) \\ i_c(t) \end{bmatrix} + L \cdot \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} i_a(t) \\ i_b(t) \\ i_c(t) \end{bmatrix} \quad (2.2.3)$$

El voltaje de salida del conversor en cada fase  $V_a(t)$ ,  $V_b(t)$  y  $V_c(t)$  depende de las señales PWM que activan y desactivan los tiristores de cada fase, modulando así el voltaje  $V_{dc}$  para obtener una señal sinusoidal de salida. Por otro lado, al aplicar las transformaciones descritas anteriormente para pasar a un marco de referencia “dq” rotatorio, la ecuación (2.2.3) queda escrita de la siguiente forma matricial [47].

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_d^{PCC} \\ V_q^{PCC} \end{bmatrix} + R \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + L \cdot \frac{d}{dt} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + L \cdot \begin{bmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (2.2.4)$$

Para que el funcionamiento del equipo BESS sea estable, es necesario que la potencia generada por las baterías sea igual a la energía demanda por la red en el PCC. En caso de haber un desbalance, el condensador paralelo que se encuentra entre la etapa de conversión DC/DC y el inversor debe reestablecerlo, absorbiendo o inyectando energía según se necesite. En la Figura 2.2.3 se esquematiza este balance.

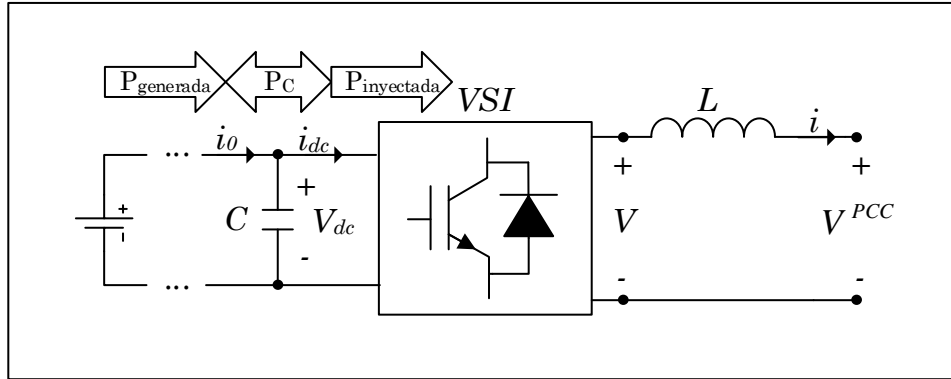


Figura 2.2.3: Balance de potencia en equipo BESS [47].

A partir de la Figura 2.2.3 es posible escribir la ecuación de balance energético instantánea del equipo de electrónica de potencia. Considerando un sistema sin pérdidas y trabajando en los ejes “dq” se tiene que [47]:

$$P = \frac{3}{2} \cdot (i_d \cdot V_d^{PCC} + i_q \cdot V_q^{PCC}) = -V_{dc} \cdot C \cdot \frac{dV_{dc}}{dt} + V_{dc} \cdot i_0 \quad (2.2.5)$$

Donde:  $V_d^{PCC}$  y  $V_q^{PCC}$  corresponden a las componentes en ejes “dq” del voltaje en el PCC  
 $i_d$  e  $i_q$  corresponden a las componentes en ejes “dq” de la corriente al PCC

A partir de la ecuación (2.2.5), se puede observar que el voltaje del condensador del enlace DC está sujeto al balance de potencia activa que generan las baterías definido por  $i_0$ , y el balance de potencia activa inyectada a la red definido por  $V$  e  $i$ . Desbalances

importantes en este equilibrio pueden generar sobretensiones que provoquen una desconexión del equipo, por lo que es necesario controlar el voltaje  $V_{dc}$  ya sea mediante un control de la potencia inyectada o de la potencia generada. El segundo caso se logra mediante un control de la etapa de conversión DC/DC, lo cual no es de interés en este trabajo dado que lo relevante es el comportamiento del equipo BESS frente a variaciones importantes en las corrientes y tensiones en el lado de la red. Es por esta razón que a continuación se describe la estrategia de control para el caso en el que el voltaje del condensador en el enlace DC se controla mediante la potencia inyectada al PCC.

En general, el esquema adoptado consiste en un control en cascada, compuesto por dos lazos de control, uno interno de corriente y otro externo de voltaje. El lazo de corriente se diseña para tener tiempos de respuesta rápidos, mientras que el lazo de voltaje tiene por objetivo una regulación que asegure la estabilidad del sistema, y por lo tanto en general es más lento [47].

De esta forma, el lazo de corriente se diseña considerando la planta del filtro de conexión al PCC (filtros LR, LCL, etc.) correspondientes a la ecuación (2.2.4). Por otro lado, el lazo de voltaje DC debe tomar en cuenta la función de transferencia de la planta que considera el condensador del enlace DC. En este trabajo no se detalla el lazo de voltaje DC, dado que el trabajo matemático es extenso dada la necesidad de linealizar fórmulas, así como también de incorporar las perturbaciones generadas por el conjunto de baterías y por la red, sin entregar información relevante para el desarrollo de esta tesis. Finalmente, el lazo de corriente entrega las referencias en ejes “dq”  $V_d^{PWM}$  y  $V_q^{PWM}$  al modulador PWM, el cual se encarga de definir la forma de onda de voltaje de salida del convertor  $V$ . En la Figura 2.2.4 se muestra un esquema general de esta estrategia.

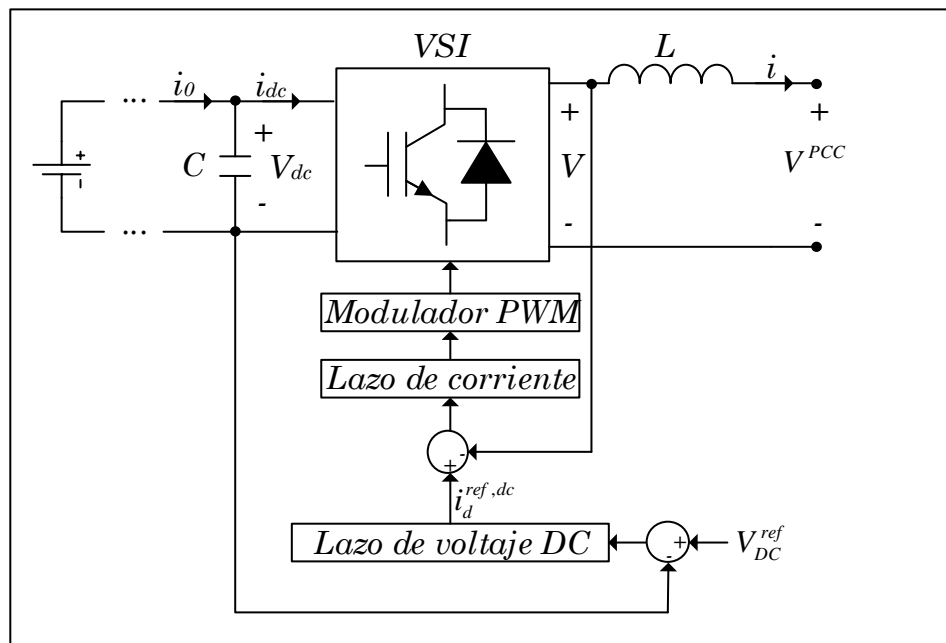


Figura 2.2.4: Control en cascada con lazo de corriente y lazo de voltaje DC [47].

La estrategia de control anterior debe también incorporar las consignas de potencia activa y reactiva que debe inyectar el equipo BESS de acuerdo con la operación definida ya sea por el operador del sistema o bien el propietario del equipo. En ese sentido, un aspecto clave de este esquema es que el control vectorial típicamente se realiza de forma

tal que la componente “d” del voltaje de salida  $V$  esté alineada con el voltaje de la red, con lo que se tiene que  $V_q = 0$  [47], [50]. De esta forma, las ecuaciones para la potencia activa y reactiva de salida del inversor quedan de la siguiente forma [47], [50]:

$$P = \frac{3}{2} \cdot V_d^{PCC} \cdot i_d \quad (2.2.6)$$

$$Q = -\frac{3}{2} \cdot V_q^{PCC} \cdot i_q \quad (2.2.7)$$

Las relaciones anteriores permiten realizar un control independiente entre los parámetros  $P - i_d$  y  $Q - i_q$ . De esta forma, es posible realizar mediciones de las potencias de salida del inversor  $P$  y  $Q$  que son inyectadas a la red, de forma tal de calcular el error respecto a las consignas definidas por el operador  $P^{ref}$  y  $Q^{ref}$ . Luego, a partir de estos errores es posible calcular las componentes en los ejes “dq” de las corrientes de referencia  $i_d^{ref}$  e  $i_q^{ref}$  de entrada para el lazo de corriente de forma tal que la modulación PWM ajuste las inyecciones a los valores requeridos. A pesar de se puede realizar una medición directa de  $P$  y  $Q$ , en general se realiza una medición del voltaje y de la corriente en el PCC y luego se calculan las potencias inyectadas mediante las siguientes fórmulas [47].

$$P = \frac{3}{2} \cdot (V_d^{PCC} \cdot i_d + V_q^{PCC} \cdot i_q) \quad (2.2.8)$$

$$Q = \frac{3}{2} \cdot (V_q^{PCC} \cdot i_d - V_d^{PCC} \cdot i_q) \quad (2.2.9)$$

El método anterior no sólo permite obtener las potencias inyectadas, sino que además permite detectar condiciones de operación anormales como fallas en la red, mediante variaciones inesperadas en el voltaje o corriente en el PCC. En la Figura 2.2.5 se presenta un esquema general que incorpora todos los lazos de control descritos anteriormente.

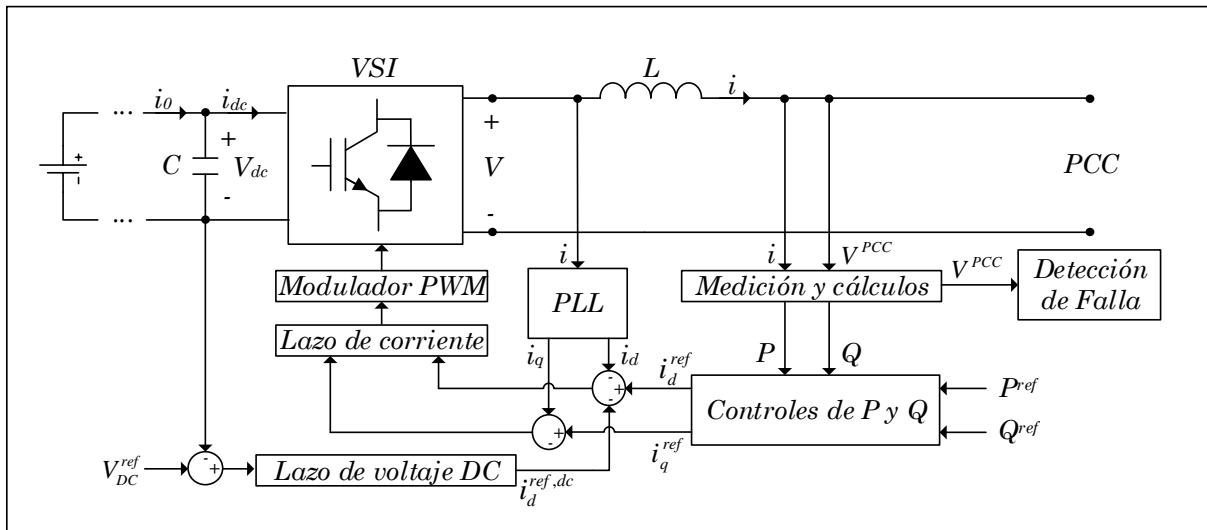


Figura 2.2.5: Esquema de control de inversor de equipo BESS en operación normal [48].

Es importante mencionar que el diseño de los esquemas de control (tanto para el lazo de corriente como el de voltaje, así como para las potencias activa y reactiva) se realizan

mediante controles proporcionales e integrales PI. Esta estrategia presenta un buen desempeño, dado que con una sintonización adecuada de los parámetros (ganancia y constantes de tiempo) se alcanza un buen compromiso entre buena dinámica para la salida del voltaje DC y una buena reducción del sobrepaso para la salida del voltaje AC [47]. En el esquema de la Figura 2.2.5, la transformación de las variables trifásicas a ejes “dq” se logra mediante un bloque PLL<sup>xviii</sup>, el cual corresponde a un lazo de seguimiento de fase que se encarga de calcular la diferencia angular  $\theta(t)$  entre las fases “abc” y una señal sinusoidal de referencia con la frecuencia del sistema [47], [50].

El aspecto más relevante que se puede concluir de los esquemas de control presentados anteriormente para el desarrollo de esta tesis es que los lazos de la potencia activa y reactiva son independientes. La primera se controla mediante la componente en el eje “d” de la corriente, mientras que la segunda mediante la componente en el eje “q”.

En operación normal, la referencia de la potencia activa  $P^{ref}$  viene dada por el despacho deseado para el equipo BESS, mientras que para la referencia de la potencia reactiva  $Q^{ref}$  se pueden definir varias estrategias de control entre las que destacan [47]:

- Factor de potencia unitario ( $Q = 0 \Rightarrow i_q = 0$ ) para máxima inyección o absorción de potencia activa [48].
- Control de voltaje en bornes o en el PCC [47].
- Control droop para inyección de corriente reactiva [51].

Durante contingencias como cortocircuitos en la red, los equipos BESS no tienen la obligación de permanecer conectados, por lo que pueden desconectarse para evitar sufrir daños. Sin embargo, en la actualidad se están implementando requerimientos para permanecer conectados durante fallas a medios de generación conectados por equipos de conversión como centrales eólicas y fotovoltaicas, lo que se conoce como requerimientos de Fault Ride Through. En este contexto, tiene sentido pensar que en el futuro se desarrollen servicios complementarios que permitan que los equipos BESS presten soporte de voltaje durante contingencias para ayudar a la estabilidad de los sistemas eléctricos. En este caso una posibilidad es que los mismos requerimientos de FRT para centrales ERNS se apliquen como opción del tipo servicio complementario para los sistemas de almacenamiento que deseen participar en dicho mercado.

A continuación, se describen las exigencias que existen hoy en el código alemán, uno de los primeros a nivel mundial en relación con requerimientos de Fault Ride Through. Adicionalmente se presentan los esquemas de control que deberían implementarse en los equipos convertidores de los sistemas BESS, para contribuir con soporte de corriente reactiva durante fallas en caso de implementarse un mercado en este contexto.

### **2.2.2. Requerimientos de FRT durante contingencias para ERNC**

Durante contingencias, como por ejemplo fallas equilibradas o desequilibradas en el sistema de transmisión, se producen grandes caídas de voltaje junto con un gran aumento de las corrientes circulantes. Por ejemplo, los generadores síncronos convencionales pueden llegar a generar corrientes de cortocircuito que alcanzan valores peak que son varias veces el valor nominal de la máquina [52]. Dependiendo de la normativa eléctrica

---

<sup>xviii</sup> Por su sigla en inglés Phase-Locked Loop

en cada país respecto a los requerimientos de FRT, es posible exigir requerimientos de apoyo a la estabilidad de voltaje mediante inyecciones de corrientes de cortocircuito a la red durante la falla. Estos mismos requerimientos de apoyo a la estabilidad de voltaje también podrían ser proveídos por los medios de almacenamiento en el futuro, pensando en el desarrollo de servicios complementarios que generen una remuneración por el apoyo de la estabilidad del sistema. Bajo esta lógica, dependiendo del nivel de la caída de tensión, es posible requerirle al equipo BESS que se mantenga conectado y operativo durante la falla, contribuyendo al sistema con inyecciones de corrientes reactivas de acuerdo a lo estipulado en la normativa respectiva.

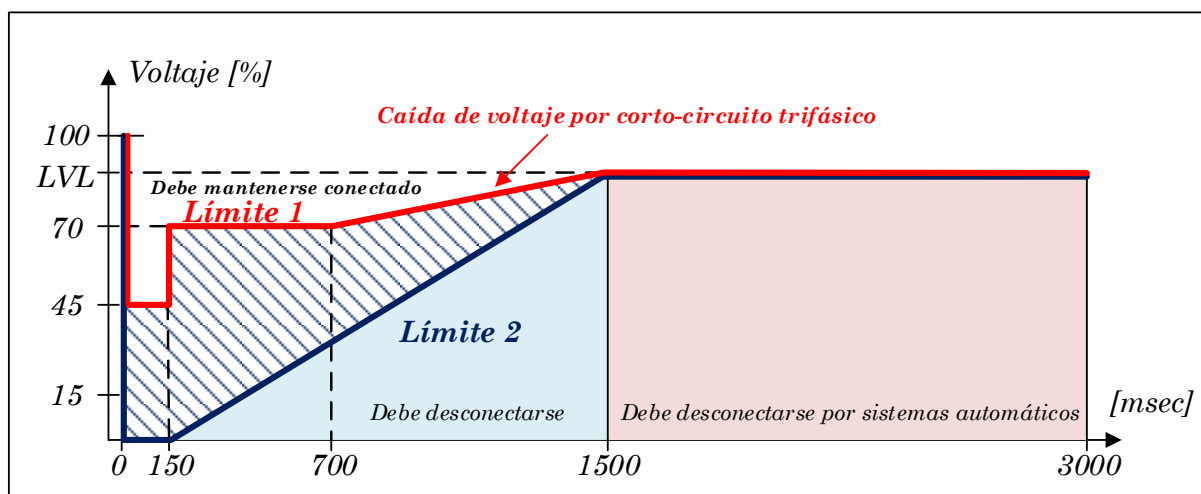


Figura 2.2.6: Límites de voltaje para desconexión de unidades generadoras durante fallas [53].

Un ejemplo de requerimientos de Fault Ride Through ampliamente referidos son los especificados en el código alemán de alta y extra alta tensión [53] definidos en la Figura 2.2.6. En este código se exige que, para unidades generadoras conectadas a la red mediante convertidores, como plantas eólicas y fotovoltaicas, que se encuentren conectadas en alta o extra alta tensión ( $>60$  [kV]), deberán mantenerse conectadas frente a cortocircuitos que generen caídas de tensión dentro de la zona achurrada de la Figura 2.2.6.

En el caso en el que el voltaje se encuentra entre los límites 1 y 2, se tienen los siguientes escenarios:

- Todas las unidades generadoras deben mantenerse conectadas durante la falla. Si por razones de restricciones propias de la planta esta no puede cumplir con el requerimiento anterior, entonces puede cambiar la línea límite mientras reduce de forma simultánea el tiempo de resincronización junto con una mínima inyección de corriente reactiva. Todo esto con el permiso del operador del sistema.
- Si una de las unidades generadoras se vuelve inestable o su sistema de protecciones actúa de forma automática, entonces está permitido una breve desconexión de la red previo acuerdo con el operador del sistema. Luego de la desconexión, la resincronización con la red debe efectuarse en los 2 [s] siguientes. La potencia activa inyectada debe aumentar al valor original con un gradiente de al menos 10% de la potencia nominal del generador por segundo.

En los siguientes escenarios las plantas generadoras deben desconectarse de la red:

- Si el voltaje en el PCC disminuye por debajo el 85% en modo de operación subexcitado, la planta debe desconectarse luego de 0,5 [s].
- Si el voltaje en el lado de baja tensión disminuye por debajo del 80% del 95% del voltaje nominal, entonces los generadores se deben desconectar de la siguiente manera: un cuarto de los generadores luego de 1,5 [s], otro cuarto luego 1,8 [s], otro cuarto luego de 2,1 [s] y el último cuarto luego de 2,4 [s].
- Si el voltaje en el lado de baja tensión del transformador de cada generador sobrepasa 120% del 105% del valor nominal, las unidades afectadas pueden desconectarse con un retraso de 100 [mseg].

Con respecto a la inyección de corrientes reactivas, el código alemán señala que las unidades generadoras deben contribuir al sistema con una inyección de corriente reactiva adicional de acuerdo a lo mostrado en la Figura 2.2.7.

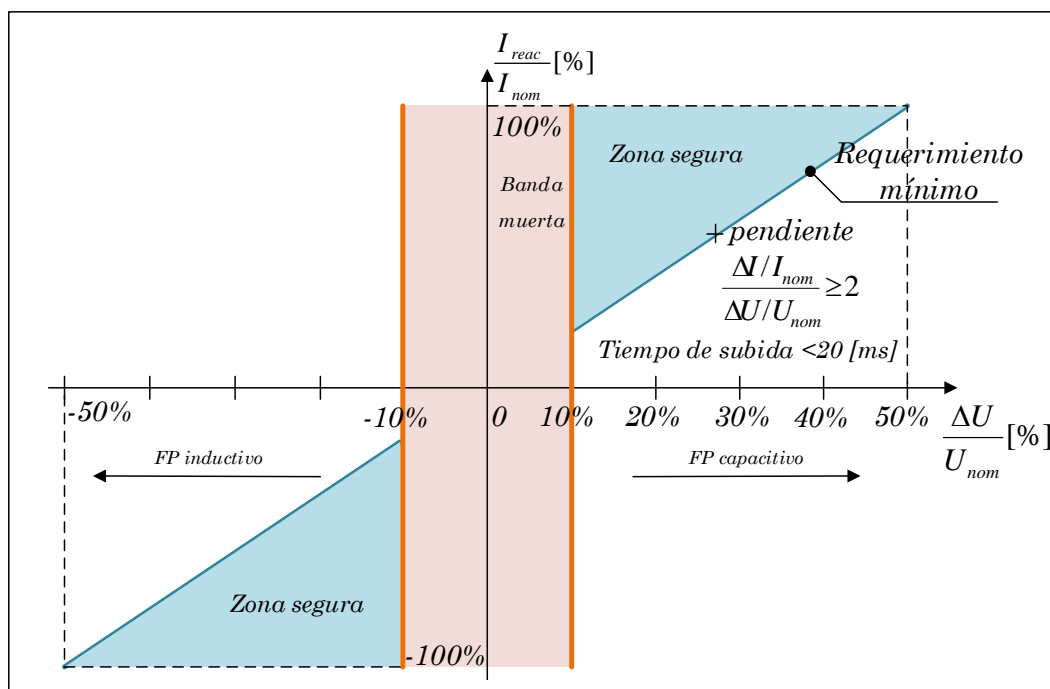


Figura 2.2.7: Requerimientos de soporte de voltaje durante fallas [53].

De la figura anterior se observa que, los requerimientos durante cortocircuitos del código alemán priorizan la inyección de corriente reactiva durante variaciones de tensión importantes. Dado que los convertidores son particularmente sensibles a las sobrecorrientes, pudiendo soportar hasta un 20% por sobre el valor nominal, un esquema de control adicional debe encargarse de cumplir los requerimientos de soporte de voltaje durante fallas mostrados en la Figura 2.2.7. Este control debe priorizar la corriente reactiva por sobre la activa y asegurarse de mantener el módulo de la corriente inyectada total por debajo del 120% del valor nominal. En la siguiente sección se describe un esquema de control que permite esto.

A lo largo de este trabajo se considerará que los equipos BESS pueden contribuir con corrientes reactivas durante fallas, de acuerdo con los requerimientos de FRT especificados en el código alemán para generadores no convencionales conectados mediante convertidores.



### 2.2.3. Estrategias de control para convertidores durante contingencias

Para poder contribuir a la estabilidad de voltaje durante fallas, se están desarrollando numerosos trabajos orientados a nuevas estrategias de control en sistemas fotovoltaicos conectados mediante convertidores [54]–[56]. 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 voltaje 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 (Figura 2.2.5), deja de estar operativo y entra en operación este nuevo esquema de control. En el caso del código alemán (Figura 2.2.7) 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 [56].

$$i_q^{ref} = K \cdot |\Delta V_{PCC}| \cdot i_n \quad \text{si } |\Delta V_{PCC}| \geq 10\% \quad (2.2.10)$$

Con  $K \geq 2$

De esta forma, el lazo de control para la referencia de la corriente en el eje “q” queda de la siguiente forma:

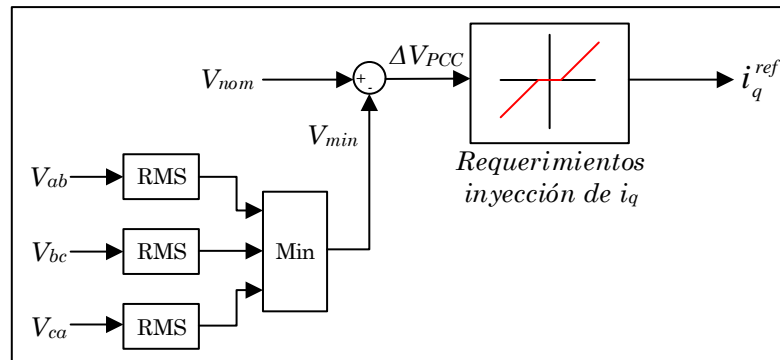


Figura 2.2.8: Lazo de control de requerimientos de FRT para referencia de corriente reactiva [56].

La estrategia anterior está pensada para contribuir con corriente reactiva durante fallas tanto simétricas como asimétricas, por esta razón se deben realizar mediciones de los voltajes de línea en todas las fases y tomar aquel que tenga la mayor variación respecto del voltaje nominal de operación para ejercer la acción de control.

Las caídas bruscas de tensión que experimenta el sistema producto de fallas en transmisión producen un aumento de las corrientes. En el caso del convertidor para intentaría mantener la inyección de potencia activa definida durante operación normal, este intentará aumentar la inyección de corriente  $i_d$ . Además de esto, también va a aumentar la inyección de corriente  $i_q$  de acuerdo con el control anterior. Para evitar una desconexión producto de sobrecorrientes 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 como se menciona en la sección 2.2, esto de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$i_d^{ref} \leq \sqrt{1,2^2 - i_q^{ref2}} \quad (2.2.11)$$

El lazo de control resultante se muestra a continuación, donde se agrega un limitador al lazo de control de la corriente en el eje “d”.

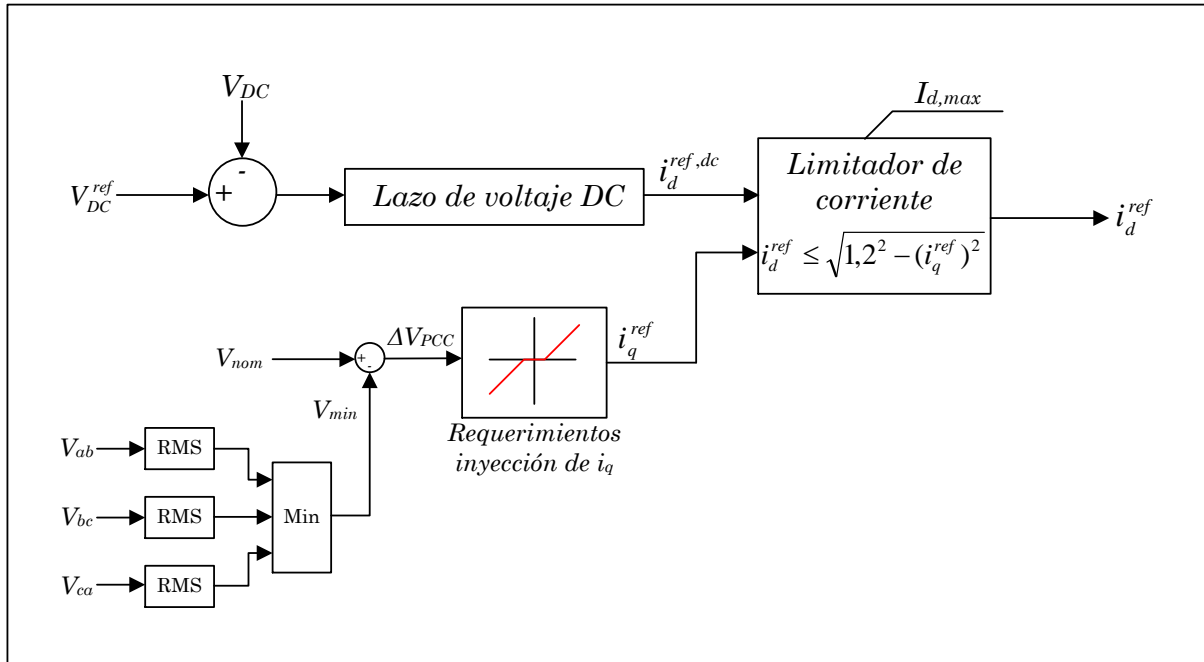


Figura 2.2.9: Soporte de voltaje durante fallas [56].

El esquema de control completo para el equipo de conversión del sistema BESS, tanto para operación normal como durante contingencia queda entonces de la siguiente forma:

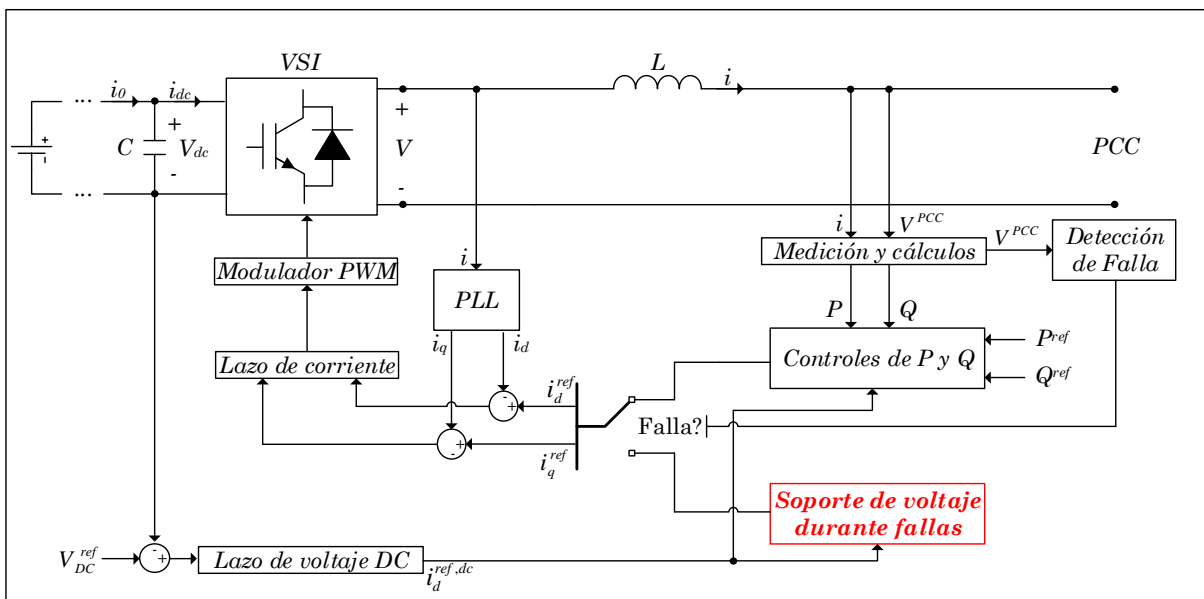


Figura 2.2.10: Esquema de control completo para equipos BESS.

En el caso de que el equipo BESS priorice totalmente la inyección de potencia reactiva durante fallas cercanas y profundas al PCC, no se va a inyectar potencia activa a la red. En este escenario, las baterías se deben encargar de regular el voltaje del condensador del link de  $V_{dc}$ , cargando y descargándolo 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, entonces el equipo BESS en promedio no observa una variación de su estado de carga. Dado que los procesos de carga y descarga del condensador se encuentran caracterizados por su tiempo característico  $\tau = 1/RC$ , las baterías deben ser capaces de responder generando abruptos cambios de su corriente de salida  $i_0$ , de forma tal que se pueda realizar el control del voltaje.

En el trabajo desarrollado en esta tesis se considera que los equipos BESS son capaces cumplir con los requerimientos de Fault Ride Through similares a los que se definen en el código alemán, de acuerdo con las estrategias de control ya descritas. En las siguientes secciones se detalla como las inyecciones de corriente reactiva contribuyen a mejorar la estabilidad del sistema, y cuáles son los criterios que se deben considerar para localizar los BESS de forma óptima.

### 2.3. Concepto general de estabilidad

Los sistemas eléctricos de potencia actuales están compuestos por varios elementos, entre los cuales se encuentran los generadores síncronos, motores de inducción, líneas de transmisión, equipos de compensación y cargas entre otros. Todos estos elementos pueden describirse mediante modelos matemáticos, los cuales se derivan de las leyes físicas que los gobiernan. Todo modelo matemático permite definir el *estado del sistema*, el cual describe las condiciones de operación en todo momento. Las *variables de estado* corresponden al conjunto mínimo de variables necesarias para poder definir el estado del sistema [57]. Dado un conjunto de variables de estado definidas como  $x_1, x_2, \dots, x_n$  se tiene que el *vector de estado* queda definido como  $x = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_n]^T$ . De esta forma, el modelo matemático de un sistema de potencia se puede describir como:

$$\begin{aligned} \dot{x} &= F(x, u) \\ y &= G(x, u) \end{aligned} \tag{2.3.1}$$

Las expresiones anteriores corresponden a sistemas de ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales  $F(x, u)$ , junto con un conjunto de ecuaciones algebraicas para representar la red  $G(x, u)$ .

La curva  $x(t)$  definida en el espacio de estados y que contiene los estados del sistema en intervalos de tiempo consecutivos se denomina la *trayectoria del sistema*. De esta forma, es posible definir un *punto de equilibrio* del sistema como aquel en el que las derivadas parciales de  $x(t)$  son cero o  $\dot{x} = 0$ , es decir, donde no hay variaciones en la trayectoria del sistema. Siguiendo la lógica de la identidad (2.3.1) se tiene que para todo punto de equilibrio  $x_0$  se cumple que:

$$F(x_0) = 0 \tag{2.3.2}$$

Un sistema no lineal puede tener múltiples puntos de equilibrio, mientras que un sistema lineal tiene siempre únicamente uno, de acuerdo con el teorema de Cramer [57]. Todo punto de la trayectoria que no corresponda a un punto de equilibrio se define entonces como un estado dinámico del sistema, dado que las derivadas parciales son diferentes de cero  $\dot{x} \neq 0$  y por lo tanto existe una evolución temporal de la trayectoria del sistema. Por otro lado, existen eventos externos que pueden alterar la trayectoria de un sistema, los cuales se conocen como perturbaciones. A nivel general una *perturbación* se modela como cambios en las condiciones iniciales o bien como una modificación de los parámetros del sistema.

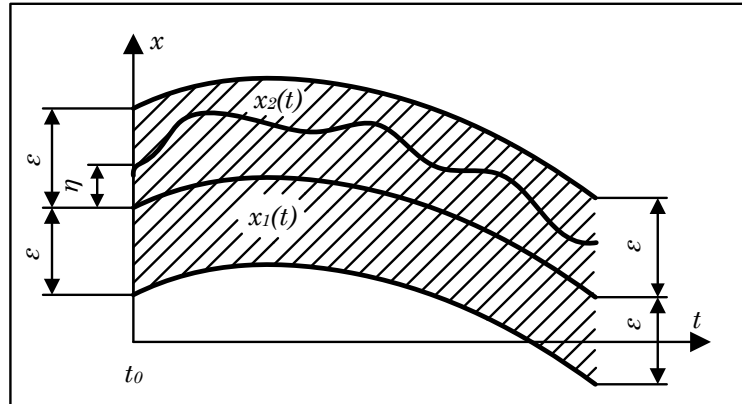


Figura 2.3.1: Estabilidad de sistemas con condiciones iniciales diferentes pero cercanas [57].

De esta forma, un sistema se dice estable en el sentido de Lyapunov si para una trayectoria  $x_1(t)$  correspondiente a alguna condición inicial, en todo tiempo  $t_0$  se puede elegir un número  $\eta$  de forma tal que para todas las otras condiciones iniciales que cumplan la restricción  $||x_2(t_0) - x_1(t_0)|| < \eta$ , la expresión  $||x_2(t) - x_1(t)|| < \epsilon$  se cumple para todo tiempo  $t_0 \leq t < \infty$ . En otras palabras, estabilidad se puede traducir en que si la trayectoria  $x_2(t)$  empieza lo suficientemente cerca de la trayectoria  $x_1(t)$ , entonces esta se va a mantener cerca. Esto último queda graficado en la Figura 2.3.1.

La definición anterior también se debe cumplir para un punto de equilibrio del sistema. Es por esta razón que la estabilidad se puede entender como se muestra en la Figura 2.3.2, donde en este caso la trayectoria  $x_1(t)$  corresponde al punto de equilibrio  $\hat{x}$  y la condición inicial de la trayectoria  $x_2(t)$  queda representada por el punto  $x_0(t)$  que se encuentra en la vecindad de  $\hat{x}$  definida por la distancia  $\eta$ . Este sistema dinámico se considera estable en el punto de equilibrio  $\hat{x}$  si para todo tiempo  $t_0 \leq t < \infty$  la trayectoria  $x_2(t)$  no escapa el área definida por la distancia  $\epsilon$ . En el caso de que la trayectoria  $x_2(t)$  tienda al punto de equilibrio  $\hat{x}$  entonces se habla de que el sistema es asintóticamente estable [57].

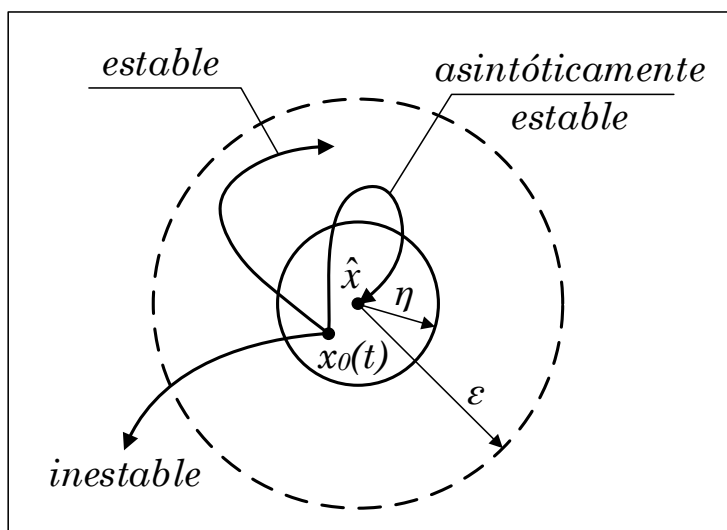


Figura 2.3.2: estabilidad en vecindad de punto de equilibrio [57].

En general, se busca que los sistemas dinámicos sean estables y se mantengan así incluso frente a perturbaciones externas. Para lograr esto, se incorporan elementos de control que permiten modificar la trayectoria del sistema para que esta se mantenga dentro de una vecindad de un punto de equilibrio estable frente a perturbaciones externas. En este caso, los equipos BESS son elementos de control que cumplen con este objetivo y, como se verá en secciones posteriores, ayudan a mejorar la estabilidad del sistema en caso de contingencias.

## 2.4. Estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Los SEP actuales se encuentran formados por diferentes elementos dinámicos los cuales se pueden describir mediante conjuntos de ecuaciones diferenciales. En el caso de las máquinas generadoras, estas están gobernadas por procesos físicos electromagnéticos, electromecánicos y termodinámicos, mientras que otros elementos como las líneas de transmisión se rigen por las ecuaciones de ondas. Estos procesos tienen tiempos de acción característicos y por lo tanto no todos los elementos de un SEP evolucionan con las mismas constantes de tiempo frente a perturbaciones externas. A continuación, se grafican los tiempos de acción de cada uno de los fenómenos físicos descritos anteriormente.

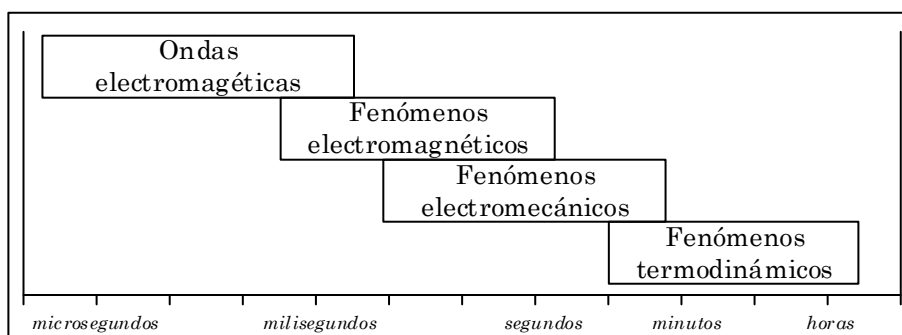


Figura 2.4.1: Ventanas de tiempo de fenómenos dinámicos en los SEP [57].

Para SEP dominados por generadores síncronos, los fenómenos de mayor interés para la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia son los electromecánicos, con

constantes de tiempo de interés del orden de los milisegundos hasta algunos pocos segundos para efectos de estudios de la estabilidad. Estos fenómenos son los que rigen el funcionamiento de los generadores síncronos del sistema, principales actores de los SEP y encargados de definir y controlar los estados del mismo.

Dentro de las variables de estados de los sistemas eléctricos de potencia convencionales se encuentran las tensiones trifásicas del sistema, las cuales generalmente se representan fasorialmente, caracterizadas por su módulo y ángulo ( $V, \delta$ ). Para asegurar la estabilidad del sistema se desea que estas variables se mantengan en una vecindad cercana a la de un punto de equilibrio dado un conjunto de condiciones iniciales. Más aún, se desea que el sistema sea capaz de recuperar un estado de operación de equilibrio luego de ser sujeto a perturbaciones físicas, con todas las variables del sistema acotadas de tal forma que prácticamente la totalidad de este se mantenga intacto [58]. Las condiciones iniciales de un sistema eléctrico corresponden a las demandas de los diferentes consumos tanto residenciales como industriales, junto con la potencia generada por cada central (despacho) así como los voltajes en sus barras de conexión al sistema para aquellas máquinas capaces de controlar voltaje en bornes. Los parámetros quedan definidos por las impedancias eléctricas tanto de las máquinas como de la red de transmisión junto con su topología y las características mecánicas de las unidades generadoras.

En el caso de los SEP, las perturbaciones o contingencias pueden afectar tanto los parámetros del sistema como las condiciones iniciales. Por ejemplo, las fallas simétricas y asimétricas en la red de transmisión modifican significativamente los parámetros del sistema eléctrico, mientras que la desconexión intempestiva de una planta de generación modifica las condiciones iniciales. En cada uno de estos casos, tanto los voltajes como los ángulos de las barras pueden tener importantes variaciones que, de ser el sistema inestable y sin medidas de control adecuadas, puede llevar a un colapso local o total del SEP. Incluso durante operación normal, si la planificación del sistema no es la correcta, entonces este puede no ser estable ante pequeñas variaciones que sufra la demanda o la generación no convencional, haciendo que el sistema sea inestable ante pequeñas perturbaciones para un conjunto de puntos de operación críticos.

Para entender mejor esto, es importante comprender la relación que existe entre la potencia activa y los ángulos de los voltajes de un sistema, así como el fuerte acoplamiento entre la potencia reactiva y los módulos de las tensiones. En la Figura 2.4.2 se muestra un SEP simplificado en el cual se deducen estas relaciones.

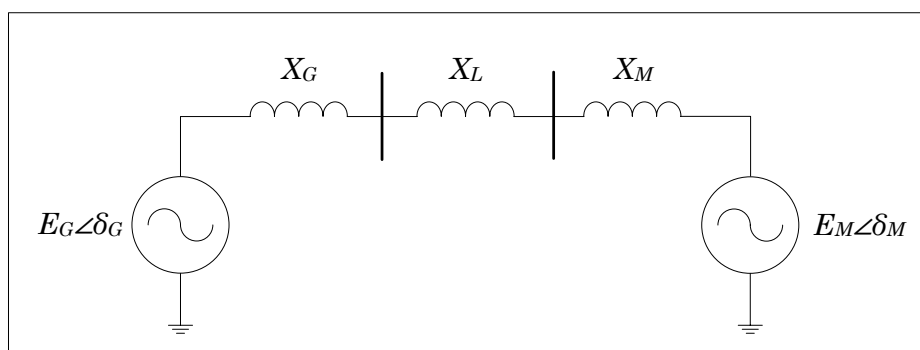


Figura 2.4.2: Sistema de dos máquinas sin pérdidas.

En el caso de la figura anterior, se tiene que la potencia transferida desde la máquina generadora al motor corresponde a:

$$S_M = \tilde{E}_M \cdot \tilde{I}^* = \tilde{E}_M \cdot \frac{\tilde{E}_G^* - \tilde{E}_M^*}{-j(X_G + X_L + X_M)} \quad (2.4.1)$$

$$\Rightarrow S_M = j \cdot \frac{E_M \cdot E_G \angle(\delta_M - \delta_G)}{X_{eq}} - j \cdot \frac{E_M^2}{X_{eq}}$$

De esta forma, se tiene que la potencia activa y reactiva demandada por el motor quedan definidas como:

$$P_M = \text{Re}\{S_M\} = \frac{E_G \cdot E_M}{X_{eq}} \cdot \sin(\Delta\delta) \quad (2.4.2)$$

$$Q_M = \text{Imag}\{S_M\} = \frac{E_G \cdot E_M}{X_{eq}} \cdot \cos(\Delta\delta) - \frac{E_M^2}{X_{eq}} \quad (2.4.3)$$

El caso anterior corresponde a una representación simplificada de dos máquinas conectadas mediante un sistema de transmisión en alta tensión, donde en general se cumple que la componente reactiva de las líneas es mucho mayor que la parte resistiva ( $X \gg R$ ), por lo cual la componente resistiva se desprecia. Además de esto, en un sistema en operación normal, se tiene que los ángulos de las máquinas son relativamente cercanos y pequeños ( $\delta_G \approx \delta_M$ ). Por esta razón, se tiene que  $\sin(\Delta\delta) \approx \Delta\delta$  mientras que  $\cos(\Delta\delta) \approx 1$ . De esta forma, es claro ver a partir de las ecuaciones (2.4.2) y (2.4.3) que las variaciones angulares en el sistema tienen un mayor impacto en la potencia activa, mientras que cambios en los módulos de las tensiones tienen un mayor acople con cambios en la potencia reactiva.

A pesar de que todas las variables del sistema se encuentran relacionadas entre sí, a la hora de realizar medidas de control correctivas para mejorar la estabilidad del sistema, es importante tomar en cuenta este fuerte acople entre  $P - \delta$  así como  $Q - V$  [57], [59]. Las bajas pérdidas resistivas de los sistemas de transmisión permiten que la transferencia de potencia activa se realice desde cualquier punto del sistema, permitiendo controlar los desfases angulares desde cualquiera de los puntos de generación. Por otro lado, las altas pérdidas reactivas producto de las altas reactancias de las líneas hacen que transportar potencia reactiva sea poco eficiente. Por esta razón la regulación de tensión se traduce en un problema local, planificando la ubicación de los elementos de compensación en cercanía de los centros de altos consumos de potencia reactiva.

Por esta razón, los problemas de estabilidad de tensión generalmente se presentan en sistemas estresados y débiles con bajos niveles de potencia de cortocircuito. Además de la robustez del sistema de transmisión y de los niveles de transferencia de potencia en el SEP, otros factores que pueden contribuir a la inestabilidad de voltaje son los límites de potencia reactiva de los generadores, las características dinámicas de la carga, de los elementos de compensación reactiva y de la acción de elementos de control de voltaje como los transformadores con tap bajo carga [59]. A continuación, se profundiza en el primer factor de inestabilidad de voltaje y el más relevante: la robustez del sistema de transmisión, para lo cual se considera el siguiente esquema.

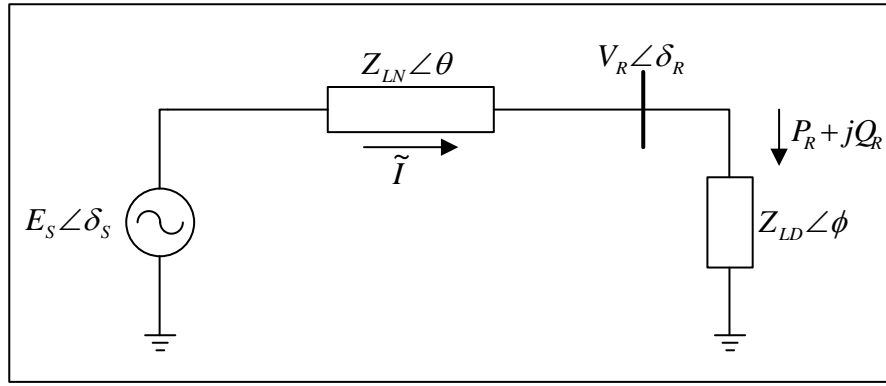


Figura 2.4.3: Sistema radial de transmisión carga-generador [59].

En el sistema anterior se tiene que la magnitud de la corriente viene dada por la siguiente ecuación.

$$I = \frac{E_S}{\sqrt{(Z_{LN} \cdot \cos(\theta) + Z_{LD} \cdot \cos(\phi))^2 + (Z_{LN} \cdot \sin(\theta) + Z_{LD} \cdot \sin(\phi))^2}} \quad (2.4.4)$$

Esto último se puede expresar de la siguiente forma.

$$I = \frac{1}{\sqrt{F}} \cdot \frac{E_S}{Z_{LN}} \quad (2.4.5)$$

Donde se tiene que:

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2 + 2 \cdot \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) \cdot \cos(\theta - \phi) \quad (2.4.6)$$

De esta forma, la magnitud del voltaje en el extremo receptor queda definido de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$V_R = Z_{LD} \cdot I = \frac{1}{\sqrt{F}} \cdot \frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \cdot E_S \quad (2.4.7)$$

La potencia activa suministrada a la carga se puede expresar entonces en función de estos factores mediante la siguiente expresión [59].

$$P_R = V_R \cdot I \cdot \cos(\phi) = \frac{Z_{LD}}{F} \cdot \left(\frac{E_S}{Z_{LN}}\right)^2 \cdot \cos(\phi) \quad (2.4.8)$$

A partir de la ecuación (2.4.8) es posible graficar el lugar geométrico de la relación entre la potencia activa transmitida y el voltaje en el extremo receptor para un factor de potencia constante.



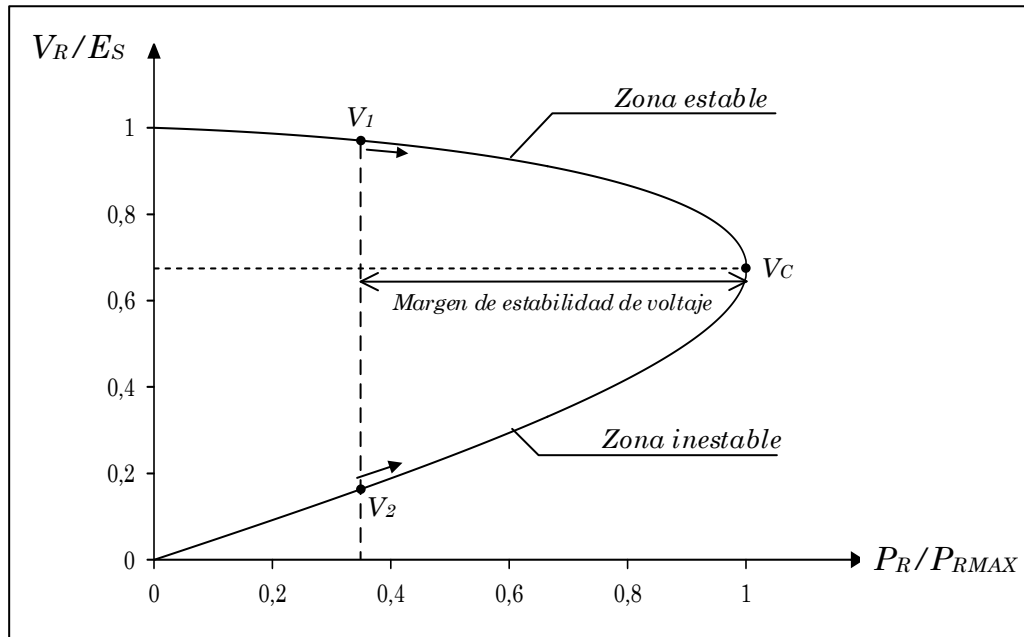


Figura 2.4.4: Curva PV característica entre carga y generación [59].

La Figura 2.4.4 muestra la curva característica del voltaje en el extremo receptor en función de la potencia transferida, para un factor de potencia de la carga de  $\cos(\phi) = 0,95$ . Como es posible observar, para un nivel de potencia transferida dado, existen dos posibles puntos de operación para el voltaje receptor,  $V_1$  y  $V_2$ , los cuales son resultado directo de resolver las ecuaciones del sistema de la Figura 2.4.3. A medida que la potencia transferida aumenta, el voltaje  $V_1$  de la zona superior de la curva disminuye mientras que  $V_2$  en la zona de abajo aumenta.

Para definir cuál de los dos valores es estable, es posible realizar un análisis ante perturbaciones de pequeña señal [57]. Si para un punto de operación definido por una potencia transferida  $P_1$  y un voltaje en el lado receptor  $V_1$  como el de la Figura 2.4.4, se genera un pequeño aumento de la potencia de la forma  $P_1 + \Delta P$ , el voltaje  $V_1$  ubicado en la parte superior de la curva va a desplazarse hacia la derecha sufriendo una disminución  $V_1 - \Delta V$ . Esta disminución del voltaje en el extremo receptor va, a su vez, a disminuir la potencia transferida de acuerdo con la ecuación (2.4.2), lo cual va a hacer que el sistema tienda a volver al punto de operación inicial con una potencia transferida de  $P_1$  y un voltaje receptor  $V_1$ . Este punto de operación es por lo tanto estable.

Si se repite el mismo ejercicio en el punto de operación  $V_2$ , se tiene que un aumento de la potencia transferida  $P_1 + \Delta P$  va a generar un aumento del voltaje en el extremo receptor de la forma  $V_2 + \Delta V$ . Esto último va a su vez va a aumentar aún más la potencia transferida de acuerdo con la ecuación (2.4.2) y por lo tanto ambas variables, tanto  $P_1$  como  $V_2$  van a aumentar indefinidamente escapando de los valores de operación iniciales. Este es por lo tanto un punto inestable de operación.

Como se puede ver en la Figura 2.4.4, al aumentar la potencia transferida estos dos puntos de operación eventualmente convergen a un único punto de operación conocido como el voltaje crítico del sistema  $V_C$ . Este último define la frontera entre las zonas de operación estable e inestable, por lo que una vez alcanzado cualquier aumento de la

potencia demandada por la carga va a generar una pérdida de estabilidad del sistema [57], [59]. De esta forma es posible definir el margen de estabilidad de voltaje como la potencia transferible para un punto de operación dado antes de alcanzar el voltaje crítico. Es importante destacar que todo el análisis realizado hasta ahora no considera la dinámica del sistema, dado que en ningún momento se consideraron las ecuaciones diferenciales de los diferentes elementos del SEP. Si bien el desarrollo es en régimen permanente, el voltaje crítico es un buen indicador del margen de estabilidad que tiene el SEP frente a aumentos en los consumos por barra. En la Figura 2.4.5 se puede observar cómo cambia el voltaje crítico del sistema para diferentes tipos de cargas. Cargas inductivas hacen que el nivel del voltaje crítico disminuya y se alcance con niveles de potencias transmitidas mucho menores. Por otro lado, cargas capacitivas permiten alcanzar el nivel crítico de estabilidad a potencia transferidas mucho mayores pero a un voltaje crítico también mayor, lo cual disminuye el margen de estabilidad del sistema con respecto a valores de tensión en operación normal cercanos a 1 en por unidad.

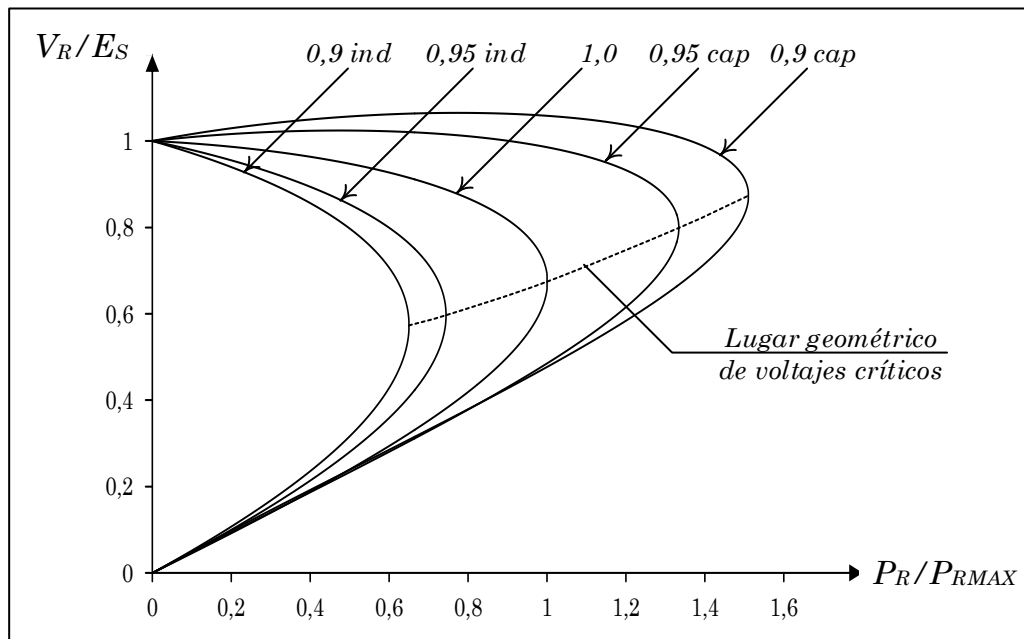


Figura 2.4.5: Curva PV característica para diferentes factores de potencia [59].

Por otro lado, aplicando las ecuaciones (2.4.2) y (2.4.3) al sistema de la Figura 2.4.3 y combinándolas elevadas al cuadrado, y usando la identidad trigonométrica  $\sin(\Delta\delta)^2 + \cos(\Delta\delta)^2 = 1$ , se obtiene la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{E_S \cdot V_R}{X_{eq}}\right)^2 = P_R^2 + \left(Q_R + \frac{V_R^2}{X_{eq}}\right) \quad (2.4.9)$$

La ecuación anterior se puede reordenar para dejarla como una identidad cuadrática para la variable  $V_R^2/X_{eq}$ , y queda de la siguiente forma.

$$\left(\frac{V_R^2}{X_{eq}}\right)^2 + \left(2 \cdot Q_R - \frac{E_S^2}{X}\right) \cdot \left(\frac{V_R^2}{X_{eq}}\right) + (P_R^2 + Q_R^2) = 0 \quad (2.4.10)$$

La ecuación anterior tiene solución única real cuando se cumple la siguiente restricción relacionada con su determinante.

$$\Delta = \left( 2 \cdot Q_R - \frac{E_S^2}{X_{eq}} \right)^2 - 4 \cdot (P_R^2 + Q_R^2) = 0 \quad (2.4.11)$$

Lo cual da la siguiente ecuación relacionando las potencias activa y reactiva del extremo receptor.

$$Q_R = \frac{E_S^2}{4 \cdot X_{eq}} - \frac{P_R^2}{\frac{E_S^2}{X_{eq}}} \quad (2.4.12)$$

La ecuación anterior corresponde a una parábola invertida, de la cual se puede obtener la máxima potencia transferida en el punto de voltaje crítico. Para el caso de una carga puramente resistiva ( $Q_R = 0$ ), se tiene que esa potencia corresponde al punto que cumple [57]:

$$P_R = \frac{E_S^2}{2X_{eq}} = \frac{S_{CC}}{2} \quad (2.4.13)$$

Donde  $S_{CC}$  corresponde a la potencia de cortocircuito del sistema visto desde la barra de la carga.

De esta forma, cada barra queda caracterizada por su potencia de cortocircuito la cual define su nivel de robustez, lo cual indica el nivel de potencia que se puede transferir antes de alcanzar su voltaje crítico. Para poder calcular la potencia de cortocircuito de una barra receptora, es necesario realizar una reducción del sistema eléctrico para que quede de forma radial como se muestra en la Figura 2.4.3. Esto último se realiza reemplazando las fuentes de voltajes, en este caso los generadores de sistema, por cortocircuitos para luego calcular una impedancia equivalente  $Z_{eq}$ , que en el caso de sistemas de transmisión se puede aproximar por  $X_{eq}$ , de acuerdo con las leyes de Kirchhoff. De esta forma, una barra enmallada con el sistema se traduce en un mayor número de líneas en paralelo con el resto del sistema, por lo que tiene una reactancia equivalente  $X_{eq}$  menor y una potencia de cortocircuito mayor, haciéndola más robusta.

Cada nodo del sistema eléctrico va a poseer un margen de estabilidad de tensión diferente, el cual va a depender de la característica de su carga así como de la robustez de la red de transmisión en términos de su potencia de cortocircuito. Es justamente en el contexto anterior en el que la ubicación de los sistemas ESS cumple un rol fundamental. En efecto, la conexión de ESS en puntos estratégicos del SEP podría mejorar la robustez de la red, aumentando la potencia de cortocircuito visto en las barras pertinentes, y por ende contribuyendo a aumentar la estabilidad de tensión. Para esto, es necesario buscar aquellos nodos del sistema que sean menos robustos, es decir, que se encuentren mal enmallados con el resto de la red y que además se encuentren lejos de los centros de generación, lo cual genera variaciones más significativas tanto de las tensiones como de los ángulos.

## 2.5. Índices de estabilidad de tensión

Con el objetivo de poder incorporar los problemas de estabilidad en la planificación de los sistemas eléctricos, se han desarrollado diferentes índices e indicadores para poder definir el margen de estabilidad de un sistema eléctrico [52], [60]–[63]. Las alternativas más convencionales y antiguas en la literatura consisten en un análisis mediante las curvas PV presentadas en la sección anterior, o bien mediante el uso de análisis modal en la matriz Jacobiana  $J$  del sistema linealizado de la siguiente forma [57], [64]:

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H & M \\ N & K \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = J \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (2.5.1)$$

Donde:

$$\begin{aligned} H &= \left. \frac{\partial P}{\partial \delta} \right|_{x_0} & M &= \left. \frac{\partial P}{\partial V} \right|_{x_0} \\ N &= \left. \frac{\partial Q}{\partial \delta} \right|_{x_0} & K &= \left. \frac{\partial Q}{\partial V} \right|_{x_0} \end{aligned}$$

Con  $x_0$  el vector de estados de voltajes y ángulos del punto de operación analizado.

A partir de la matriz jacobiana del sistema es posible encontrar puntos donde la carga del sistema alcanza valores críticos poniendo en riesgo la estabilidad del sistema, lo cual ocurre cuando el determinante de la matriz es cero (punto de bifurcación) [57]. Otra forma de analizar la estabilidad de voltaje es realizando un análisis de sensibilidad de las tensiones a partir de la matriz jacobiana y de variaciones en el balance de potencia reactiva  $\Delta Q$  [57], [64]. Asumiendo que la variación de potencia es cero ( $\Delta P = 0$ ), dado que el interés en este caso es evaluar la relación entre  $\Delta Q - \Delta V$ , a partir de la ecuación (2.5.1) se tiene:

$$\begin{aligned} 0 &= H\Delta\delta + M\Delta V \Rightarrow \Delta\delta = -H^{-1}M\Delta V \\ \Delta Q &= N\Delta\delta + K\Delta V \end{aligned} \quad (2.5.2)$$

Combinando ambas ecuaciones se obtiene la siguiente identidad:

$$\begin{aligned} \Delta Q &= (K - NH^{-1}M)\Delta V = W\Delta V \\ \Rightarrow \Delta V &= W^{-1}\Delta Q \end{aligned} \quad (2.5.3)$$

De esta forma, es posible determinar la sensibilidad de cada nodo frente a variaciones en las inyecciones de potencias reactiva.

Otros métodos de análisis de estabilidad de voltaje consisten en el cálculo de índices en régimen permanente para definir el nivel de cargabilidad del sistema. En general estos índices se dividen en dos categorías: los orientados a evaluar el margen de estabilidad en nodos y otros en líneas de transmisión [60]. A continuación, se describen algunos de estos índices para líneas.

- **Índice de estabilidad de línea ( $L_{mn}$ ):** Este indicador consiste en calcular los flujos de potencia para luego calcular el discriminante de la ecuación cuadrática de voltaje. Para un sistema radial como el de la Figura 2.4.3 se tiene que las ecuaciones de flujo de potencia vienen dadas por las siguientes ecuaciones [65]:

$$\begin{aligned}\tilde{S}_R &= \tilde{V}_R \cdot \tilde{I}^* = \tilde{V}_R \cdot \left( \frac{\tilde{E}_S - \tilde{V}_R}{\tilde{Z}_{LN}} \right)^* \\ \Rightarrow \tilde{S}_R &= \frac{|V_R| \cdot |E_S|}{|Z_{LN}|} \angle(\theta - \delta_S + \delta_R) - \frac{|V_R|^2}{|Z_{LN}|} \angle\theta\end{aligned}\quad (2.5.4)$$

A partir de la ecuación anterior se pueden definir las siguientes ecuaciones para las potencias en el extremo receptor.

$$\begin{aligned}P_R &= \frac{E_S \cdot V_R}{Z_{LN}} \cos(\theta - \Delta\delta) - \frac{V_R^2}{Z_{LN}} \cos(\theta) \\ Q_R &= \frac{E_S \cdot V_R}{Z_{LN}} \sin(\theta - \Delta\delta) - \frac{V_R^2}{Z_{LN}} \sin(\theta)\end{aligned}\quad (2.5.5)$$

Donde:  $\Delta\delta = \delta_S - \delta_R$

Ambas relaciones corresponden polinomios de segundo orden para el voltaje  $V_R$ , las cuales tienen solución real únicamente si su discriminante es positivo, dado que  $V_R$  es el módulo del fasor  $\tilde{V}_R$  y por lo tanto debe ser un número real positivo. De esta forma, considerando la ecuación para la potencia reactiva, se puede establecer la siguiente restricción para el discriminante.

$$\begin{aligned}V_R > 0 &\Rightarrow \Delta = b^2 - 4ac \geq 0 \\ \Rightarrow \Delta &= \left[ \frac{E_S}{Z_{LN}} \sin(\theta - \delta) \right]^2 - 4 \cdot \frac{\sin(\theta)}{Z_{LN}} \cdot Q_R \geq 0\end{aligned}\quad (2.5.6)$$

Considerando que  $Z_{LN} \cdot \sin(\theta) = X_{LN}$ , la ecuación anterior se puede reordenar y queda de la siguiente forma.

$$\frac{4 \cdot X_{LN} \cdot Q_R}{[E_S \cdot \sin(\theta - \delta)]^2} \leq 1\quad (2.5.7)$$

De esta forma, la fórmula general que describe el índice se muestra a continuación [60], [63].

$$L_{mn} = \frac{4 \cdot X_{LN} \cdot Q_R}{[E_S \cdot \sin(\theta - \delta)]^2}\quad (2.5.8)$$

Mientras el valor del índice se mantenga bajo 1, el sistema se mantiene estable [65].

- **Factor de estabilidad de línea (LQP):** Consiste en evaluar la cargabilidad para cada línea de forma individual una vez calculados los flujos de potencia. A partir de las mismas ecuaciones (2.5.5) de flujo de potencia, y suponiendo un sistema sin pérdidas ( $X \gg R \Rightarrow \theta = \pi$  [rad]), se tienen las siguientes igualdades.

$$\dots \quad E_S \cdot V_R \dots \cos(\dots) \quad (2.5.9)$$

$$Q_R = \frac{E_S \cdot V_R \cdot \cos(\Delta\delta) - V_R^2}{X_{LN}}$$

Luego, es posible sumar ambas ecuaciones elevándolas al cuadrado y usando la identidad trigonométrica  $\cos(\delta)^2 + \sin(\delta)^2 = 1$ , se obtiene la siguiente ecuación.

$$\left(\frac{X_{LN} \cdot P_R}{E_S \cdot V_R}\right)^2 + \left(\frac{X_{LN} \cdot Q_R + V_R^2}{E_S \cdot V_R}\right)^2 = 1 \quad (2.5.10)$$

Reordenando la ecuación anterior se obtiene la siguiente ecuación cuadrática para  $V_R^2$ .

$$V_R^4 + (2 \cdot X_{LN} \cdot Q_R - E_S^2)V_R^2 + X_{LN}^2 \cdot Q_R^2 + X_{LN}^2 \cdot P_R^2 = 0 \quad (2.5.11)$$

La ecuación anterior tiene raíces reales si su discriminante es mayor que cero, lo cual impone la siguiente ecuación.

$$(2 \cdot X_{LN} \cdot Q_R - E_S^2)^2 - 4 \cdot (X_{LN}^2 \cdot Q_R^2 + X_{LN}^2 \cdot P_R^2) \geq 0 \quad (2.5.12)$$

Reordenando la desigualdad anterior, es posible definir el índice LQP como se muestra a continuación.

$$LQP = 4 \cdot \left(\frac{X_{LN}}{E_S^2}\right) \cdot \left(\frac{X_{LN}}{E_S^2} \cdot P_R^2 + Q_R\right) \geq 1 \quad (2.5.13)$$

El LQP debe ser menor que 1 para que el sistema sea estable [60].

- **Índice rápido de estabilidad de voltaje (FVSI):** De forma similar a los índices anteriores, se calcula en base a los resultados de los flujos de potencia. Usando la identidad de la potencia reactiva de las ecuaciones (2.5.5), junto con la relación trigonométrica  $\sin(\theta - \Delta\delta) = \sin(\theta) \cos(\Delta\delta) - \cos(\theta) \sin(\Delta\delta)$  se tiene que:

$$Z_{LN} \cdot Q_R = E_S \cdot V_R \cdot (\sin(\theta) \cos(\Delta\delta) - \cos(\theta) \sin(\Delta\delta)) - V_R^2 \cdot \sin(\theta)$$

$$\Leftrightarrow Z_{LN} \cdot Q_R = E_S \cdot V_R \cdot \left(\frac{X_{LN}}{Z_{LN}} \cdot \cos(\Delta\delta) - \frac{R_{LN}}{Z_{LN}} \cdot \sin(\Delta\delta)\right) - V_R^2 \cdot \frac{X_{LN}}{Z_{LN}}$$

Tomando como supuesto que  $\delta_S = 0$  y que  $\delta_R = \delta$ , se tiene que  $\Delta\delta = -\delta$ . Considerando que la función seno es impar y que la función coseno es par se tiene que:

$$\Rightarrow V_R^2 - E_S \cdot V_R \cdot \left(\frac{R_{LN}}{X_{LN}} \cdot \sin(\delta) + \cos(\delta)\right) + \frac{Z_{LN}^2}{X_{LN}} \cdot Q_R = 0 \quad (2.5.14)$$

De esta forma, es posible definir una ecuación cuadrática para el voltaje receptor, la cual se muestra a continuación [66].

$$V_R^2 - \left( \frac{R_{LN}}{X_{LN}} \cdot \sin(\delta) + \cos(\Delta\delta) \right) \cdot E_S \cdot V_R + \left( X_{LN} + \frac{R_{LN}^2}{X_{LN}} \right) \cdot Q_R = 0 \quad (2.5.15)$$

Las soluciones de la ecuación anterior son reales si su discriminante es mayor que cero, lo cual define la siguiente desigualdad.

$$\left( \frac{R_{LN}}{X_{LN}} \cdot \sin(\delta) + \cos(\Delta\delta) \right)^2 \cdot E_S^2 + 4 \cdot \left( X_{LN} + \frac{R_{LN}^2}{X_{LN}} \right) \geq 0 \quad (2.5.16)$$

Reordenando la ecuación anterior se obtiene que:

$$\frac{4 \cdot Z_{LN}^2 \cdot Q_R \cdot X_{LN}}{(E_S^2) \cdot (R_{LN} \cdot \sin(\delta) + X_{LN} \cdot \cos(\delta))} \leq 1 \quad (2.5.17)$$

Considerando el supuesto de que la desviación angular de los voltajes es pequeña en operación normal ( $\delta \approx 0$ ), se tiene que  $\sin(\delta) \approx 0$  y  $\cos(\delta) \approx 1$ . Reemplazando estos valores en la ecuación anterior, se define un nuevo índice de estabilidad de voltaje de acuerdo con la siguiente fórmula [60].

$$FSVI = \frac{4 \cdot Z_{LN}^2 \cdot Q_R}{E_S^2 \cdot X_{LN}} \quad (2.5.18)$$

Una vez más el índice debe ser menor que 1 para que el sistema sea estable.

A continuación, se describen algunos índices de estabilidad de voltaje para nodos.

- **L-Index (L):** Este indicador mide la distancia entre el estado actual del sistema y el límite de estabilidad de voltaje en función de los elementos de la matriz de admitancia. En un sistema eléctrico, es posible construir su matriz de admitancia  $Y$ , la cual relaciona los voltajes con las corrientes del sistema de la siguiente forma.

$$[I] = Y[V] \quad (2.5.19)$$

Luego, si se consideran dos barras como en la Figura 2.4.3, es posible reajustar la ecuación anterior para que quede de la siguiente forma [67]:

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_S \end{bmatrix} = H \begin{bmatrix} I_R \\ E_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z & F \\ K & Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_R \\ E_S \end{bmatrix} \quad (2.5.20)$$

- Donde:
- $V_R$  e  $I_R$  son los vectores de voltajes y corrientes en la barra receptora o de consumo
  - $E_S$  e  $I_S$  son los vectores de voltajes y corrientes en la barra emisora o de generación
  - $Z, F, K$  e  $Y$  son submatrices de la matriz  $H$

La matriz  $H$  se construye a partir de una inversión parcial de la matriz de admitancia  $Y$  [67]. Así, el voltaje en el extremo receptor se puede escribir como:

$$V_R = \sum_{i \in \mathcal{L}} Z_{ij} \cdot I_i + \sum_{i \in \mathcal{G}} F_{ij} \cdot V_i \quad (2.5.21)$$

Donde: -  $\mathcal{L}$  corresponde al conjunto de nodos de consumo  
 -  $\mathcal{G}$  corresponde al conjunto de nodos de generación

A partir de la expresión anterior, se observa que el voltaje en el nodo receptor depende de las variaciones en las cargas de otros nodos de consumo (lo cual modifica  $I_i$ ) así como de variaciones en los voltajes de generación  $V_i$ . Asumiendo que los voltajes de los generadores se mantienen prácticamente constantes con variaciones de las cargas en operación normal, las variaciones en las corrientes  $I_i$  van a ser muy pequeñas, por lo que no afectan la sensibilidad del voltaje en el nodo receptor como si lo hacen las variaciones en los voltajes de generación  $V_i$  que además se consideran como las variables controlables en el sistema [67]. De esta forma, la segunda componente de la ecuación (2.5.21) asociada a los voltajes en los nodos de generación predomina por sobre el primer término asociado con las corrientes de las cargas. De esta forma, se puede definir un índice que tome en cuenta esta dependencia y que se calcule según la siguiente expresión [60], [63].

$$L = \max_{j \in \mathcal{L}}(L_j) = \max_{j \in \mathcal{L}} \left| 1 - \frac{(\sum_{i \in \mathcal{G}} F_{ij} \cdot V_i)}{V_j} \right| \quad (2.5.22)$$

Donde:  $F_{ij}$  corresponden a los valores de la matriz  $F$

$L_j$  es un indicador local que mide la cercanía de un nodo al colapso de tensión. El índice varía entre 0 (estado sin carga) y 1 (nodo inestable). De esta forma el L-Index es un índice general de estabilidad del sistema que toma como referencia el nodo más cargado y cercano a la inestabilidad. Este índice se ha usado junto con algoritmos genéticos para definir la localización óptima de sistemas SMES [63]. En este caso, se busca obtener el mejor voltaje transitorio para mejorar la estabilidad del sistema, lo cual se traduce en definir la función objetivo del algoritmo como el valor del L-Index del sistema para diferentes candidatos de localización. El estudio se realizó mediante simulaciones de cortocircuitos trifásicos con tiempos de despeje de 0,1 [s] en un sistema de 14 barras de la IEEE [68].

- Elementos diagonales ( $I_{pi}$ ,  $I_{qi}$ ): Al aumentar la carga en un nodo, se observa una disminución de los elementos diagonales  $K = \partial Q / \partial V$  y  $H = \partial P / \partial \delta$  de la matriz jacobiana [69] que se definieron en la ecuación (2.5.1). Una forma de medir el margen de estabilidad del sistema es comparar la desviación de las sensibilidades en cada barra con respecto a su valor sin carga, es decir.

$$I_{qi} = \frac{\left. \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \right|_{L=L_0}}{\left. \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \right|_{L=0}} \quad (2.5.23)$$



$$I_{pi} = \frac{\left. \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \right|_{L=L_0}}{\left. \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \right|_{L=0}}$$

- Donde: -  $L$  corresponde al estado de carga del sistema  
 -  $L_0$  corresponde a la carga de la condición de operación analizada

Para poder calcular los índices anteriores, se escriben las ecuaciones de los flujos de potencia en función de los valores de la matriz de admitancia  $Y$  de la siguiente forma.

$$P_{ij} = G_{ii} \cdot |V_i|^2 + \sum_{j \neq i}^N |V_i| \cdot |V_j| \cdot (G_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij}) + B_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij}))$$

$$Q_{ij} = -B_{ii} \cdot |V_i|^2 + \sum_{j \neq i}^N |V_i| \cdot |V_j| \cdot (G_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij}) - B_{ij} \cdot \cos(\delta_{ij}))$$
(2.5.24)

- Donde: -  $G_{ij}$  corresponde a la parte real del elemento  $Y_{ij}$   
 -  $B_{ij}$  corresponde a la parte imaginaria del elemento  $Y_{ij}$   
 -  $\delta_{ij}$  corresponde a la diferencia angular entre las tensiones  $V_i$  y  $V_j$

En el caso sin carga, los siguientes supuestos para el cálculo de flujos de potencia de forma desacoplada se cumplen [69], [70]:

- Las desviaciones angulares de las barras son pequeñas  $\Rightarrow \cos(\delta_{ij}) \approx 1$
- La componente resistiva de las líneas es mucho menor que la reactiva, por lo que se tiene que  $G_{ij} \cdot \sin(\delta_{ij}) \ll B_{ij}$
- Por la misma razón anterior se tiene que  $Q_k \ll B_{kk} \cdot V_k^2$

A partir de estos supuestos, las matrices  $M$  y  $N$  de la matriz jacobiana se pueden despreciar. De esta forma, de acuerdo con la ecuación (2.5.1) se tiene que:

$$\begin{aligned} [\Delta P] &= H[\Delta \delta] \\ [\Delta Q] &= K[\Delta V] \end{aligned}$$

Dados los supuestos mencionados anteriormente, se tiene que las expresiones anteriores se pueden aproximar por las siguientes identidades [70].

$$\begin{aligned} [\Delta P/V] &= B'[\Delta \delta] \\ [\Delta Q/V] &= B''[\Delta V] \end{aligned}$$
(2.5.25)

- Donde:  $B'$  y  $B''$  son los elementos de la matriz  $-B$ , donde se define  $B$  como la parte imaginaria de la matriz de admitancia  $Y$

Considerando que en general se tiene que  $G_{ij} \ll B_{ij}$  en sistemas de transmisión, se cumple que  $B' = B'' = -B$ . De esta forma, a partir de la ecuación (2.5.25) se llega a las siguientes identidades.

$$K \approx B'' \cdot V \Rightarrow \left. \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \right|_{L=0} = B''_{ii} \cdot V_i^0 = -B_{ii} \cdot V_i^0$$
(2.5.26)

$$H \approx B' \cdot V \Rightarrow \left. \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \right|_{L=0} = B'_{ii} \cdot V_i^0 = -B_{ii} \cdot V_i^0$$

Donde:  $V_i^0$  corresponde al voltaje en la barra  $i$ -ésima sin carga.

Finalmente, dado que en vacío todos los voltajes del sistema son similares entre ellos y cercanos a su valor nominal, se tiene que  $V_i^0 \approx 1$ . De esta forma, se definen dos índices de estabilidad, uno para la potencia activa  $I_{pi}$  y otro para la potencia reactiva  $I_{qi}$ , de la siguiente forma [60], [69].

$$I_{qi} = -\frac{1}{B_{ii}} \cdot \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} \quad (2.5.27)$$

$$I_{pi} = -\frac{1}{B_{ii}} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \quad (2.5.28)$$

Todos los índices anteriores, así como los que se han desarrollado en los últimos años [62], [71], [72], se centran en un análisis de la estabilidad del sistema en base a los resultados de los flujos de potencia. La principal ventaja que tienen es que son sencillos y rápidos de calcular, lo que los permite ser incorporados en los problemas de OPF así como también para realizar un monitoreo en tiempo real del sistema. A pesar de estas ventajas, el principal problema que presentan estos índices es que no son capaces de entregar información sobre la estabilidad del sistema durante los transitorios que surgen durante fallas. Durante contingencias como corto circuitos, los voltajes en los nodos pueden tener importantes variaciones que no son incorporadas en los indicadores basados en los resultados de los flujos de potencia.

## 2.6. Cálculo de corrientes de cortocircuito

Los cortocircuitos son perturbaciones inesperados e indeseados en el sistema de transmisión, los cuales consisten en la conexión anormal entre dos o más puntos que en operación normal se encuentran a potenciales diferentes. Estos provocan bruscas caídas de tensión y altas corrientes, las cuales pueden sobrecargar y dañar significativamente los equipos de transmisión. En general se diferencian en dos categorías de fallas: fallas simétricas y fallas asimétricas. Las primeras consisten en cortocircuitos trifásicos y representan las contingencias más severas que pueden experimentar los equipos eléctricos. La segunda categoría la constituyen los cortocircuitos monofásicos, bifásicos, entre otros. Dado que el objetivo de este trabajo se centra en fallas trifásicas por representar el peor escenario que enfrenta un SEP debido a las altas corrientes de cortocircuito circulantes, no se explicará el comportamiento y método de análisis de las fallas asimétricas.

Durante las fallas trifásicas, los generados síncronos contribuyen con corrientes de cortocircuito que se constituyen por [59]:

- Una componente sinusoidal de frecuencia fundamental que decae inicialmente muy rápido (algunos ciclos, periodo subtransitorio), luego más despacio (algunos segundos, periodo transitorio) hasta alcanzar un estado de régimen permanente.
- Una componente unidireccional que decae rápidamente en algunos ciclos.

Además de esto, dependiendo de la cercanía de la falla trifásica al generador, el comportamiento de las corrientes de cortocircuito es diferente. A continuación se muestran gráficos de cómo son las corrientes de cortocircuito inyectadas por parte de los generadores cuando la falla se encuentra cerca y lejos de sus terminales respectivamente [52].

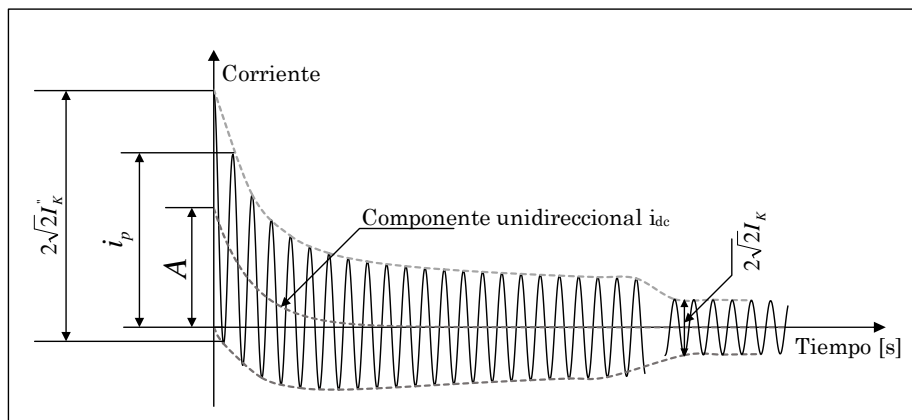


Figura 2.6.1: Corriente de cortocircuito para falla cercana al generador [52].

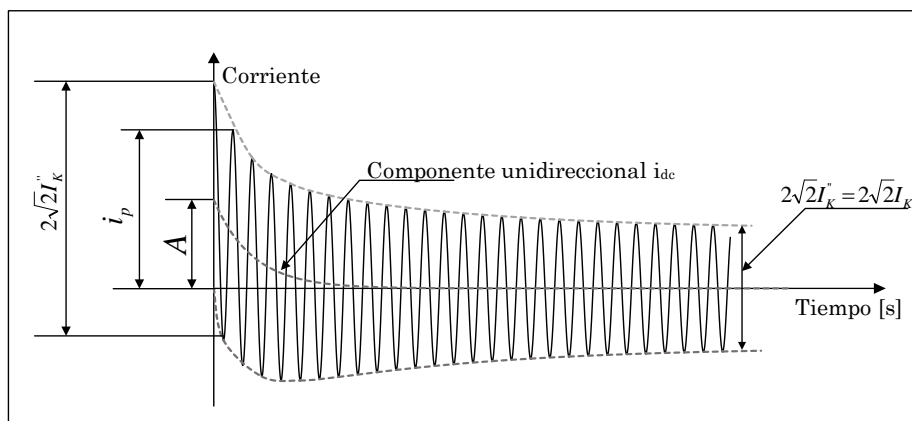


Figura 2.6.2: Corriente de cortocircuito para falla lejana al generador [52].

En las figuras anteriores se tiene que  $I''_K$  corresponde al valor inicial de la corriente de cortocircuito simétrica,  $i_p$  la corriente peak,  $i_{dc}$  la componente unidireccional y  $A$  es su valor inicial.

Dependiendo del estudio que se desee realizar, el cálculo de las corrientes de cortocircuito se puede hacer usando diferentes metodologías. En el caso de estudios para la planificación de sistemas eléctricos, las condiciones de operación en general no son conocidas, y por otro lado no se busca conocer la forma exacta de las ondas de corrientes sino más bien algunas características claves para el dimensionamiento de protecciones, líneas de transmisión, etc. En estos casos se usan métodos simplificados basados en un análisis pasivo del sistema, los cuales se encuentran estandarizados a nivel mundial en la norma europea IEC 60909 y en la norteamericana ANSI C37.010 [73], [74].

Cuando se busca realizar un análisis del sistema durante una falla para condiciones de operación dadas, es posible realizar la metodología de cálculo completo, la cual se basa en el principio de superposición. En este caso se puede considerar la condición de

operación normal o pre falla del SEP. Esto último permite obtener valores más exactos y cercanos a los que se van a dar durante la falla.

Finalmente, si lo que se busca es conocer la forma de onda exacta de los voltajes y corrientes durante el cortocircuito, es necesario realizar simulaciones que resuelvan las ecuaciones diferenciales de los elementos del SEP. Este método en general es computacionalmente demandante, por lo que se usa en estudios de estabilidad de sistemas eléctricos de análisis de alta precisión. A continuación, se describen estas diferentes metodologías.

### 2.6.1. Metodología de cálculo completo de cortocircuito

Esta metodología de cálculo se basa en el teorema de Thévenin y en el de superposición [73], dado el supuesto de que las impedancias del sistema son lineales [74]. La ocurrencia de un cortocircuito trifásico a través de una impedancia de falla se puede representar por el cierre de un interruptor como se muestra en la Figura 2.6.3.

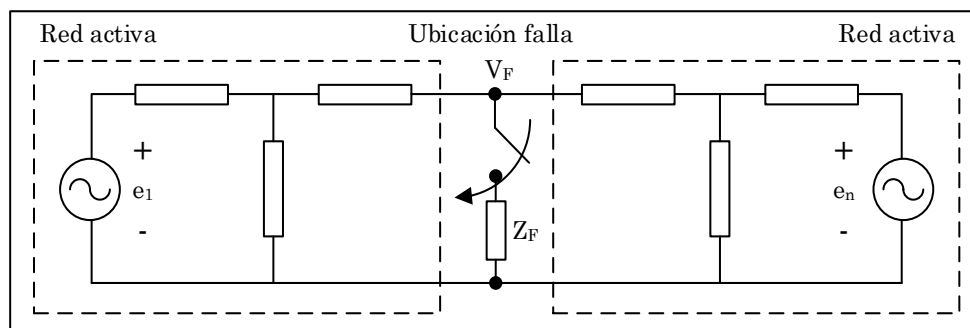


Figura 2.6.3: Representación de la red en estado pre falla [73].

Antes de que ocurra un cortocircuito, el voltaje en el punto de falla corresponde al valor definido por la condición de operación del sistema, en este caso denotado  $V_{pre}$ . Para representar la ocurrencia de un cortocircuito, por ejemplo uno trifásico y franco a tierra donde el voltaje en el punto de falla es cero y donde se tiene que  $Z_F = 0$ , es posible conectar una fuente de voltaje con el mismo valor del voltaje pre falla pero con un desfase de  $180^\circ$  como se muestra en la Figura 2.6.4 [73].

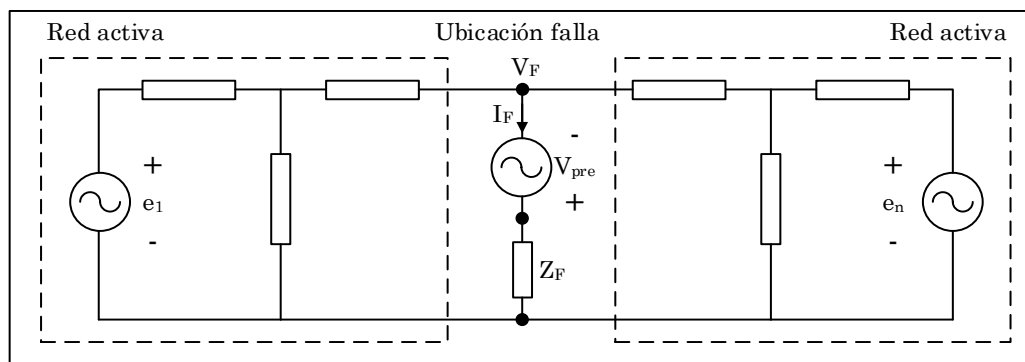


Figura 2.6.4: Representación de la durante la falla [73].

Usando el teorema de superposición, los voltajes y corrientes del circuito anterior se pueden calcular mediante la suma de dos circuitos eléctricos independientes, uno con las

condiciones pre falla y otro con la fuente de voltaje en el punto de falla y una red pasiva sin fuentes como se muestra en la Figura 2.6.5 [73].

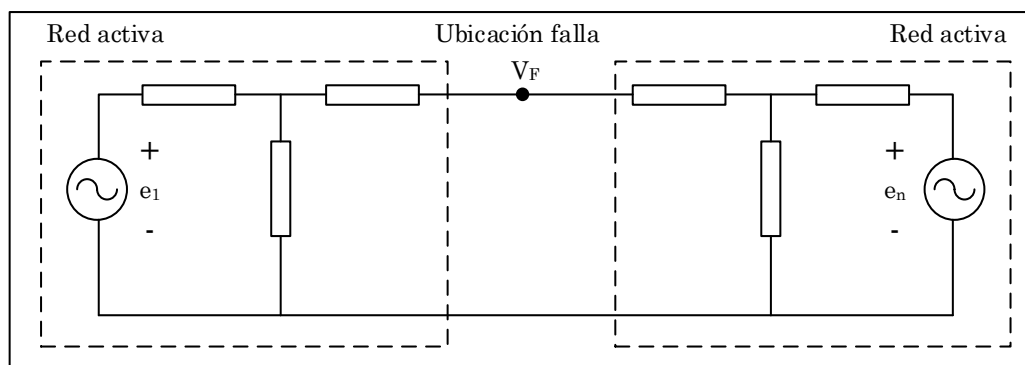


Figura 2.6.5: Condición de operación pre falla [73].

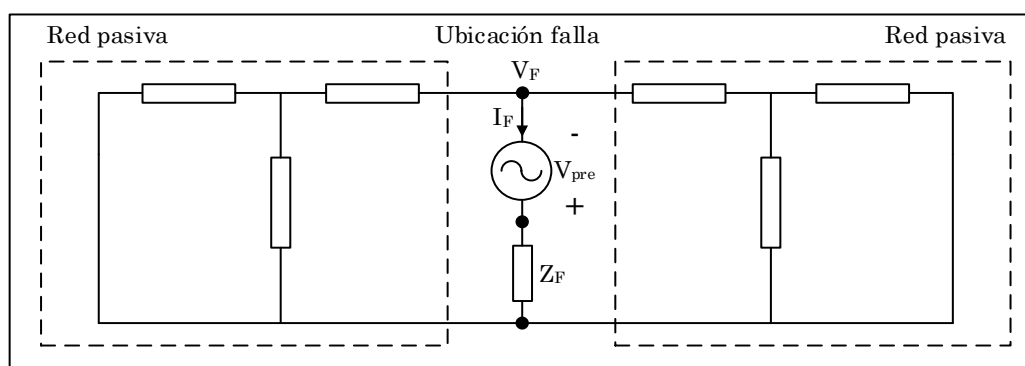


Figura 2.6.6: Red de Thévenin durante cortocircuito [73].

El sistema de la Figura 2.6.6 se conoce como la red de Thévenin y representa las variaciones de voltajes y corrientes producto del cortocircuito. De esta forma, la corrientes de falla  $I_F$  que fluye queda definida por la siguiente ecuación [73].

$$\tilde{I}_F = \frac{\tilde{V}_{pre}}{\tilde{Z}_{The} + \tilde{Z}_F} \quad (2.6.1)$$

En la ecuación anterior, la impedancia de Thévenin  $Z_{The}$  corresponde a la impedancia equivalente de toda la red pasiva de la Figura 2.6.6 vista desde el punto de falla. En este caso, la impedancia de Thévenin  $Z_{The}$  es la misma que aparece en las ecuaciones (2.4.12) y (2.4.13) como  $X_{eq}$  y que permite calcular la potencia de cortocircuito en un punto dado de la red. Un sistema enmallado va a poseer una impedancia equivalente menor, lo cual se va a traducir en una mayor potencia de cortocircuito. Esto último permite que nodos enmallados posean un mayor margen de estabilidad de voltaje y sean menos propensos a problemas de estabilidad.

A nivel internacional, esta metodología de cálculo de corrientes de cortocircuito se encuentra estandarizada en la Engineering Recommendation ER G7/4 desarrollada por el sector eléctrico del Reino Unido en 1992 [73]. La implementación de la Engineering Recommendation ER G7/4 permite calcular los valores rms de dos corrientes de cortocircuito simétricas en dos instantes de tiempo. La primera corresponde a la corriente de cortocircuito inicial  $I''_k$  en el instante en que ocurre la falla, y la otra es la corriente una

vez que la contribución subtransitoria ha decaído a un valor despreciable, conocida como corriente transitoria  $I'_K$  [73]. Estos valores se calculan aplicando la metodología de cálculo completo a dos sistemas eléctricos: una red subtransitoria y otra transitoria, usando las reactancias subtransitorias y transitorias para las máquinas del sistema respectivamente [73].

### **2.6.2. Metodología de cálculo simplificado de cortocircuito**

Esta metodología se basa en la técnica de análisis pasivo de cortocircuito, la cual ignora la condición de operación pre falla del sistema. Los supuestos que se consideran se listan a continuación [73]:

- El perfil de voltaje del sistema es uniforme y nominal antes de la falla
- Los taps de los transformadores se encuentran en su posición nominal
- Las potencias activa y reactiva de salida de las máquinas es cero
- No hay flujos de potencia debido a cargas en el sistema (sistema sin carga)
- Las suceptancias paralelas de todos los elementos de la red son despreciados

De esta forma, las corrientes y voltajes de cortocircuito se calculan únicamente a partir de la red de Thévenin de la Figura 2.6.6. El voltaje inicial en el punto de falla usualmente se considera como  $cU_n$ , donde  $U_n$  corresponde al voltaje nominal del sistema y  $c$  es un factor de corrección que varía entre 0,9 y 1,1 dependiendo de si se desea calcular el máximo o el mínimo de la corriente de cortocircuito [73].

A nivel internacional, esta metodología se encuentra estandarizada en la norma europea IEC 60909 y en la norteamericana ANSI C37.010. La primera tiene por objetivo realizar un cálculo conservador de la máxima y mínima corriente de cortocircuito, diferenciando de fallas cercanas y lejanas de los generadores. La segunda está orientada únicamente al dimensionamiento de protecciones como interruptores [73].

### **2.7. Efectos de los equipos BESS durante cortocircuitos**

Como ya se mencionó en la sección anterior, una forma de realizar estudios teóricos de cuáles van a ser las contribuciones de corrientes de cortocircuito, desde un nodo hacia el resto del sistema dada una falla trifásica en la red de transmisión, es reducir el sistema visto desde el punto de falla a una impedancia de Thévenin equivalente junto con una fuente de voltaje equivalente. De esta forma, es posible obtener la contribución de corriente del sistema al punto de falla. Usando esta lógica es posible evaluar cuál es la contribución de un equipo BESS a la restauración del voltaje durante una falla trifásica cuando el control realiza inyección de corrientes reactivas. Este análisis se realizó para evaluar la contribución a la recuperación de voltaje de un parque eólico producto de su inyección de corriente al sistema, la lógica es análoga para un equipo BESS [75].

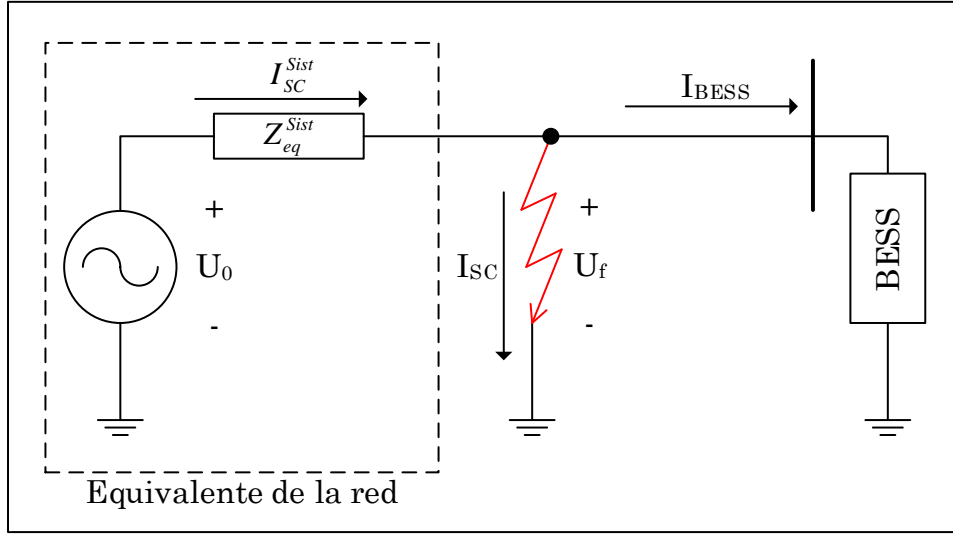


Figura 2.7.1: Sistema equivalente en caso de cortocircito trifásico [75].

En la figura anterior se tiene un caso sencillo donde se muestra una falla trifásica a tierra, con un sistema equivalente visto desde el punto de falla y un equipo BESS conectado a un nodo cercano. A partir de la Figura 2.7.1 se pueden plantear las siguientes relaciones usando las ecuaciones nodales de Kirchhoff.

$$\tilde{U}_0 - \tilde{U}_f = \tilde{I}_{SC}^{Sist} \cdot \tilde{Z}_{eq}^{Sist} \quad (2.7.1)$$

$$\tilde{U}_f = \tilde{I}_{SC} \cdot \tilde{Z}_f \quad (2.7.2)$$

$$\tilde{I}_{SC} = \tilde{I}_{SC}^{Sist} - \tilde{I}_{BESS} \quad (2.7.3)$$

- Donde:
- $\tilde{U}_0$  corresponde al voltaje de la fuente equivalente del sistema
  - $\tilde{U}_f$  corresponde al voltaje en el punto de falla cuando hay soporte de voltaje mediante inyección de corriente por parte del equipo BESS
  - $\tilde{Z}_{eq}^{Sist}$  corresponde a la impedancia de cortocircito equivalente del sistema
  - $\tilde{Z}_f$  corresponde a la impedancia de falla trifásica a tierra
  - $\tilde{I}_{BESS}$  corresponde a la inyección de corriente del equipo BESS
  - $\tilde{I}_{SC}^{Sist}$  corresponde a la inyección de corriente de cortocircito del sistema al punto de falla
  - $\tilde{I}_{SC}$  corresponde a la corriente de cortocircito en el punto de falla

Combinando las ecuaciones (2.7.2) y (2.7.3) se obtiene:

$$\tilde{U}_f = (\tilde{I}_{SC}^{Sist} - \tilde{I}_{BESS}) \cdot \tilde{Z}_f \Rightarrow \tilde{I}_{SC}^{Sist} = \frac{\tilde{U}_f}{\tilde{Z}_f} + \tilde{I}_{BESS} \quad (2.7.4)$$

Si se reemplaza el valor de  $\tilde{I}_{SC}^{Sist}$  en la ecuación (2.7.1) se obtiene que:

$$\tilde{U}_f = \tilde{U}_0 - \tilde{Z}_{eq}^{Sist} \cdot \left( \frac{\tilde{U}_f}{\tilde{Z}_f} + \tilde{I}_{BESS} \right)$$

$$\begin{aligned} &\Rightarrow \tilde{U}_f \cdot \left( \frac{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}}{\tilde{Z}_f} \right) = \tilde{U}_0 - \tilde{Z}_{eq}^{Sist} \cdot \tilde{I}_{BESS} \\ &\Rightarrow \tilde{U}_f = \tilde{U}_0 \cdot \frac{\tilde{Z}_f}{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}} - \tilde{I}_{BESS} \cdot \tilde{Z}_f \cdot \frac{\tilde{Z}_{eq}^{Sist}}{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}} \end{aligned} \quad (2.7.5)$$

Dado que el interés de esta tesis es evaluar el mejoramiento que genera la conexión del equipo BESS en la tensión de la barra, se puede definir el coeficiente  $\eta$ , que representa el aumento del voltaje en el punto de falla debido al aporte del sistema de baterías en relación al caso base, es decir.

$$\tilde{\eta} = \frac{\tilde{U}_f}{\tilde{U}_{f0}} \quad (2.7.6)$$

- Donde:
- $\tilde{U}_f$  corresponde al voltaje en el punto de falla con contribución del equipo BESS
  - $\tilde{U}_{f0}$  corresponde al voltaje en el punto de falla sin equipo BESS

Dado que  $\tilde{U}_{f0}$  corresponde al voltaje sin la conexión del equipo BESS, es decir cuando se tiene que  $\tilde{I}_{BESS} = 0$  [pu] en la ecuación (2.7.5), con lo que se obtiene.

$$\tilde{U}_{f0} = \tilde{U}_0 \cdot \frac{\tilde{Z}_f}{\tilde{Z}_{SC}^{Sist} + \tilde{Z}_f} \quad (2.7.7)$$

Combinando las ecuaciones (2.7.5), (2.7.6) y (2.7.7) se obtiene la siguiente expresión para  $\eta$ :

$$\begin{aligned} \tilde{\eta} &= \left( \tilde{U}_0 \cdot \frac{\tilde{Z}_f}{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}} - \tilde{I}_{BESS} \cdot \tilde{Z}_f \cdot \frac{\tilde{Z}_{eq}^{Sist}}{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}} \right) \cdot \left( \frac{1}{\tilde{U}_0} \cdot \frac{\tilde{Z}_{eq}^{Sist} + \tilde{Z}_f}{\tilde{Z}_f} \right) \\ &\Rightarrow \tilde{\eta} = 1 - \tilde{I}_{BESS} \cdot \frac{\tilde{Z}_{eq}^{Sist}}{\tilde{U}_0} \Leftrightarrow \tilde{\eta} = 1 - \frac{\tilde{I}_{BESS}}{\tilde{I}_{SC}^{Sist}} \end{aligned} \quad (2.7.8)$$

Considerando la siguiente notación en coordenadas polares para los fasores:

$$\begin{aligned} \tilde{I}_{BESS} &= I_{BESS} \cdot e^{j\phi} \\ \tilde{Z}_{eq}^{Sist} &= Z_{eq}^{Sist} \cdot e^{j\theta} \\ \tilde{U}_0 &= U_0 \cdot e^{j\theta_0} \end{aligned}$$

La ecuación (2.7.8) queda de la siguiente forma:

$$\Rightarrow \tilde{\eta} = 1 - \frac{I_{BESS}}{I_{SC}^{Sist}} \cdot e^{j(\phi + \theta - \theta_0)} \quad (2.7.9)$$



En el caso particular en el que la impedancia de falla  $\tilde{Z}_f$  y la impedancia equivalente de la red  $\tilde{Z}_{eq}^{Sist}$  tengan la misma fase, se tiene que  $\theta_0 = 0$ , lo cual permite expresar la ecuación anterior de la siguiente forma.

$$\Rightarrow \tilde{\eta} = 1 - \frac{I_{BESS}}{I_{SC}^{Sist}} \cdot e^{j(\phi+\theta)} \quad (2.7.10)$$

Considerando que las magnitudes  $I_{BESS}$  y  $I_{SC}^{Sist}$  se mantienen constantes, es claro que si  $\phi + \theta = \pi$ , entonces se tiene que el valor de  $\tilde{\eta}$  es máximo dado que  $e^{j(\phi+\theta)} = -1$ . En el caso contrario,  $\tilde{\eta}$  es mínimo cuando  $\phi + \theta = 0$  cuando se tiene que  $e^{j(\phi+\theta)} = 1$ . De esta forma se puede concluir que el desfase óptimo  $\phi_{opt}$  de la corriente inyectada por el equipo BESS para aumentar el voltaje en el punto de falla viene dado por:

$$\phi_{opt} = \pi - \theta \quad (2.7.11)$$

En redes de alta tensión, se tiene que en general la componente resistiva de la impedancia de las líneas de transmisión es despreciable frente a la componente reactiva ( $R \ll X$ ), con lo que se tiene que  $\theta \approx \pi/2$  [rad], por lo que el ángulo óptimo para la compensación de la caída de voltaje durante una falla trifásica es de  $\phi_{opt} = \pi/2$  [rad] de acuerdo con la ecuación (2.7.11). Por otro lado, la ecuación (2.7.10) se puede expresar en términos de la potencia nominal del equipo BESS de la siguiente forma [75].

$$\tilde{\eta} = 1 - i_{BESS} \cdot \frac{S_{BESS}}{S_{SC}^{Sist}} \cdot e^{j(\phi+\theta)} \quad (2.7.12)$$

- Donde:
- $S_{BESS}$  corresponde a la potencia aparente nominal del equipo BESS
  - $S_{SC}^{Sist}$  corresponde a la potencia de cortocircuito de la red equivalente
  - $i_{BESS}$  corresponde a la corriente del equipo BESS en por unidad en base propia.

A partir de la ecuación (2.7.12) es claro que, mientras mayor sea la capacidad del equipo BESS en relación con la potencia de cortocircuito del SEP, mayor va a ser el aumento del voltaje en comparación con el caso base sin BESS. Considerando las formas de onda de las corrientes de cortocircuito mostradas en las Figura 2.6.1 y Figura 2.6.2, se tiene que el máximo valor de la corriente de cortocircuito que entrega el SEP se da en los primeros ciclos durante el periodo subtransitorio, para luego decaer paulatinamente.

En la Figura 2.7.2 se grafica el máximo incremento de voltaje que se puede lograr gracias al aporte de corriente del equipo BESS en función de su cercanía a la falla. Se asume arbitrariamente que el equipo BESS se encuentra entregando el máximo aporte de voltaje, es decir, una inyección de corriente de 1 [pu] con un desfase de  $\phi_{opt} = \pi - \theta$ . El parámetro que se modifica consiste en la relación  $S_{BESS}/S_{SC}^{Sist}$ , es decir, la capacidad del equipo BESS en comparación con la potencia de cortocircuito de la red. Como se puede observar en la figura, mientras más cercana sea la falla a la barra de conexión del sistema de almacenamiento, mayor será la caída de voltaje y por lo tanto menor será el efecto positivo de las baterías.

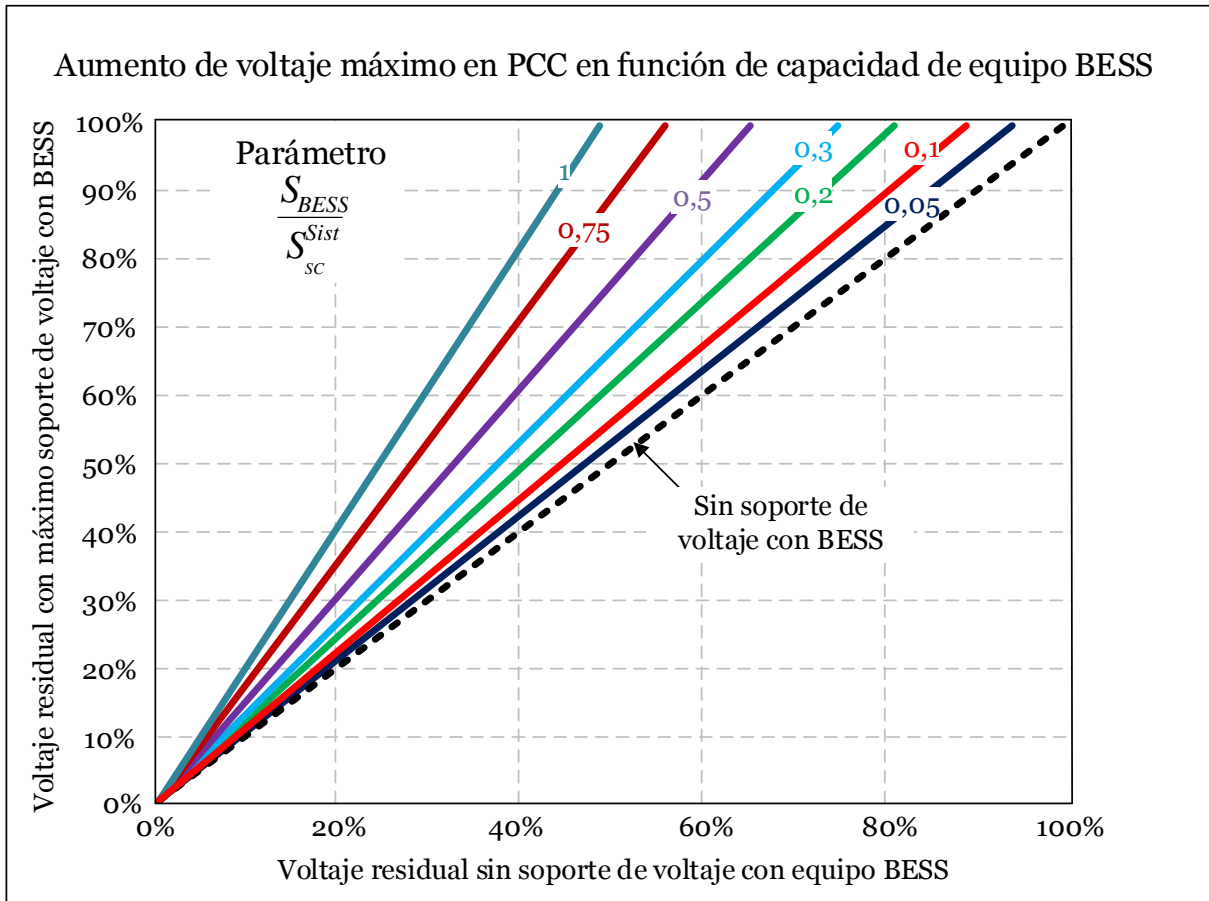


Figura 2.7.2: Aumento de voltaje en función de la lejanía de la falla para diferentes niveles de potencia de corto circuito [75].

A partir de la Figura 2.7.2, se pueden deducir dos importantes conclusiones respecto a la contribución de los equipos BESS al restablecimiento del voltaje durante una falla trifásica. En primer lugar, si el voltaje residual es del orden de 0,2 [p.u.] o menor, entonces el aumento de la tensión gracias al equipo BESS es marginal en todos los casos, independiente de cual sea el valor de  $S_{BESS}/S_{SC}^{Sist}$ . Esto se traduce en el hecho de que, para fallas cercanas al punto de conexión de los sistemas de baterías, el aumento de la tensión que estas generan inyectando corrientes reactivas es despreciable.

Por otro lado, también es posible observar que, para un voltaje residual del 40%, con un valor de  $\eta$  de 1 (es decir la capacidad instalada en baterías es igual a la potencia de cortocircuito del sistema,  $S_{BESS} = S_{SC}^{Sist}$ ), se puede aumentar el voltaje en un 40%, mientras que para un valor de  $\eta$  de 0,75 solo se logra un aumento de la tensión de un 30%. De esta forma, se puede concluir que mientras menos robusta sea la barra de conexión del equipo BESS, es decir, mientras menos enmallada esté con el sistema y por lo tanto existe un menor valor de potencia de cortocircuito, mayor va a ser el aumento en el voltaje que se puede lograr durante la falla gracias a las inyecciones de corrientes reactivas por parte del BESS.

## Capítulo 3: Metodología

En esta sección se realiza una descripción de los supuestos y de las diferentes etapas de la estrategia metodológica necesaria para localizar equipos BESS de forma tal que se aumente la estabilidad de un SEP, desarrollada a partir de los antecedentes teóricos y técnicos presentados en el Capítulo 2.

### 3.1. Criterio de estabilidad de voltaje

Para llevar a cabo la localización de equipos BESS en el sistema, se debe plantear un problema de optimización con una función objetivo que dé cuenta de la estabilidad de voltaje del SEP, y cuyas variables de decisión sean la potencia a instalar en equipos BESS en cada una de las barras del SEP. Esta función queda definida justamente por la ecuación (2.7.12), donde se tiene que el aumento de voltaje durante una falla en la barra  $i$ -ésima viene dado por:

$$\tilde{\eta}_i = \frac{\tilde{U}_i^f}{\tilde{U}_i^{f0}} = 1 - i_i^{BESS} \cdot \frac{S_i^{BESS}}{S_i^{SC}} \cdot e^{j(\phi + \theta_i)} \quad (3.1.1)$$

- Donde:
- $S_i^{BESS}$  corresponde a la potencia instalada en equipo BESS en la barra  $i$ -ésima
  - $S_i^{SC}$  corresponde a la potencia de cortocircuito de la red equivalente vista desde la barra  $i$ -ésima
  - $i_i^{BESS}$  corresponde a la corriente inyectada por los BESS en por unidad (base propia) en la barra  $i$ -ésima
  - $\phi$  corresponde al ángulo de la corriente inyectada por el equipo BESS
  - $\theta_i$  corresponde al ángulo de la impedancia equivalente del sistema visto desde la barra  $i$ -ésima

Considerando que la corriente inyectada  $i_i^{BESS}$  por los equipos BESS es completamente reactiva ( $\phi = -\theta_i$ ) y definida de acuerdo a los requerimientos de soporte de voltaje presentados en la sección 2.2.2, es directo deducir que la amplitud del voltaje  $U_i^f = |\tilde{U}_i^f|$  durante una falla gracias a la contribución de los equipos de baterías, en la barra  $i$ -ésima, viene dada por:

$$\begin{aligned} \tilde{U}_i^f &= \tilde{U}_i^{f0} \tilde{\eta}_i = \tilde{U}_i^{f0} \left( 1 + i_i^{BESS} \cdot \frac{S_i^{BESS}}{S_i^{SC}} \right) \\ \Rightarrow U_i^f &= U_i^{f0} \left( 1 + i_i^{BESS} \cdot \frac{S_i^{BESS}}{S_i^{SC}} \right) \end{aligned} \quad (3.1.2)$$

A nivel general, el objetivo deseado es encontrar una ubicación de BESS que aumente lo más posible el voltaje durante la falla. Esto último mejora el restablecimiento de la tensión en el sistema una vez despejado el cortocircuito, además de aumentar la transmisión de potencia activa durante la contingencia de acuerdo con la ecuación (2.2.4), mejorando también la estabilidad angular de las máquinas de acuerdo con el criterio de áreas acelerante-desacelerante [76].

De esta forma, el problema de optimización para una falla queda definido de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} \max_{s.a.} \sum_{i \in \mathcal{B}} U_i^f(S_i^{BESS}) \\ \sum_{i \in \mathcal{B}} S_i^{BESS} = S_{BESS} \end{aligned} \quad (3.1.3)$$

- Donde:
- $S_i^{BESS}$  corresponde a la potencia instalada en equipos BESS en la barra  $i$ -ésima
  - $U_i^f$  corresponde a la amplitud del voltaje en [p.u.] durante la falla en la barra  $i$ -ésima de acuerdo con la ecuación (3.1.2)
  - $S_{BESS}$  corresponde a la potencia total a instalar en equipos BESS en el sistema
  - $\mathcal{B}$  corresponde al conjunto de barras del sistema eléctrico

Con la formulación anterior, es posible definir la distribución de los equipos BESS en todas las barras del sistema eléctrico para una falla. Sin embargo, el comportamiento de un SEP es dinámico, tal como se describe en la sección 2.6 mediante las formas de onda de corrientes de cortocircuito, para fallas cercanas y lejanas a los generadores síncronos. Resolver el problema anterior de forma dinámica, considerando la evolución del voltaje de falla  $U_i^f(t)$  en todos los nodos del sistema, es computacionalmente imposible con la tecnología actual, dado que implicaría resolver las ecuaciones diferenciales del sistema para demasiados casos. Por esta razón, en este trabajo se propone usar la amplitud de los voltajes de falla, tal y como se plantea en la metodología de cálculo de cortocircuito completo descrita en la sección 2.6.1.

### 3.2. Cálculo de voltaje durante la falla

Tal y como se describe en la sección 2.6.1, la metodología de cálculo de cortocircuito completo permite obtener:

- Valores rms de voltajes y corrientes subtransitorias  $U_k''$  y  $I_k''$  respectivamente
- Valores rms de voltajes y corrientes transitorias  $U_k'$  y  $I_k'$  respectivamente

Para poder resolver el problema de optimización planteado, es necesario definir cuál de los valores de voltajes y corrientes se van a considerar: los valores subtransitorios o los transitorios. Para esto es necesario entender el significado físico de ambos valores. La forma de onda de corriente que se observa en la Figura 2.6.1 queda definida por la siguiente ecuación dinámica [73]:

$$i_a(t) = \left[ \frac{1}{X_d} + \left( \frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_d}} + \left( \frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-\frac{t}{T''_d}} \right] \cdot \sqrt{2} \cdot E_0 \cdot \cos\left(\omega_s t + \theta_0 - \frac{\pi}{2}\right) + i_{dc}(t) \quad (3.2.1)$$

- Donde:
- $i_a(t)$  corresponde a la corriente de cortocircuito en la fase “a” para una falla trifásica cercana a una máquina síncrona
  - $X_d$  corresponde a la reactancia síncrona de la máquina
  - $X'_d$  corresponde a la reactancia transitoria de la máquina
  - $X''_d$  corresponde a la reactancia subtransitoria de la máquina
  - $T'_d$  corresponde a la constante de tiempo transitoria de la máquina
  - $T''_d$  corresponde a la constante de tiempo subtransitoria de la máquina
  - $E_0$  corresponde a la amplitud del voltaje interno del generador
  - $i_{dc}(t)$  corresponde a la componente unidireccional “dc” de la forma de onda de corriente
  - $\omega_s$  corresponde a la frecuencia fundamental del sistema

La constante de tiempo transitoria  $T'_d$  es del orden de los segundos ( $\approx 0,6$  a  $1,3$  [s]) mientras que la constante de tiempo subtransitoria  $T''_d$  es del orden de los milisegundos ( $\approx 0,013$  a  $0,022$  [s]) [52]. En general, la componente unidireccional “dc”  $i_{dc}(t)$  se desprecia de la ecuación (3.2.1), dado que ésta se relaciona con el hecho de que la corriente no puede cambiar de forma instantánea una vez ocurrido el cortocircuito y decae con tiempos típicos del orden de los  $0,1$  a los  $0,4$  [s] [73]. Por otro lado, el método de cálculo completo entrega el valor rms, por lo que la expresión  $\cos(\omega_s t + \theta_0 - \pi/2)$  se puede simplificar por  $1/\sqrt{2}$ , con lo que la ecuación (3.2.1) queda de la siguiente forma:

$$i_{rms}(t) \approx \left[ \frac{1}{X_d} + \left( \frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_d}} + \left( \frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-\frac{t}{T''_d}} \right] \cdot E_0 \quad (3.2.2)$$

El valor rms de la corriente subtransitoria se define como el valor una vez ocurrido inmediatamente el cortocircuito, es decir, cuando en  $t = 0$  [s] [73]. Reemplazando en la ecuación anterior se tiene que:

$$I''_K = i_{rms}(0) \approx \left[ \frac{1}{X_d} + \left( \frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) + \left( \frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) \right] \cdot E_0$$

$$\Rightarrow \boxed{I''_K = \frac{E_0}{X''_d}} \quad (3.2.3)$$

El valor rms de la corriente transitoria se define como el valor una vez que la contribución de la componente subtransitoria ha decaído lo suficiente para considerarse despreciable, esto es cuando  $t = 5T''_d$  [73]. El criterio anterior es ampliamente usado para dinámicas con un decaimiento exponencial, dado que asegura que la señal respectiva ya ha decaído más allá del 99,5% de su valor. De esta forma se tiene que la corriente transitoria queda definida por:

$$I'_K = i_{rms}(5T''_d) \approx \left[ \frac{1}{X_d} + \left( \frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{5T''_d}{T'_d}} + \left( \frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-5} \right] \cdot E_0$$

En este caso, se tiene que  $e^{-5} = 0,006 \approx 0$  mientras que, dado que  $T'_d \gg T''_d$ , se tiene que  $T''_d/T_d \approx 0$ , con lo que la relación anterior queda de la siguiente forma:

$$I'_K = i_{rms}(5T''_d) \approx \left[ \frac{1}{X_d} + \left( \frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) \right] \cdot E_0$$

$$\Rightarrow \boxed{I'_K = \frac{E_0}{X'_d}} \quad (3.2.4)$$

Así, se confirma que los valores subtransitorios corresponden a los voltajes y corrientes una vez ocurrido inmediatamente un cortocircuito, lo cual se puede obtener usando la metodología de cálculo completo, considerando las reactancias subtransitorias de las máquinas síncronas. Los valores transitorios corresponden a aquellos que se dan una vez que la componente subtransitoria se vuelve despreciable, es decir cuando  $t = 5T''_d \approx 0,11$  [seg] lo que equivale a aproximadamente 5,5 ciclos de la frecuencia fundamental. A continuación, se muestran los instantes de cálculos respectivos de los valores subtransitorios y transitorios en la forma de onda de corriente de cortocircuito.

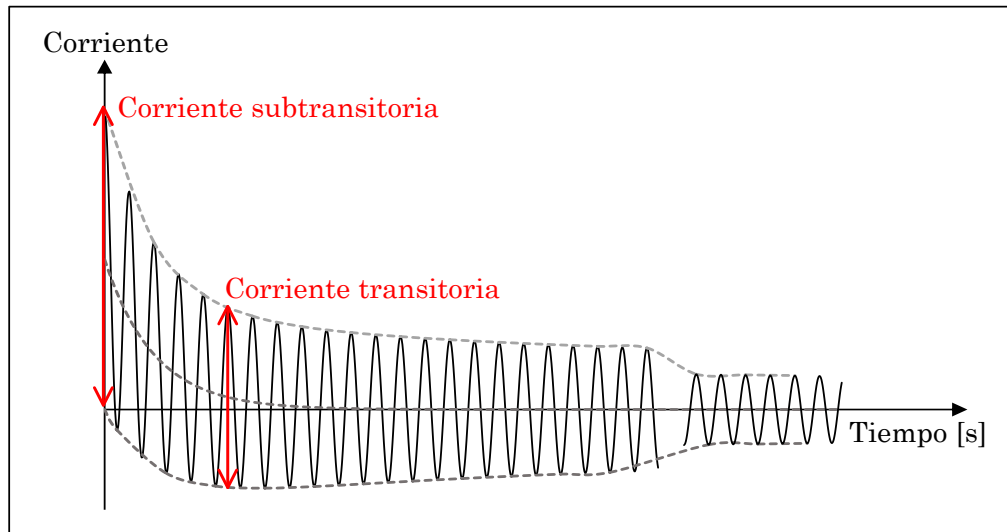


Figura 3.2.1: Corriente subtransitoria y transitoria obtenidas mediante método de cálculo completo

Tal y como se menciona en la sección 2.2.2, en el instante inmediatamente después de ocurrido un cortocircuito en la red, las máquinas síncronas convencionales pueden inyectar corrientes de cortocircuito de magnitud varias veces su valor nominal. Por esta razón, la potencia de cortocircuito  $S_i^{SC}$  del sistema, vista desde cualquier barra  $i$ -ésima del SEP, va a ser varias veces mayor durante el periodo subtransitorio que en el transitorio. Considerando este factor en la ecuación (3.1.2), se tiene que la contribución al restablecimiento del voltaje durante una falla, gracias a la contribución de inyecciones de corrientes reactivas por parte de los equipos BESS, es mucho menor considerando el cálculo de valores subtransitorios que transitorios. Por otro lado, si bien los equipos de electrónica de potencia son extremadamente rápidos en su respuesta dinámica, no pueden actuar de forma instantánea inmediatamente ocurrida una falla, por lo que para el método de cálculo completo de valores subtransitorios estos equipos se ignoran [77].

Por lo tanto, para llevar a cabo la optimización propuesta, el criterio de estabilidad de voltaje a considerar para la incorporación de los equipos BESS se basa en los valores transitorios  $U'_K$ .

### 3.3. Esquema metodológico

Como se menciona en la sección 2.6.1, el cálculo completo de cortocircuito depende del punto de operación evaluado, lo cual tiene un impacto directo en la potencia de cortocircuito  $S_i^{SC}$  vista en cada barra del sistema. Puntos de operación con una menor cantidad de máquinas síncronas y mayor generación ERNC conectada mediante convertidores, van a caracterizarse por potencias de cortocircuito menores. De esta forma, la elección de los puntos de operación a evaluar es clave para llevar a cabo la resolución del problema de optimización.

En estricto rigor, la optimización se debería resolver para todos los puntos de operación posibles del SEP. Sin embargo, sería computacionalmente imposible hacer un análisis dinámico de toda la operación del sistema en un año (8760 horas), por lo que la única alternativa es realizar un análisis estático considerando un número acotado de puntos de operación. Así, en esta metodología se propone realizar la localización para el peor escenario, el cual corresponde a un punto de operación donde se tiene la menor contribución de corrientes de cortocircuito por parte de los generadores operativos del sistema, por ejemplo, horas con alta penetración de ERNC y baja contribución de generadores convencionales, es decir, con una baja demanda neta ( $D_{neta} = D_{total} - G_{ERNC}$ ).

El problema de optimización (3.1.3) está planteado para una contingencia específica, para la cual se pueden obtener los voltajes y corrientes transitorias mediante la metodología de cálculo completo. Sin embargo, la ocurrencia de fallas en la red de transmisión es un problema estocástico, donde cada falla tiene una probabilidad de ocurrencia, así como un mayor o menor impacto dependiendo de en qué punto de la red ocurre. Por esta razón, y ante la incertidumbre de cuáles son las contingencias que efectivamente podrían ocurrir, el problema de optimización se resuelve para un conjunto  $\mathcal{C}$  de fallas críticas. De este modo, es posible encontrar una localización que contribuya a la estabilidad de voltaje en varios escenarios posibles de cortocircuitos, lo que la hace una solución robusta desde un punto de vista de seguridad. De esta forma el problema de optimización queda planteado de la siguiente forma.

$$\begin{aligned}
& \max_{s.a.} \sum_{j \in \mathcal{C}} \lambda_j \sum_{i \in \mathcal{K}} U_{ij}^f(S_i^{BESS}) \\
& \sum_{i \in \mathcal{K}} S_i^{BESS} = S_{BESS} \\
& \sum_{j \in \mathcal{C}} \lambda_j = 1
\end{aligned} \tag{3.3.1}$$

Donde el subíndice  $i$  denota la barra y el subíndice  $j$  la falla

En la formulación anterior, se incorporan múltiples contingencias (conjunto  $\mathcal{C}$  con  $N_C$  número de cortocircuitos) de forma tal que se obtenga una localización que pueda cubrir un conjunto razonable de probables fallas. En este caso cada contingencia  $j$ -ésima tiene

asociado un ponderador  $\lambda_j$ , adimensional y normalizado, que indica en que medida es más relevante la contribución de los equipos BESS a la restauración de voltaje en ese escenario respecto al resto. En esta metodología se propone usar la probabilidad de ocurrencia de cada falla a partir de la estadística disponible en la operación histórica del SEP estudiado. Sin embargo, esto queda como una opción abierta a elección de cada usuario y planificador que puede usar otros criterios, como el impacto o el nivel de importancia técnica que puede tener cada falla específica.

Finalmente, es claro que el número de combinaciones posibles de localizaciones crece exponencialmente con el número de barras que tiene el sistema. En el caso más simple, donde las variables de decisión  $S_i^{BESS}$  son binarias para elegir si se pone o no un equipo BESS en la barra  $i$ -ésima, existen  $2^N$  combinaciones posibles de localizaciones donde  $N$  es el número de barras del SEP. Esto último corresponde a la cota mínima de combinaciones posibles, dado que en la práctica las variables de decisión pueden ser enteras, definiendo la cantidad de módulos de una capacidad dada de equipos BESS que se pueden instalar en cada barra. Por esta razón, para simplificar el problema, en este trabajo se limita la cantidad de barras a considerar en la localización. En este contexto, se propone realizar la localización en un conjunto  $\mathcal{K} \subseteq \mathcal{B}$  de barras candidatas, las cuales corresponden a las barras con menores potencias de cortocircuito del sistema. De esta forma, se descartan localizaciones donde la contribución de los equipos BESS sería despreciable, por ejemplo, barras con generadores síncronos conectados. Así, el esquema metodológico para llevar a cabo la optimización se define de la siguiente forma.

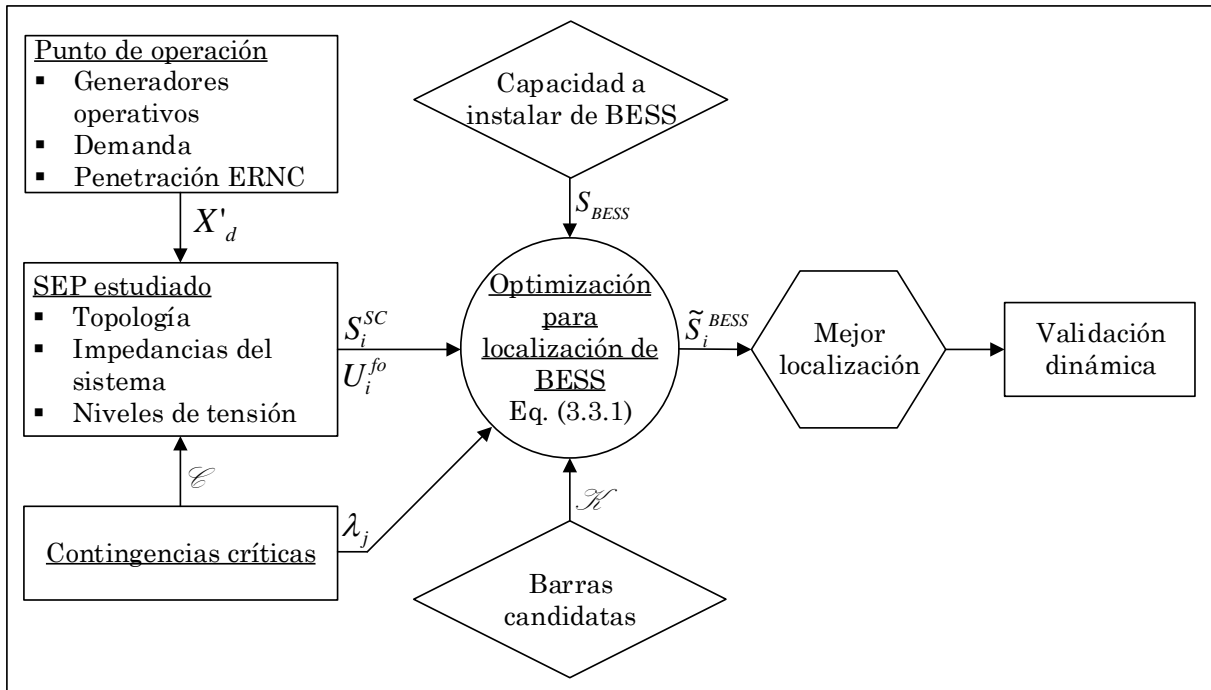


Figura 3.3.1: Esquema metodológico

Como se observa en el esquema anterior, la localización óptima definida por el conjunto de variables  $\tilde{S}_1^{BESS}, \tilde{S}_2^{BESS}, \dots, \tilde{S}_{N_K}^{BESS}$  (donde  $N_K$  es el número de barras candidatas) se valida mediante simulaciones dinámicas. Esto último es de suma importancia dado que el método de cálculo completo para fallas corresponde a un análisis estático, tal y como se puede ver en la ecuación (3.3.1), donde no existe dependencia del tiempo. Por esta razón,



se debe corroborar que existe un mejor desempeño del SEP tanto en régimen permanente como durante contingencia, considerando la localización óptima con respecto al caso base sin BESS. Más importante aún es verificar que el comportamiento dinámico considerando la localización óptima es mejor que cualquier otra solución propuesta. Un método complementario de validación, es calcular los índices de estabilidad de voltaje estáticos presentados en la sección 2.5, los cuales deberían mejorar con la localización óptima en relación con el caso base.

## Capítulo 4: Optimización propuesta

El problema de optimización planteado en el capítulo anterior mediante la ecuación (3.3.1) presenta numerosos desafíos para su resolución, los cuales se detallan a continuación.

En primer lugar, el problema es no lineal, tanto en sus restricciones como en su función objetivo. Lo primero se da producto de las ecuaciones de Kirchhoff  $\mathcal{G}_{ij}$  y  $\mathcal{H}_{ij}$ , las cuales consideran los fasores de corrientes y voltajes en la red que son números complejos, lo que necesariamente implica trabajar con las funciones seno, coseno y con la norma euclidiana para vectores, las cuales son todas funciones matemáticas no lineales. Por otro lado, la potencia de cortocircuito del sistema equivalente  $S_i^{SC}$  visto desde cada barra depende de la contribución de los BESS ubicados en los otros nodos del sistema, es decir, de las variables de decisión  $S_j^{BESS}$  con  $j \neq i$ . De forma similar, la amplitud de la inyección de corriente reactiva  $i_i^{BESS}$  definida en la ecuación (3.1.2) depende de la caída de tensión en la barra  $i$ -ésima, es decir de  $U_{ij}^f$ , la cual cambia según las inyecciones de los otros equipos que también contribuyen a reestablecer el voltaje de la red. Esto último resulta del hecho de que el análisis realizado en [75], de donde se deduce la ecuación (3.1.2), es para una sola barra sin considerar el resto del sistema dado que se toma su equivalente.

Por otro lado, el problema (3.3.1) puede poseer varios máximos y no un único máximo global. Un ejemplo de esto es cuando existen dos barras con la misma potencia de cortocircuito equivalente del sistema  $S_i^{SC}$ , o cuando todas las barras del sistema tienen potencias de cortocircuito muy similares. En esos casos no se puede garantizar una única solución para el problema. En consecuencia, no se puede concluir sobre la convexidad del problema de forma general.

Finalmente, las variables de decisión  $S_i^{BESS}$  pueden ser, en general, binarias (se conecta o no un equipo BESS) o bien enteras (se conecta una cantidad de módulos con capacidad estándar) pero no continuas. Con todas estas consideraciones, el problema de optimización es difícil de resolver de forma analítica o mediante métodos numéricos convencionales [78]. Por esta razón en esta tesis se propone el uso de una resolución heurística del problema de optimización, en particular mediante algoritmos genéticos, los cuales si bien no pueden garantizar la optimalidad de la solución encontrada, sí entregan buenas soluciones en su vecindad [79]. A continuación, se detallan los aspectos claves de los algoritmos genéticos presentes en la literatura, así como la formulación específica propuesta para la resolución del problema de localización de BESS.

### 4.1. Características de los algoritmos genéticos

Los algoritmos genéticos o GA<sup>xix</sup> consisten en una metodología de búsqueda basada en la conjetura de la selección natural y en los principios de la genética [80]. A diferencia de muchas otras técnicas heurísticas, los algoritmos genéticos se caracterizan por realizar una búsqueda de muchos puntos extremos (máximos o mínimos) de una función en forma paralela, lo cual reduce la posibilidad de converger a máximos o mínimos locales. Esto último es uno de los grandes desafíos de los métodos heurísticos, los cuales pueden

---

<sup>xix</sup> Por su sigla en Inglés Genetic Algorithm

converger a puntos de extremos locales si no se encuentran bien diseñados e implementados [80].

Tradicionalmente, otros métodos de optimización empiezan con un candidato y luego aplican reglas heurísticas para de esta forma encontrar el óptimo iterativamente. En el caso de los GA se considera una población de posibles soluciones candidatas, lo que permite realizar una exploración en varias zonas del espacio de búsqueda de forma simultánea y adaptativa. Otra diferencia importante de los algoritmos genéticos en relación con otros métodos heurísticos, es el uso de codificación de las variables de decisión para representar el problema. Así, en lugar de trabajar en un espacio de búsqueda con las variables en su representación original, los GA se trasladan a un *espacio genotípico* [80]. Desde la invención de los GA por parte de John Holland en 1960, los candidatos a solución del problema se suelen representar por cromosomas, cada uno con un número de genes que codifican cada una de las variables de decisión del problema. De este modo, diferentes alelos o versiones de un mismo gen definen el comportamiento que tendrá cada candidato en su entorno, lo que se conoce como fenotipo [79].

Si bien las variables de decisión se encuentran codificadas en un espacio genotípico, cada candidato puede ser evaluado por una función de fortaleza (o *fitness* como se conoce en la literatura), la cual en general se encuentra definida en su espacio original o *espacio fenotípico*. La idea central, es que los candidatos con una mayor fortaleza, son más aptos a sobrevivir a las presiones de su entorno, y por lo tanto estadísticamente tienen mayores posibilidades de sobrevivir y reproducirse. Esto es lo que se conoce como selección natural lo cual, junto con la idea de herencia genética, sostiene que, con el paso de las generaciones, los individuos con un mejor desempeño fenotípico van a marcar una tendencia genotípica, que va a permitir que la especie en general se adapte para alcanzar un genotipo con el mayor desempeño en su entorno.

Cada candidato o cromosoma se suele codificar mediante un vector de dimensión fija de genes, donde cada uno corresponde a un número binario, entero o incluso real. Una vez que se tiene una población inicial de candidatos, los GA evolucionan la población creando generaciones sucesivas usando tres operadores básicos [79], [80]:

- **Selección:** El algoritmo debe elegir el o los padres de las próximas generaciones. Esto último se hace en función de la fortaleza de cada cromosoma.
- **Entrecruzamiento cromosómico o recombinación:** Si los candidatos son haploides (poseen un cromosoma), entonces durante el cruce de los padres seleccionados de la generación anterior, se obtiene un hijo el cual tiene un cromosoma que es la combinación de segmentos de los cromosomas padres. Esto se muestra en el siguiente esquema.

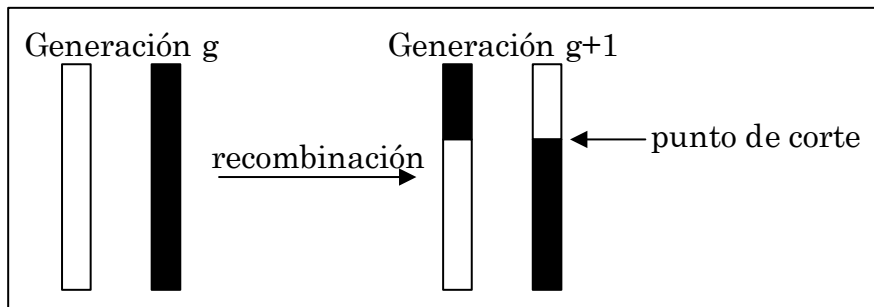


Figura 4.1.1: Esquema de recombinação genética.

- **Mutaciones:** Alteraciones aleatorias de algunos genes de cada candidato en cada generación, con una probabilidad de ocurrencia  $P_m$ .

El desafío para implementar un GA que entregue buenas soluciones, es realizar una formulación y codificación de las variables de decisión adecuada, que permita aplicar estas operaciones genéticas logrando un buen compromiso entre lo que se conoce como *exploración* y *explotación*. La exploración corresponde a mantener un cierto nivel de diversidad genética, lo cual equivale a seguir generando candidatos en diferentes zonas del espacio de búsqueda. Poca diversidad genética puede generar una convergencia prematura del algoritmo a candidatos que no necesariamente se encuentren en la vecindad de la solución óptima. La explotación significa aprovechar aquellos genes que tienen un mayor impacto en la adaptación de los candidatos a su entorno y que, por lo tanto, deberían mantenerse y propagarse en la población general para converger a un óptimo. Un exceso de exploración significa aumentar la probabilidad de perder rasgos genéticos relevantes para encontrar una buena solución, así como también un aumento del tiempo de convergencia del algoritmo [79], [80].

A pesar de que no existe una convención teóricamente verificada, en general se acepta la idea de que en las primeras generaciones es relevante fortalecer la exploración para asegurar un cierto grado de diversidad genética, para luego en el largo plazo fortalecer la explotación [79]. A partir de los conceptos definidos anteriormente, es posible realizar una codificación del problema (3.3.1) para resolverlo a través de un algoritmo genético.

## 4.2. Modelo del algoritmo genético

A continuación se resume el procedimiento para llevar a cabo el proceso de optimización, usando la modelación propuesta basada en algoritmos genéticos.

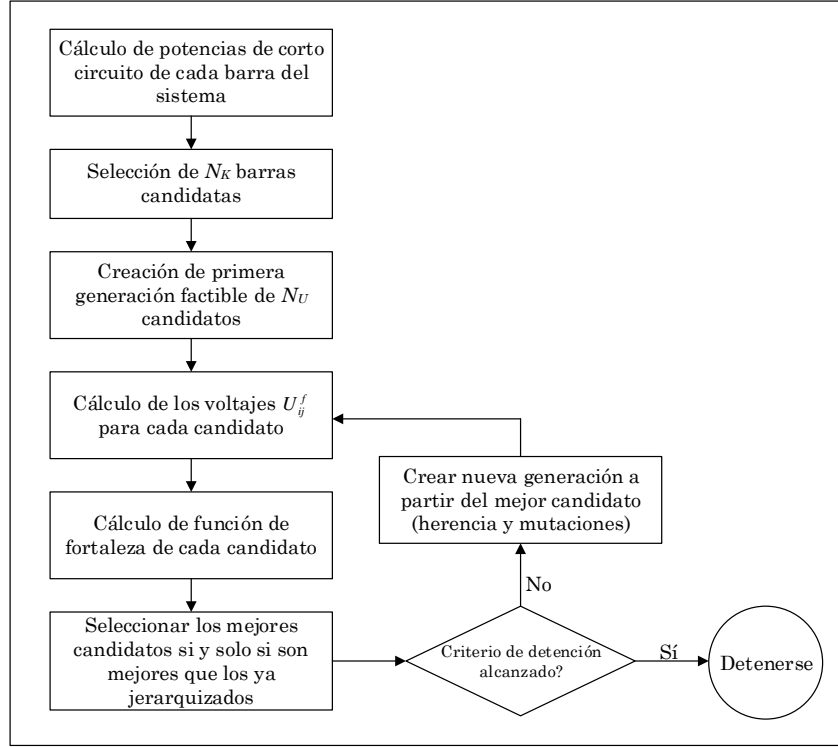


Figura 4.2.1: Esquema de algoritmo genético para localización de equipos BESS.

En las siguientes secciones se detallan cada uno de los pasos del algoritmo.

### 4.2.1. Codificación de las variables de decisión

Las variables originales  $S_i^{BESS}$  del problema (3.3.1), corresponden a las potencias instaladas de equipos BESS en cada una de las barras candidatas el conjunto  $\mathcal{K}$ . En la práctica, la potencia a instalar no puede ser una variable continua real, sino un valor entero, el cual debe ser acorde a los módulos de BESS existentes, disponibles en el mercado. Así, a partir de la revisión presentada en la Tabla 1, la fabricación de equipos de menos de 1[MW] y de más de 100 [MW] parece poco factible desde un punto de vista técnico. Por esta razón, en este trabajo se asume que la capacidad a instalar en cada barra candidata es un múltiplo de módulos de potencia base  $S_b^{BESS}$  de 10 [MW], lo cual se puede cambiar de acuerdo al criterio de cada planificador y de la tecnología a usar. De esta forma, las variables de decisión quedan definidas de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
 S_i^{BESS} &= n_i^{BESS} \cdot S_b^{BESS} \\
 n_i^{BESS} &\in \mathbb{N} \cup \{0\}, \forall i \in \mathcal{K} \\
 S_b^{BESS} &= 10[MW]
 \end{aligned}
 \tag{4.2.1}$$

De forma similar, la capacidad total de BESS a instalar  $S_{BESS}$  también debe ser un múltiplo de la potencia base de un solo módulo, que cumple con  $S_{BESS} = N_{BESS} \cdot S_b^{BESS}$ ,

donde  $N_{BESS} = \sum n_i^{BESS}$ . Con esta transformación, el espacio genotípico de búsqueda queda definido por las variables de decisión enteras  $n_i^{BESS}$ . Entonces, cada gen representa la cantidad de módulos que hay en cada una de las barras candidatas del conjunto  $\mathcal{K}$ . Por lo tanto, cada candidato  $q_g \in \mathcal{Q}$  (donde  $\mathcal{Q}$  es el conjunto de  $N_Q$  posibles candidatos) se puede representar por el siguiente cromosoma.

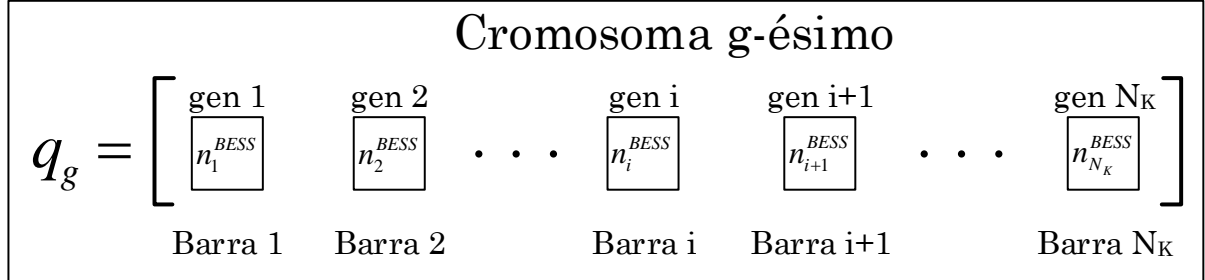


Figura 4.2.2: Codificación de variables de decisión en cromosomas.

#### 4.2.2. Función de fitness

Una vez definida la codificación de las variables de decisión, es necesario precisar la función fitness que se usará para poder comparar los candidatos de una misma población. En este caso, la función fitness coincide con la función objetivo del problema (3.3.1), es decir se tiene que:

$$F(q_g) = \sum_{j \in \mathcal{C}} \lambda_j \sum_{i \in \mathcal{K}} U_{ij}^f(q_g) \quad (4.2.2)$$

- Donde:
- $q_g$  corresponde a uno de los posibles candidatos de solución de la localización de BESS del conjunto  $\mathcal{Q}$
  - $U_{ij}^f$  corresponde al voltaje transitorio en la barra  $i$ -ésima del conjunto de barras candidatas  $\mathcal{K}$ , para la falla  $j$ -ésima del conjunto de fallas críticas  $\mathcal{C}$
  - $\lambda_j$  corresponde al peso que tiene cada contingencia en el problema de optimización

En este caso, la función de fitness  $F(q_g)$  se encuentra expresada en las variables originales, por lo que se realiza una evaluación fenotípica como se menciona en la sección anterior. Para calcular los valores de los voltajes transitorios  $U_{ij}^f$  durante la contingencia  $j$ -ésima en la barra  $i$ -ésima, dado el candidato de localización  $q_g$ , se realiza el método de cálculo completo mediante DigSilent. En este software, los equipos BESS se pueden representar mediante el elemento definido como *Static Generator*, el cual puede tener soporte de voltaje dinámico como el definido en la Figura 2.2.7 [77]. En consecuencia, así se puede considerar la contribución de todos los otros equipos BESS a la restauración del sistema. De esta forma, mediante DigSilent, para cada candidato se puede obtener la siguiente matriz:

		Cromosoma g-ésimo						
		gen 1	gen 2	...	gen i	gen i+1	...	gen N <sub>K</sub>
		$n_1^{BESS}$	$n_2^{BESS}$	...	$n_i^{BESS}$	$n_{i+1}^{BESS}$	...	$n_{N_K}^{BESS}$
		Barra 1	Barra 2	...	Barra i	Barra i+1	...	Barra N <sub>K</sub>
Contingencia 1		$U_{11}^f$	$U_{21}^f$	...	$U_{i1}^f$	$U_{(i+1)1}^f$	...	$U_{N_K 1}^f$
Contingencia 2		$U_{12}^f$	•	•				
•		•						
Contingencia j		$U_{1j}^f$						
Contingencia j+1		$U_{1(j+1)}^f$						
•		•						
Contingencia N <sub>C</sub>		$U_{1N_C}^f$					•	$U_{N_K N_C}^f$

Figura 4.2.3: Representación de voltajes durante contingencias para cada candidato de localización.

### 4.2.3. Conjunto de barras candidatas

El conjunto de barras candidatas puede ser un dato de entrada, las cuales se pueden elegir por el planificador de acuerdo a un criterio a priori como se muestra en el esquema metodológico de la Figura 3.3.1. Sin embargo, dada la modelación del problema de optimización que se presenta en las secciones anteriores, es posible definir un criterio claro para la cantidad de barras a considerar. En términos generales, para un número total  $N_{BESS}$  de módulos de equipos BESS a instalar en  $N_K$  barras candidatas, el espacio genotípico  $Q$  de búsqueda tiene la siguiente cantidad  $N_Q$  de posibles cromosomas:

$$N_Q = \binom{N_{BESS} + N_K - 1}{N_K - 1} = \frac{(N_{BESS} + N_K - 1)!}{(N_K - 1)! N_{BESS}!} \quad (4.2.3)$$

- Donde: -  $N_{BESS}$  corresponde al número total de módulos de equipos BESS a instalar
- $N_K$  corresponde al número de barras candidatas a considerar en la optimización

La ecuación (4.2.3) indica la cantidad de combinaciones que se pueden hacer con los  $N_{BESS}$  módulos de BESS en las  $N_K$  barras candidatas. Para verificar su veracidad, basta con probar con algunos casos de posibles combinaciones de barras  $N_K$  y de cantidad de módulos  $N_{BESS}$ , como se muestra a continuación.

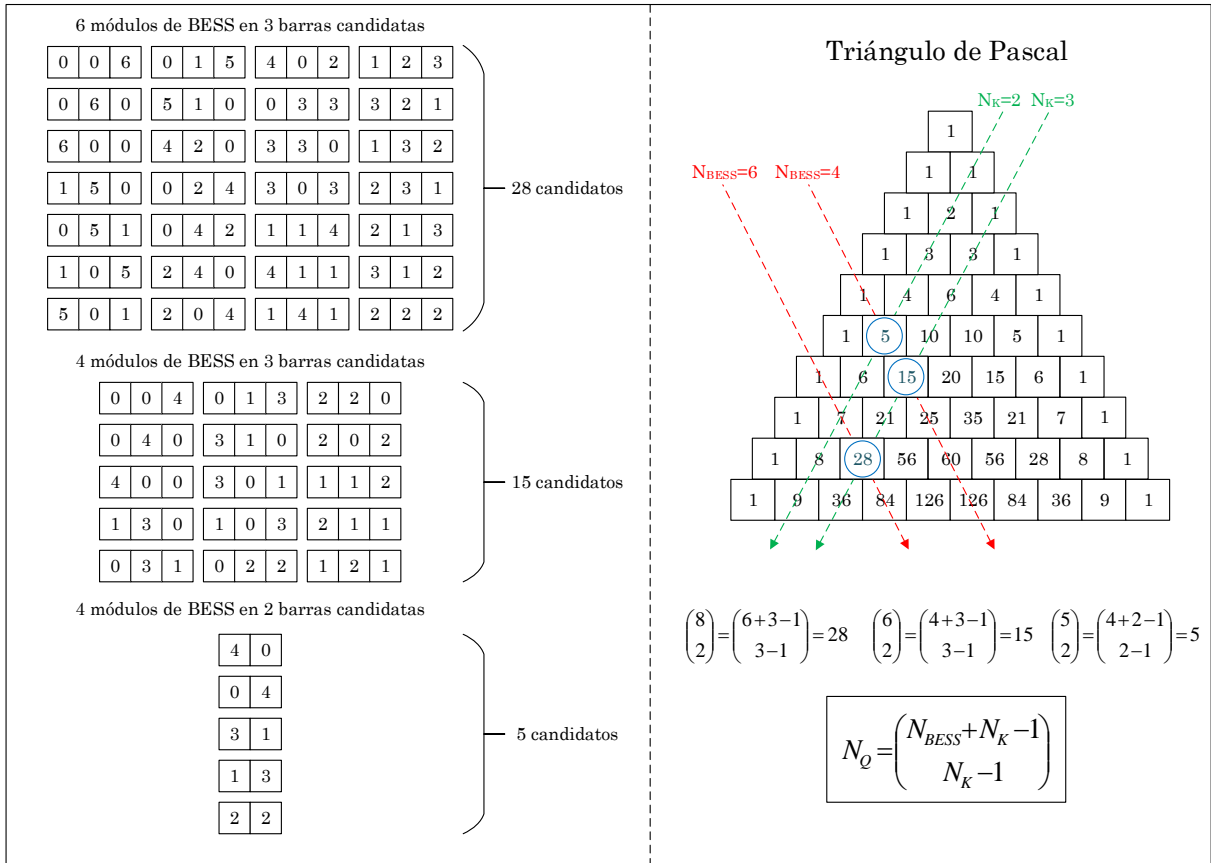


Figura 4.2.4: Ejemplo de aplicación de ecuación (4.2.3) para número de candidatos posibles en el espacio de búsqueda.

En la Figura 4.2.4 se grafican todas los posibles candidatos de localización de  $N_{BESS}$  módulos en  $N_K$  barras candidatas, para tres escenarios posibles: 6 módulos en 3 barras, 4 módulos en 3 barras y 4 módulos en 2 barras. Consiguientemente, estos resultados se muestran gráficamente en el triángulo de Pascal, donde es posible observar como se relacionan la cantidad de candidatos con los coeficientes binomiales  $\binom{n}{k}$ . A pesar de que verificar la validez de la ecuación (4.2.3) para un par de casos no es suficiente para considerarse como una demostración matemática formal, es claro ver que existe una recursión que hace posible realizar dicha demostración por inducción matemática.

A continuación, se grafica como crece el espacio de búsqueda  $Q$  en función de la cantidad de barras candidatas seleccionadas, así como también de la cantidad de módulos disponibles para realizar la localización.



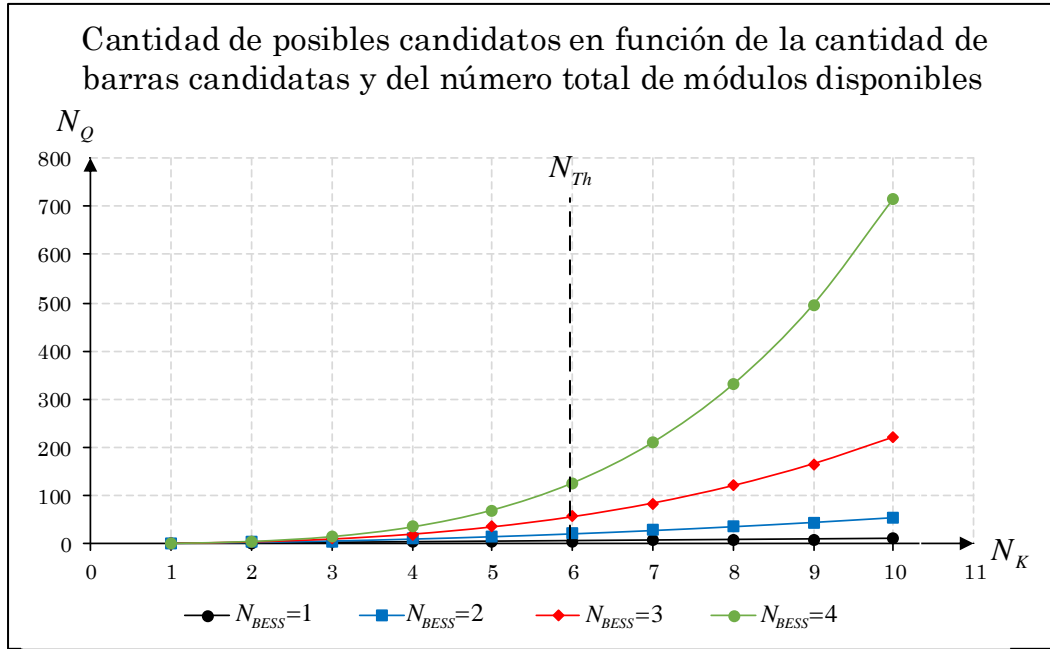


Figura 4.2.5: Crecimiento del espacio de búsqueda en función de la cantidad de módulos de BESS y barras candidatas del problema.

Es claro ver que el espacio de búsqueda tiene un crecimiento exponencial tanto para el número de BESS a ubicar, como del número de barras a considerar para la localización. Si cada candidato de localización tiene un tiempo promedio de simulación  $\bar{t}_S$  en DigSilent con la metodología de cálculo completo, entonces es posible obtener el tiempo total  $T$  que tomaría realizar una búsqueda exhaustiva del espacio de búsqueda para encontrar el mejor candidato de localización, esto en función de la cantidad de barras candidatas.

$$T(N_K) = N_Q(N_K) \cdot \bar{t}_S = \frac{(N_{BESS} + N_K - 1)!}{(N_K - 1)! N_{BESS}!} \cdot \bar{t}_S \quad (4.2.4)$$

A partir de la ecuación (4.2.4) es claro que si se consideran muy pocas barras entonces sí es posible realizar una búsqueda exhaustiva de la solución, mientras que a partir de cierto umbral ya no es aceptable. Esto también se puede observar en la Figura 4.2.5, donde para una cantidad menor a un valor umbral de barras candidatas  $N_{Th}$ , la cantidad de candidatos en el espacio de búsqueda es pequeña independiente del número de módulos BESS a localizar. Con el tiempo umbral  $T_{Th}$ , y la cantidad de módulos BESS a instalar  $N_{BESS}$  (dato de entrada del problema), entonces es posible obtener la cantidad de barras candidatas que se deberían considerar en el problema usando la ecuación (4.2.4).

Una vez definida la cantidad de barras candidatas, se pueden seleccionar aquellas que tengan las menores potencias equivalentes de cortocircuito  $S_i^{SC}$  del sistema, dado que es claro a partir de la ecuación (3.1.2) que es en estos nodos donde se debería poder aumentar más el voltaje transitorio durante la falla. De acuerdo a lo anterior, es razonable suponer que un conjunto de buenas localizaciones debe considerar necesariamente las barras menos robustas del sistema para ubicar los equipos BESS.

#### **4.2.4. Operador de selección**

Una vez calculada la función de fitness de cada uno de los candidatos de una generación, se deben seleccionar aquellos que serán padres de las siguientes generaciones de candidatos. Para esto existen muchos tipos de operadores de selección en la literatura, como por ejemplo el sorteo mediante ruleta, escalamiento sigma, elitismo, selección de Boltzmann, selección por ranking, selección por torneo, etc. [79]. En la práctica, no hay evidencias teóricas que favorezcan definitivamente un operador de selección por sobre el resto. En este caso se decidió usar la selección elitista de candidatos, de forma análoga a la usada en el algoritmo genético MVMO presentado en [78], el cual define que los padres de la próxima generación serán los candidatos con la mejor función de fitness entre la población de la generación actual. Este método puede presentar problemas, por ejemplo, cuando se hace la codificación de parámetros físicos de una función de fortaleza multivariable, como la presión en función del volumen y la temperatura, a un único espacio genotípico uniforme de variables de decisión. En ese caso la selección elitista podría favorecer candidatos que tienen mejores rasgos únicamente de una de sus variables obviando las otras, entregando una mala solución del problema.

En el caso del problema (3.1.1), la función de fortaleza es univariable en el sentido de que depende únicamente de la localización propuesta por el candidato que se está evaluando. Por esta razón no debería existir conflicto con la selección de los mejores candidatos para ser padres de la siguiente generación. Por el contrario, debería mejorar el rendimiento del algoritmo detectando aquellos rasgos que sí son claves para mejorar la estabilidad de voltaje durante la falla, permitiéndoles perdurar a lo largo del proceso evolutivo.

El operador de selección elitista crea un archivo histórico, el cual se actualiza guardando y ordenando de forma jerárquica los mejores candidatos encontrados en cada generación. De esta forma, en cada generación, el mejor candidato encontrado es comparado con los que se encuentran en el archivo histórico en base a sus respectivas funciones de fitness. Si el actual candidato posee una mejor función que alguno de los que se encuentran en el archivo, entonces toma su lugar y el resto de la lista se actualiza y se reordena jerárquicamente. De esta forma se puede mantener un registro de los mejores candidatos que se han encontrado luego de un cierto número de generaciones. Finalmente, el o los padres de cada nueva generación de candidatos se seleccionan de acuerdo con algún criterio definido por el usuario del archivo histórico.

Es claro ver que este operador de selección favorece la explotación por sobre la exploración. Por esta razón es necesario diseñar el resto de los operadores para permitir un buen grado de exploración que evite convergencias prematuras del GA.

#### **4.2.5. Operador de recombinación**

El impacto de la recombinación genética no ha sido claramente definido de forma teórica. En el caso de haber reproducción por cruce de dos padres, entonces la recombinación debería orientarse a generar hijos que combinen los mejores rasgos de ambos, de forma tal que se acelere la convergencia del algoritmo. Esto, sin embargo, depende fuertemente del modo en que se haga la recombinación. En particular, se debe definir un “punto de corte” en ambos padres para definir los segmentos de material genético que se van a combinar como se muestra en la Figura 4.1.1. Este punto puede ser

siempre el mismo, puede ser elegido al azar o bien de acuerdo con algún criterio particular. Por otro lado, podrían existir dos puntos de corte para que la recombinación genética no necesariamente implique que los extremos de los cromosomas se conserven siempre en las siguientes generaciones.

En este caso en particular, para realizar recombinación genética, es necesario definir los puntos de corte de acuerdo a las características propias de cada uno de los padres que se eligieron para crear una nueva generación, como se ve en el ejemplo de la Figura 4.2.6. Dada la forma en que se codificaron las variables de decisión (variables enteras) y que se debe usar un número total de módulos  $N_{BESS}$ , no es posible encontrar un punto de corte fijo que permita generar hijos factibles para todo par de padres escogidos de forma aleatoria en el espacio de búsqueda. De esta forma, para poder realizar recombinación genética entre dos padres, sería necesario realizar la comparación de varias combinaciones posibles de puntos de cortes entre dos cromosomas, de forma tal que el cromosoma hijo satisfaga la restricción de usar exactamente el número de módulos disponibles. Esto último tiene tres importantes consecuencias (Figura 4.2.6):

- Buscar todos los posibles puntos de corte tomaría bastante tiempo en el caso de existir muchas barras candidatas.
- Pueden no existir puntos de corte para realizar hijos factibles mediante recombinación.
- Pueden existir una multiplicidad de puntos de corte entre dos padres, por lo que sería necesario definir un criterio adicional para seleccionar un punto de corte entre todas las posibilidades.

De esta forma es claro que incluir recombinación genética, dada la codificación de las variables de decisión propuesta es altamente ineficiente.

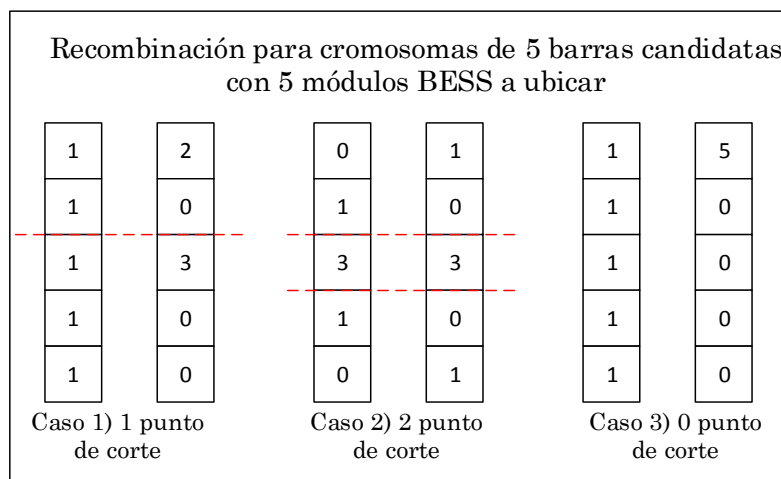


Figura 4.2.6: Esquema de puntos de corte para recombinación dadas diferentes alternativas de padres.

Otra alternativa es dejar que la recombinación se haga de forma aleatoria y que los candidatos infactibles sean descartados incorporando la restricción de igualdad como un factor de penalización en la función de fitness (4.2.2), como se muestra a continuación.

$$\hat{F}(q_g) = \sum_{j \in \mathcal{C}} \lambda_j \sum_{i \in \mathcal{K}} U_{ij}^f(S_i^{BESS}) - \mu \left| \sum_{i \in \mathcal{K}} S_i^{BESS} - S_{BESS} \right| \quad (4.2.5)$$

Donde:  $\mu$  es un número muy grande

El problema de considerar recombinaciones aleatorias junto con una penalización en la función de fitness, es que probablemente la mayor parte del tiempo se generen candidatos infactibles, y que por lo tanto el GA se estanque sin poder generar buenos padres en cada generación, creando una convergencia prematura producto de la generación aleatoria de candidatos que se encuentran fuera del espacio de búsqueda factible.

Por estas razones, en este trabajo se propone no considerar el operador de recombinación, es decir, que exista un único padre para las generaciones siguientes, el cual correspondería al número 1 en la lista de mérito que se genera en base a la comparación de las funciones de fitness. La falta de recombinación hace fundamental la presencia de mutaciones de forma persistente, de forma tal que se asegure la mantención de la diversidad genética dentro de la población de candidatos para evitar la convergencia a extremos locales. A continuación, se describen los detalles de la función de mutación del algoritmo.

#### 4.2.6. Operador de mutación

De acuerdo a lo descrito en las secciones anteriores, el operador de mutaciones adquiere una dimensión sumamente relevante para evitar convergencias prematuras, falta de diversidad genética y la posibilidad de evaluar el espacio de búsqueda factible a través de la mayor cantidad de caminos posibles. Frente a esto surgen tres preguntas fundamentales para definir el operador de mutación:

- ¿Cómo realizar las mutaciones para mantenerse dentro del espacio de búsqueda factible, considerando la restricción de un total de módulos de equipos BESS a localizar?
- ¿Cuántos genes mutar para asegurar diversidad genética entre los candidatos, para realizar una búsqueda de la mejor localización mediante la mayor cantidad de caminos posibles?
- ¿Qué criterio usar para seleccionar los genes que se van a mutar en cada generación nueva?

Para resolver la primera pregunta, se define que de los  $N_K$  genes disponibles en cada cromosoma hijo,  $m$  de estos van a ser mutados y los restantes  $N_K - m$  serán conservados directamente del padre. También se va a suponer que el padre ya es un candidato factible, es decir, que  $\sum_{i \in \mathcal{K}} n_i^{BESS} = N_{BESS}$ . Una vez seleccionados los  $m$  genes, se deben cambiar los módulos  $n_i^{BESS}$  localizados en cada uno de ellos de forma aleatoria. Sin embargo, esto último se debe hacer de forma tal que el hijo resultante siga siendo factible. De esta forma, la cantidad de módulos que se pueden reasignar en los genes mutados debe ser igual a la suma de los que ya se encontraban asignados antes de aplicar las mutaciones, es decir:

$$N_g^{mut} = \sum_{i \in \mathcal{M}_g} n_i^{BESS} \quad (4.2.6)$$

- Donde:
- $N_g^{mut}$  es el número total de módulos que se deben reasignar entre los genes mutados para el candidato g-ésimo
  - $\mathcal{M}_g$  corresponde al conjunto de genes seleccionados para mutación para el candidato g-ésimo

De este modo, una vez seleccionados los  $m$  genes a mutar del candidato g-ésimo es posible definir  $N_g^{mut}$ , de forma tal que en el primer gen a mutar se reasignen los módulos ahí instalados  $n_i^{BESS}$  por un número  $\hat{n}_i^{BESS}$  que sea entero y aleatorio entre 0 y  $N_g^{mut}$ . Luego, para la siguiente mutación, el número aleatorio que se puede asignar debe ser entre 0 y  $N_g^{mut} - \hat{n}_i^{BESS}$  y así sucesivamente.

Ya definida la forma en la que se van a realizar las mutaciones, es posible calcular la cantidad de alternativas en las que se puede modificar un cromosoma padre, en función de la cantidad  $m$  de barras que se escogen para mutar. En este caso es bastante directo que el número de combinaciones posibles  $N_p^g$  en la que es posible mutar un cromosoma sigue la siguiente fórmula:

$$N_p^g(m) = \binom{N_K}{m} \quad (4.2.7)$$

La ecuación anterior no hace más que calcular las combinaciones de formas en las que se pueden mutar  $m$  genes entre el total de  $N_K$ . Sin embargo, una vez escogidos los  $m$  genes a mutar, ahora se deben “relocalizar” los  $N_g^{mut}$  módulos BESS ahí ubicados en las  $m$  barras “candidatas” ahora disponibles para ser mutadas. Esto último multiplica las alternativas en las que se puede modificar un candidato de acuerdo con la ecuación (4.2.3) pero en lugar de considerar el conjunto  $\mathcal{K}$ , ahora se tiene el conjunto  $\mathcal{M}_g$ , con lo que la cantidad real de posibles alternativas para mutar un padre y crear la generación g-ésima queda de la siguiente forma:

$$N_p^g(m, N_g^{mut}) = \binom{N_K}{m} \cdot \binom{N_g^{mut} + m - 1}{m - 1} \quad (4.2.8)$$

La ecuación (4.2.8) corresponde a la cantidad de hijos que se pueden generar a partir de un determinado padre g-ésimo, los cuales pertenecen al conjunto definido como  $\mathcal{H}_g$ . Es claro que mientras mayor sea este conjunto, mayor es la probabilidad de que el óptimo global (si es que existe, o bien un conjunto de las mejores soluciones) pertenezca a este subconjunto  $\mathcal{H}_g$ , y menor es la probabilidad de converger a mínimos locales como se muestra en el siguiente esquema.

Representación de espacio de búsqueda, espacio de candidatos hijos para un padre g-ésimo y espacio de soluciones buscado

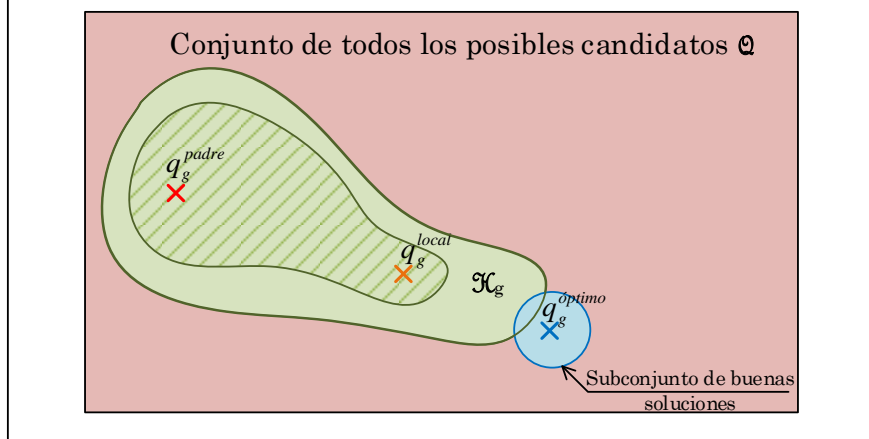


Figura 4.2.7: Representación de espacio de combinaciones de hijos realizables a partir de un padre g-ésimo

De esta forma, es claro que el número de barras  $m$  a mutar se debe escoger para maximizar la cantidad de hijo  $N_p^g(m, N_g^{mut})$  que se pueden generar de un mismo padre, lo cual se puede hacer analizando el comportamiento que genera incorporar una barra más al conjunto  $\mathcal{M}_g$ , es decir:

$$\begin{aligned}
 \Delta N_p^g &= N_p^g(m+1, N_g^{mut}) - N_p^g(m, N_g^{mut}) \\
 \Rightarrow \Delta N_p^g &= \frac{N_K!}{(m+1)!(N_K-m-1)!} \cdot \frac{(N_g^{mut}+m)!}{N_g^{mut}!m!} - \frac{N_K!}{m!(N_K-m)!} \cdot \frac{(N_g^{mut}+m-1)!}{N_g^{mut}!(m-1)!} \\
 \Rightarrow \Delta N_p^g &= \frac{N_K!}{N_g^{mut}!} \cdot \left[ \frac{(N_g^{mut}+m)!}{(m+1) \cdot m \cdot (m-1)!(N_K-m-1)!m!} - \frac{(N_g^{mut}+m-1)!}{m!(N_K-m) \cdot (N_K-m-1)!(m-1)!} \right] \\
 \Rightarrow \Delta N_p^g &= \frac{N_K!}{N_g^{mut}!} \cdot \left[ \frac{(N_g^{mut}+m)!(N_K-m) - m \cdot (m+1) \cdot (N_g^{mut}+m-1)!}{(m+1) \cdot m \cdot (m-1)!(N_K-m-1)!m! \cdot (N_K-m)} \right] \\
 \Rightarrow \Delta N_p^g &= \frac{N_K!}{m! \cdot (N_K-m)!} \cdot \frac{(N_g^{mut}+m-1)!}{N_g^{mut}! \cdot (m-1)!} \cdot \frac{1}{m \cdot (m+1)} \cdot [(N_g^{mut}+m)(N_K-m) - m \cdot (m+1)] \\
 \Rightarrow \Delta N_p^g &= \binom{N_K}{m} \cdot \binom{N_g^{mut}+m-1}{m-1} \cdot \frac{1}{m \cdot (m+1)} \cdot [-2m^2 + (N_K - N_g^{mut} - 1)m + N_K N_g^{mut}] \quad (4.2.9)
 \end{aligned}$$

Luego, el termino  $-2m^2 + (N_K - N_g^{mut} - 1)m + N_K N_g^{mut}$  posee dos raíces reales  $m_1$  y  $m_2$  de la forma:

$$\begin{aligned}
 m_1 &= \frac{N_K - N_g^{mut} - 1 + \sqrt{(N_K - N_g^{mut} - 1)^2 + 8N_K N_g^{mut}}}{4} \\
 m_2 &= \frac{N_K - N_g^{mut} - 1 - \sqrt{(N_K - N_g^{mut} - 1)^2 + 8N_K N_g^{mut}}}{4}
 \end{aligned}$$

Con esto, la expresión (4.2.9) se puede factorizar de la siguiente forma:

$$\Delta N_p^g = \binom{N_K}{m} \cdot \binom{N_g^{mut} + m - 1}{m - 1} \cdot \frac{1}{m \cdot (m + 1)} \cdot (m - m_1)(m - m_2)$$

$$\Rightarrow \Delta N_p^g = N_p^g(m, N_g^{mut}) \cdot \frac{(m - m_1)(m - m_2)}{m \cdot (m + 1)} \quad (4.2.10)$$

Es claro que, dado que  $N_K$  y  $N_g^{mut}$  son siempre positivos y mayores que uno, entonces se tiene que:

$$\sqrt{(N_K - N_g^{mut} - 1)^2 + 8N_K N_g^{mut}} \geq N_K - N_g^{mut} - 1$$

Por lo tanto, es directo observar que  $m_2$  es un número siempre negativo y  $m_1$  es siempre positivo. De esta forma, el signo de  $\Delta N_p^g$  depende únicamente de la raíz  $m_1$ , es decir:

$$\begin{aligned} \text{si } m < m_1 &\Rightarrow N_p^g(m + 1, N_g^{mut}) < N_p^g(m, N_g^{mut}) \\ \text{si } m > m_1 &\Rightarrow N_p^g(m + 1, N_g^{mut}) > N_p^g(m, N_g^{mut}) \end{aligned}$$

Dado que se busca maximizar el valor de  $N_p^g(m, N_g^{mut})$ , se busca tener el máximo incremento  $\Delta N_p^g$ , es decir que  $m > m_1$ . Sin embargo, aumentar el valor de  $m$  más allá de  $m_1$  va a disminuir el valor de  $\Delta N_p^g$  debido a la división por el término  $m(m + 1)$ . De esta forma, el máximo de  $N_p^g(m, N_g^{mut})$  se encuentra justo cuando  $m = m_1$ . Dado que  $m$  debe ser un número entero, y que además debe ser mayor que  $m_1$ , se define el lugar geométrico de los máximos de la función  $N_p^g(m, N_g^{mut})$  de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$m(N_K, N_g^{mut}) = \left\lceil \frac{N_K - N_g^{mut} - 1 + \sqrt{(N_K - N_g^{mut} - 1)^2 + 8N_K N_g^{mut}}}{4} \right\rceil \quad (4.2.11)$$

Donde: - La función  $f(x) = \lceil x \rceil$  corresponde a la función techo  
 -  $N_K$  corresponde al número de barras candidatas  
 -  $N_g^{mut}$  corresponde al número de BESS que se van a relocalizar entre los genes mutados

A continuación se muestra un gráfico en escala logarítmica de la función  $N_p^g(m, N_g^{mut})$  que entrega la cantidad de posibles hijos que se pueden generar a partir de un padre g-ésimo para valores de  $N_K = 28$ ,  $m \in [0,28]$  y  $N_g^{mut} \in [0,28]$  ( $m, N_g^{mut} \in \mathbb{N} \cup \{0,1\}$ ).

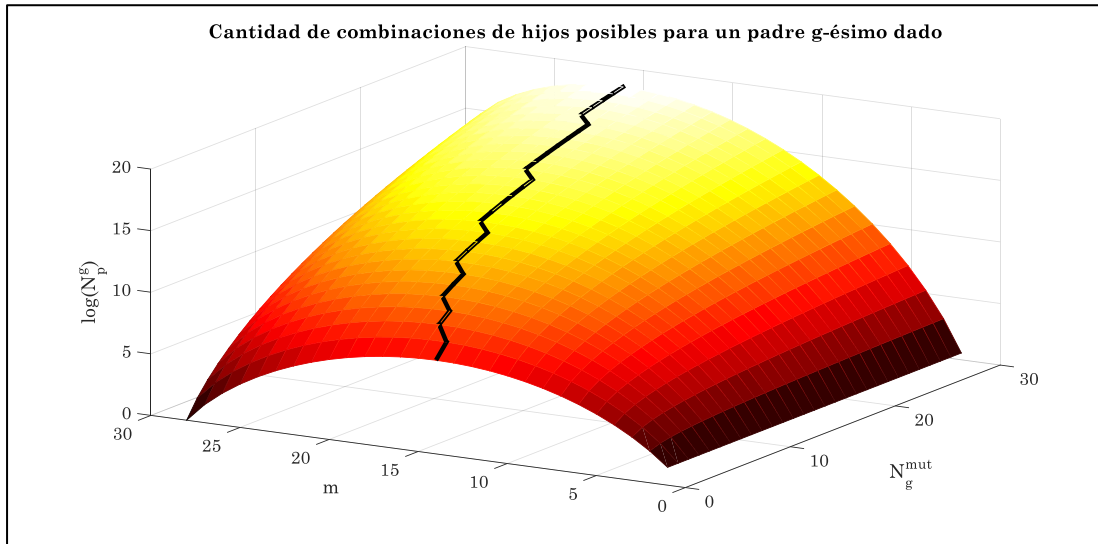


Figura 4.2.8: Cantidad de combinaciones de hijos en escala logarítmica para un padre  $g$ -ésimo.

En la Figura 4.2.8 se puede observar que la cantidad de hijos posibles que se pueden generar mediante mutaciones tiene una forma cóncava. Más aún, es posible identificar los máximos de esta función, los cuales se encuentran destacados mediante la línea negra. Esta última corresponde al conjunto  $\hat{\mathcal{H}}_g$  de máxima exploración que se puede alcanzar para un padre  $g$ -ésimo, el cual queda definido según el *lugar geométrico de máxima exploración* definido por la ecuación (4.2.11).

A continuación, se muestra el lugar geométrico de máxima exploración, encontrado mediante búsqueda exhaustiva usando la ecuación (4.2.8) y graficados por puntos negros, una vez que ésta fue simulada en *Matlab*, así como su respectivo lugar geométrico deducido en la ecuación (4.2.11). Como se puede observar en la Figura 4.2.9, el lugar geométrico de los valores máximos de la función  $N_p^g(m, N_g^{mut})$  coinciden con los calculados a través de la ecuación (4.2.11). De esta forma, con la ayuda de la ecuación (4.2.11) es posible definir el número de barras  $m$  que maximiza la cantidad de combinaciones de hijos a partir de un cromosoma padre.

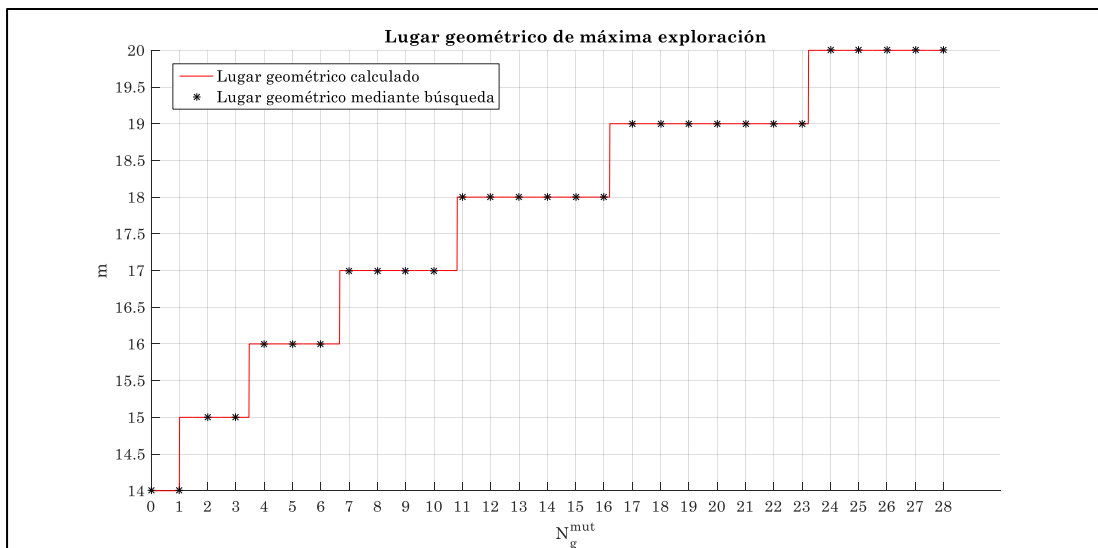


Figura 4.2.9: Comparación entre lugar geométrico esperado y encontrado mediante simulación.



El principal problema surge del hecho que para definir la cantidad óptima de barras a mutar  $m$ , es necesario conocer *a priori* el valor de los módulos que se van a relocalizar  $N_g^{mut}$ , el cual depende justamente de las barras que se eligen para mutar. Esto último se puede solucionar incorporando la explotación genética, la cual se puede medir como la cantidad de módulos  $N_{\Delta g}^{mut}$  que fueron necesarios relocalizar mediante mutaciones para mejorar del padre de una generación  $g$  al de la siguiente  $g + 1$ . De esta forma, si muchos módulos fueron relocalizados, entonces existe poca explotación dado que se conservaron pocas características genéticas del padre al pasar de una generación a otra. Esto debe acompañarse de una disminución de la exploración, es decir, alejarse del lugar geométrico de máxima exploración presentado en la Figura 4.2.9. En el caso inverso, al haber mucha explotación porque se relocalizaron pocos módulos, es necesario reforzar la exploración para evitar caer en óptimos locales. En este caso, lo deseable es ubicarse en el lugar geométrico de máxima exploración que se muestra en la Figura 4.2.9. Este método debiese reforzar la exploración al principio cuando el algoritmo se encuentra alejado de posibles óptimos, y luego permitir una buena convergencia una vez que se encuentra un conjunto de buenas soluciones.

Finalmente, para responder a la última pregunta sobre el diseño del operador de mutación, a partir de la ecuación (3.1.2), es claro ver que en general los nodos con potencias de cortocircuito equivalentes  $S_i^{SC}$  menores son aquellas barras donde deberían ubicarse la mayor cantidad de BESS, dado que es ahí donde se puede generar un mayor aumento del voltaje. De esta forma, se puede asignar a cada barra candidata una probabilidad de ser elegida para mutación  $P_i^m$  en función del inverso de su potencia de cortocircuito equivalente, normalizada en relación con las potencias de corto circuito de todas las barras candidatas.

Cada barra candidata va a tener un inverso de su potencia de cortocircuito normalizada definida por la siguiente fórmula:

$$\hat{S}_i^{SC} = \frac{1}{S_i^{SC}} \quad (4.2.12)$$

Luego, la probabilidad de elegir la barra  $i$ -ésima para ser mutada, queda definida por la siguiente ecuación:

$$P_i^m(\hat{S}_i^{SC}) = \frac{\hat{S}_i^{SC}}{\sum_{i \in \mathcal{K}} \hat{S}_i^{SC}} \quad (4.2.13)$$

Así, estadísticamente, se deberían elegir barras candidatas que tienen mayor probabilidad de tener un gran número de módulos BESS asignados, lo cual maximiza  $N_p^g(m, N_g^{mut})$  como se desea. Además, este método también previene una convergencia prematura del algoritmo, en el caso de que exista un subconjunto de barras candidatas que tengan potencias de cortocircuito muy bajas, lo cual podría traducirse en la aparición de “supercandidatos” en las primeras generaciones donde los BESS se concentran exclusivamente en esas barras. Esto podría descartar mejores soluciones con BESS más distribuidos en el sistema dado el conjunto de contingencias críticas  $\mathcal{C}$  que se evalúa. Esta

elección, maximizando  $N_p^g(m, N_g^{mut})$  permite maximizar la diversidad genética a lo largo de las generaciones, logrando un nivel de exploración que contrarresta la presión de explotación fuerte de la selección elitista.

Finalmente, con estas definiciones es posible definir un criterio de detención para el algoritmo. Si un padre se ha mantenido a lo largo de suficientes generaciones como para haber evaluado un alto porcentaje del total de hijos  $N_p^g$  que se pueden generar a partir de él (de acuerdo con la ecuación (4.2.8)), por ejemplo un 50%, y no se ha encontrado un mejor candidato que lo reemplace, entonces ese padre es la mejor solución de localización y el algoritmo debe detenerse. El porcentaje umbral de búsqueda en el conjunto de hijos  $\mathcal{H}_g$  debe elegirse en función del tiempo medio de simulación  $\bar{t}_s$  de cada candidato, para asegurar una detención del algoritmo en un tiempo de ejecución razonable, el cual puede estar definido como un parámetro del algoritmo por el planificador.

# Capítulo 5: Caso de estudio

En esta sección se describe el caso de estudio, el cual corresponde al sistema de prueba de 39 barras, un modelo simplificado de una red de transmisión de alta tensión ubicado en Nueva Inglaterra en el Norte de los EE.UU [81]. En particular se especifican los datos de entrada necesarios para desarrollar el problema de optimización definidos en la Figura 3.3.1. Es importante señalar que el caso de estudio debe considerar una importante penetración de ERNC, por lo que el sistema se modificó incorporando generadores eólicos de velocidad variable conectados a través de convertidores.

## 5.1. Punto de operación

El sistema original consiste en un sistema de 39 barras y 10 generadores convencionales, de los cuales uno (G1) representa el resto del sistema eléctrico canadiense. A continuación, se muestra un diagrama unilineal del sistema.

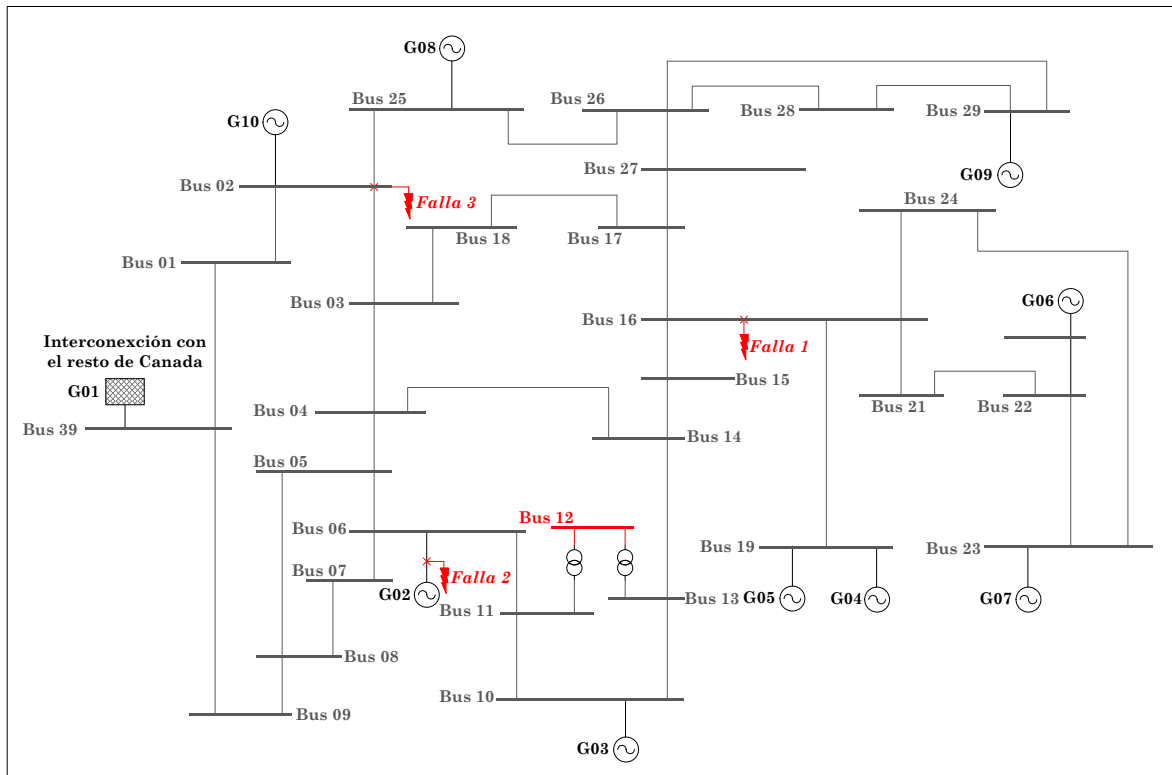


Figura 5.1.1: Sistema de 39 barras.

La red de ejemplo disponible en DigSilent [81], tiene identificadas 3 fallas trifásicas con sus respectivos tiempos de despeje críticos para una recuperación estable e inestable del sistema. A continuación se muestra una tabla donde se resumen los generadores que pierden sincronismo para en cada falla.

	<b>Generador que pierde sincronismo</b>
Falla 1	G01
Falla 2	G02
Falla 3	G09

Tabla 3: Generadores que pierden sincronismo por falla.

Para incorporar ERNC se decide mantener el punto de operación así como las fallas, reemplazando generadores convencionales por centrales eólicas de igual capacidad y con el mismo despacho de potencia activa. Se escoge reemplazar generadores que no pierdan sincronismo durante las simulaciones, los cuales se listan en la Tabla 3, para afectar lo menos posible el comportamiento de la estabilidad durante estas fallas. A continuación, se muestra un esquema unilineal del sistema modificado.

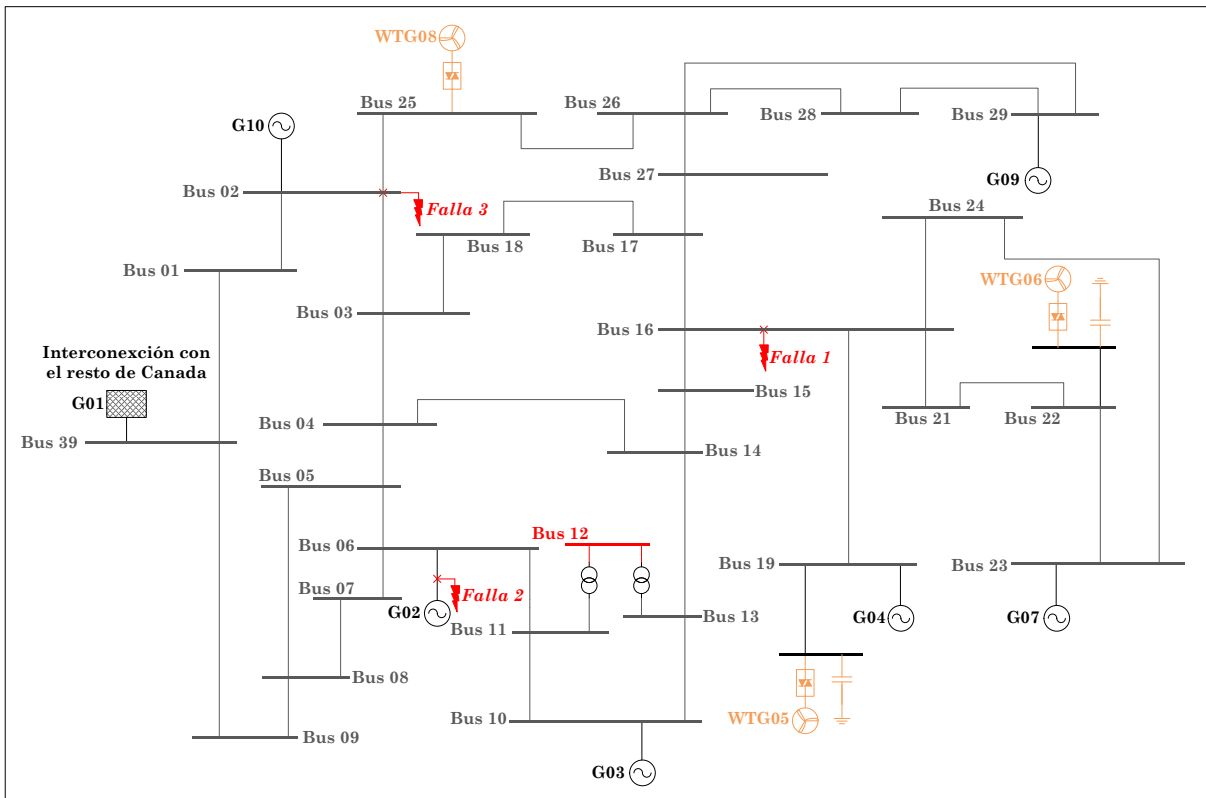


Figura 5.1.2: Sistema 39 barras modificado con alta penetración de ERNC.

De esta forma, el punto de operación queda resumido en la siguiente tabla.

	[MW]	[%]
Generación ERNC	2.386	36%
Generación convencional	4.263	64%
Generación total	6.649	100%
Demanda Total	6.097	-

Tabla 4: Resumen punto de operación

## 5.2. Características del sistema

Al reemplazar generación convencional por turbinas eólicas conectadas mediante convertidores, la robustez del sistema disminuye, lo cual se puede observar en las potencias de cortocircuito de las diferentes barras de la red. A continuación se muestra una comparación gráfica de la robustez en cada barra entre el caso base y el escenario con un 36% de penetración ERNC.

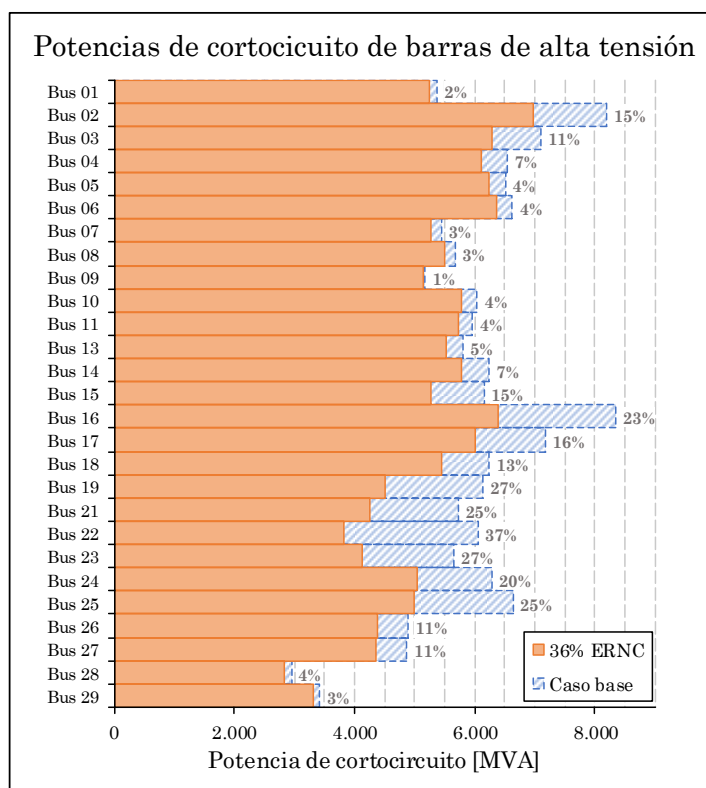


Figura 5.2.1: Disminución de robustez por penetración renovable.

A partir del gráfico anterior se concluye que todas las barras tienen una disminución de su robustez, algunas alzando hasta un 37% de caída de su potencia de cortocircuito con respecto al caso base.

### 5.3. Conjunto de contingencias

En este trabajo se consideran tres fallas críticas para incluir en la optimización. A continuación se presenta una tabla resumen con las principales características de las fallas seleccionadas [81]:

	Falla 1	Falla 2	Falla 3
Elemento	Bus 16	Bus 31	Línea Bus 02-Bus 03
Ponderador ( $\lambda$ )	1	1	1
Tipo de falla	Trifásica	Trifásica	Trifásica
Resistencia de falla [ $\Omega$ ]	0	0	0
Reactancia de falla [ $\Omega$ ]	1,19025	0	0
Tiempo crítico de despeje <sup>xx</sup> [s]	0,18	0,21	0,23

Tabla 5: Conjunto de contingencias

En este caso todas las fallas tienen la misma ponderación ( $\lambda=1$ ) dado que todas pueden generar inestabilidad en el sistema.

<sup>xx</sup> Considerando un sistema sin ERNC y sin BESS

## Capítulo 6: Análisis de resultados

En este capítulo se describen los resultados obtenidos tanto en la localización de equipos BESS como en su validación mediante simulaciones dinámicas. En primer lugar se presenta un análisis del desempeño del algoritmo genético propuesto, para luego dar paso a la presentación y discusión de los resultados dinámicos de las localizaciones.

### 6.1. Comportamiento del algoritmo genético propuesto

Dado que el algoritmo genético que se desarrolló para resolver el problema de localización comienza a partir de un padre generado al azar, es necesario verificar que es capaz de converger de forma sistemática a un entorno estrecho de soluciones similares (y mejores que el primer candidato) independiente de:

1. El padre inicial
2. El tamaño del problema de optimización

Los criterios anteriores se ponen a prueba de forma estadística, realizando varias repeticiones del algoritmo genético en el mismo sistema de prueba. Para esto, se realizaron 100 corridas del algoritmo con los mismos parámetros, cambiando únicamente el padre inicial para el caso de estudio sin ERNC. Se consideraron 10 barras candidatas, 100 generaciones y un total de 30 candidatos por generación. A continuación se muestra la distribución de probabilidad de la función de fitness de los padres de la primera generación, en comparación con los de la última generación para las 100 realizaciones del algoritmo localizando 10 módulos de BESS.

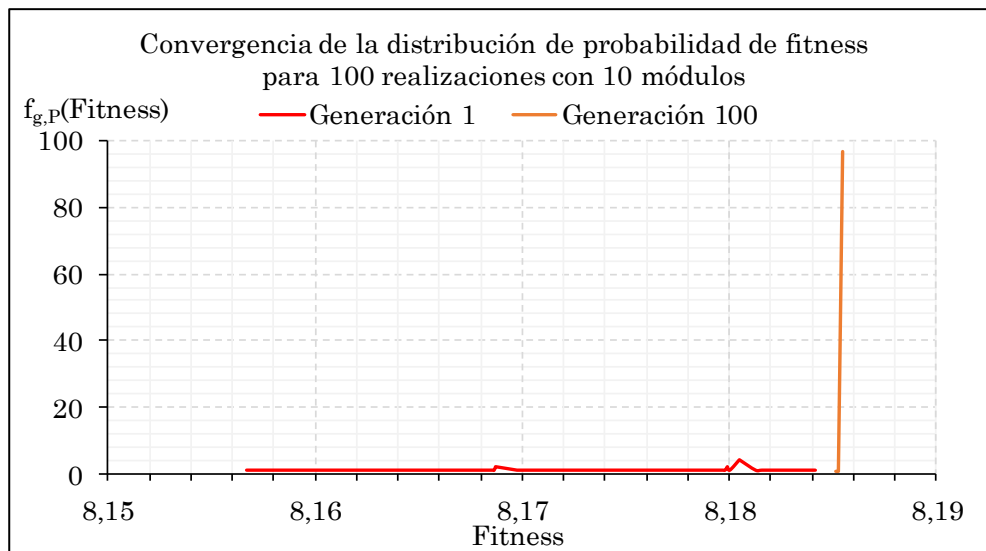


Figura 6.1.1: Convergencia del algoritmo genético

Como se observa en la Figura 6.1.1, para la primera generación se tiene que la distribución de la función de fitness de los primeros padres es uniformemente distribuida, lo cual concuerda con la generación aleatoria de padres en cada realización del algoritmo. Transcurridas 100 generaciones, el 97% de las corridas realizadas llegaron a localizaciones equivalentes, es decir, con la misma función de fitness y todas en el máximo valor de 8,1855 [p.u.]. El otro 3% de los casos si bien no alcanzan el valor máximo, se mantienen

en una vecindad estrecha de este. Es importante destacar que, en este caso, con 10 barras candidatas y 10 módulos localizados, el tamaño del espacio de búsqueda es de 92.378 candidatos. Suponiendo que cada uno de los 30 hijos que se generan mediante mutaciones en cada una de las 100 generaciones evaluadas es único (no se repiten hijos), entonces se habría hecho una evaluación de tan solo el 3,25% del total de candidatos del espacio de búsqueda.

Para verificar el segundo requerimiento, se incrementaron el número de módulos a localizar con cuatro casos adicionales de 20, 30, 40 y 50 módulos cada uno. De acuerdo con la ecuación (4.2.3) es claro que conforme aumenta el número de módulos, el espacio de posibles candidatos va a crecer exponencialmente. Una vez más se realizan 100 corridas de 100 generaciones con 30 individuos por generación y con las mismas 10 barras candidatas. Al cabo de las 100 corridas, se mide la desviación estándar del conjunto de funciones de fitness de las soluciones encontradas, para ver cuán concentradas se encuentran. Si el algoritmo tiene un buen desempeño, entonces se esperaría que su velocidad de convergencia sea mayor que la del crecimiento del espacio de búsqueda. Esto último se puede medir como la tasa de aumento de la desviación estándar  $\sigma$  respecto al aumento de candidatos  $N_Q$  presentes en el espacio de búsqueda, lo que se muestra en el gráfico a continuación.

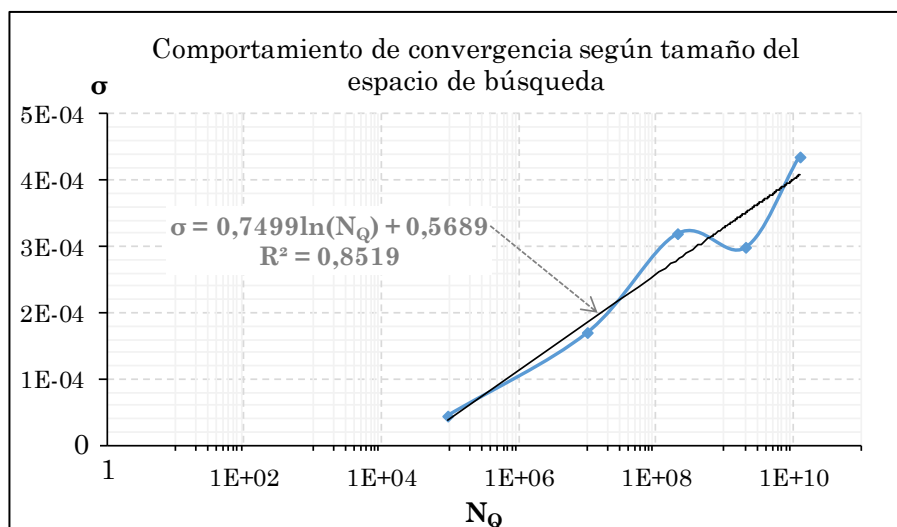


Figura 6.1.2: Evolución de la convergencia del algoritmo genético en función del tamaño del espacio de búsqueda

A partir del gráfico anterior es posible concluir que el algoritmo tiene un buen rendimiento, dado que la desviación estándar crece logarítmicamente en relación con el aumento de posibles candidatos. Esto quiere decir que la velocidad de convergencia es mayor que la velocidad de crecimiento del espacio de búsqueda de la optimización.

## 6.2. Resultados de la localización mediante algoritmo genético

En esta sección se muestran los resultados de localización entregados por la metodología propuesta considerando un total de 700 [MW] de baterías a instalar que corresponde a un tercio del total de la generación ERNC. Los resultados se presentan para 10 y 20 módulos de 70 y 35 [MW] cada uno respectivamente. Además, se realizan simulaciones dinámicas RMS en DigSilent para comparar el desempeño dinámico del SEP en los siguientes casos:

- Escenario 1: Caso base con 36% de ERNC sin BESS
- Escenario 2: 700 [MW] de equipos BESS concentrados en la barra con menor potencia de cortocircuito (barra 28)
- Escenario 3: Localización propuesta con 10 módulos de 70 [MW] cada uno
- Escenario 4: Localización propuesta con 20 módulos de 35 [MW] cada uno

Para realizar la localización de los escenarios 3 y 4, se realizaron dos corridas del algoritmo genético propuesto de 5.000 generaciones cada una, con 30 individuos por generación. El conjunto de barras candidatas corresponde a todas las de 345 [kV], que suman un total de 28.

### 6.2.1. Localizaciones propuestas

A continuación se muestra la evolución de la función de fitness a lo largo de las generaciones mientras se realiza el proceso de optimización con el algoritmo genético.

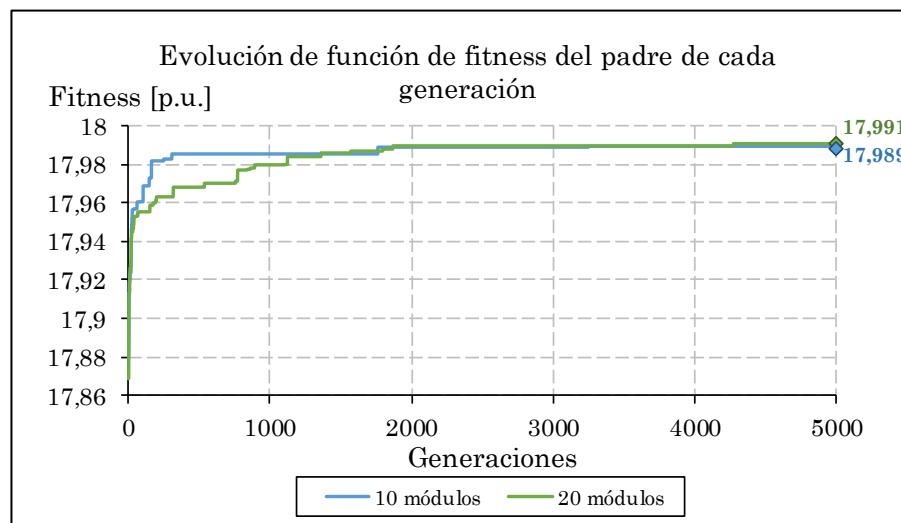


Figura 6.2.1: Evolución de función de fitness durante optimización.

Como se observa en la figura anterior, la función de fitness de los candidatos converge rápidamente (alrededor de 2.000 generaciones) a una vecindad de las mejores soluciones del problema. Se genera un estancamiento desde la generación 1.800 en adelante. En la Figura 6.2.3 se muestra un diagrama unilineal donde se muestran ambas localizaciones propuestas por el algoritmo y las potencias de cortocircuito, en azul para el caso de 10 módulos y en verde para 20 módulos.

Lo primero que es importante destacar de las localizaciones obtenidas es que distan bastante de ser intuitivas. De acuerdo con la ecuación (3.1.2), sin ningún proceso de optimización previo, se esperaría que los BESS se encontrarán concentrados principalmente en las barras con menores potencias de cortocircuito, en este caso particular en las barras 28 y 29. Si bien es cierto que la mayoría de las baterías sí se encuentran localizadas en esos nodos para el caso de 10 módulos, el algoritmo también decide ubicar algunos BESS en barras más robustas como la 9 y 14. Más importante aún, conforme se aumentan los grados de libertad con una mayor cantidad de módulos más pequeños, el algoritmo no solo logra alcanzar soluciones con un mejor fitness, si no que tiende a ubicar baterías en barras con potencias de cortocircuito más altas.



Otro aspecto interesante es el hecho de que a pesar de tener una función de fitness muy similar, las dos soluciones propuestas son totalmente distintas desde un punto de vista de la localización. Módulos grandes equivalen a un muestreo pobre del espacio de búsqueda, lo cual puede enmascarar mejores soluciones en conjuntos de localizaciones totalmente distintos. Esta sensibilidad revela la importancia que tiene una correcta elección de la cantidad de módulos que se debe escoger para realizar la optimización.

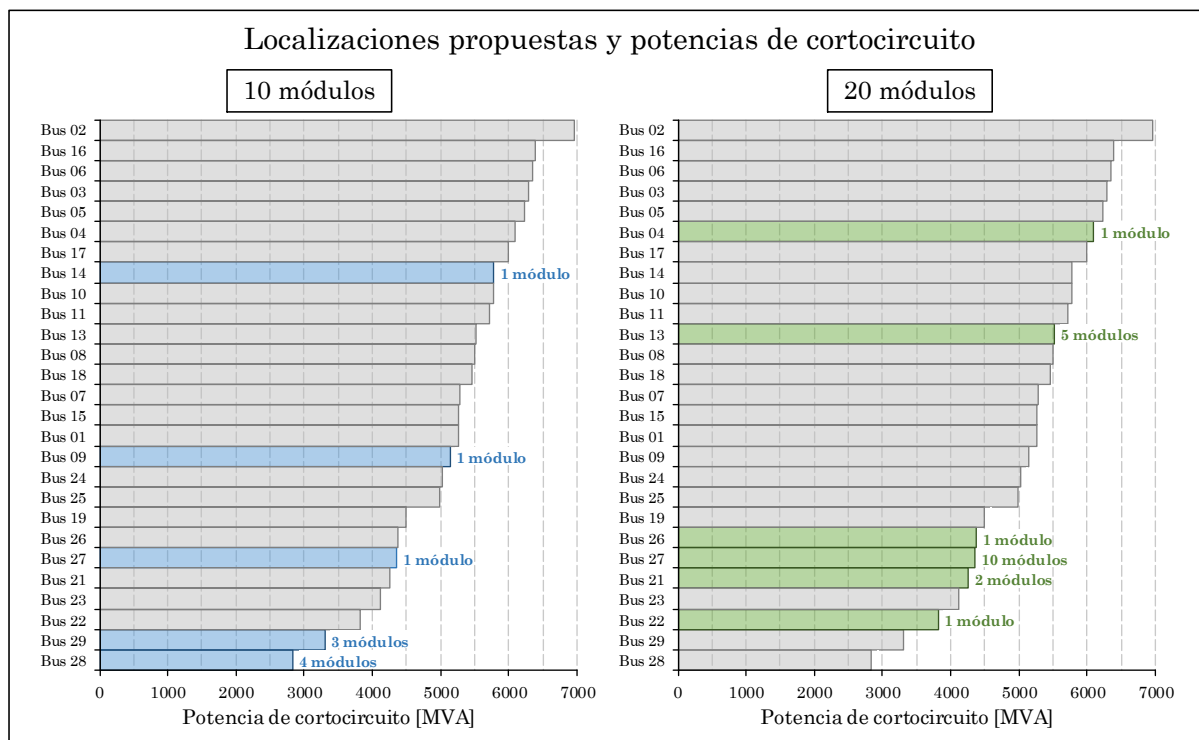


Figura 6.2.2: Localizaciones y potencias de cortocircuito.

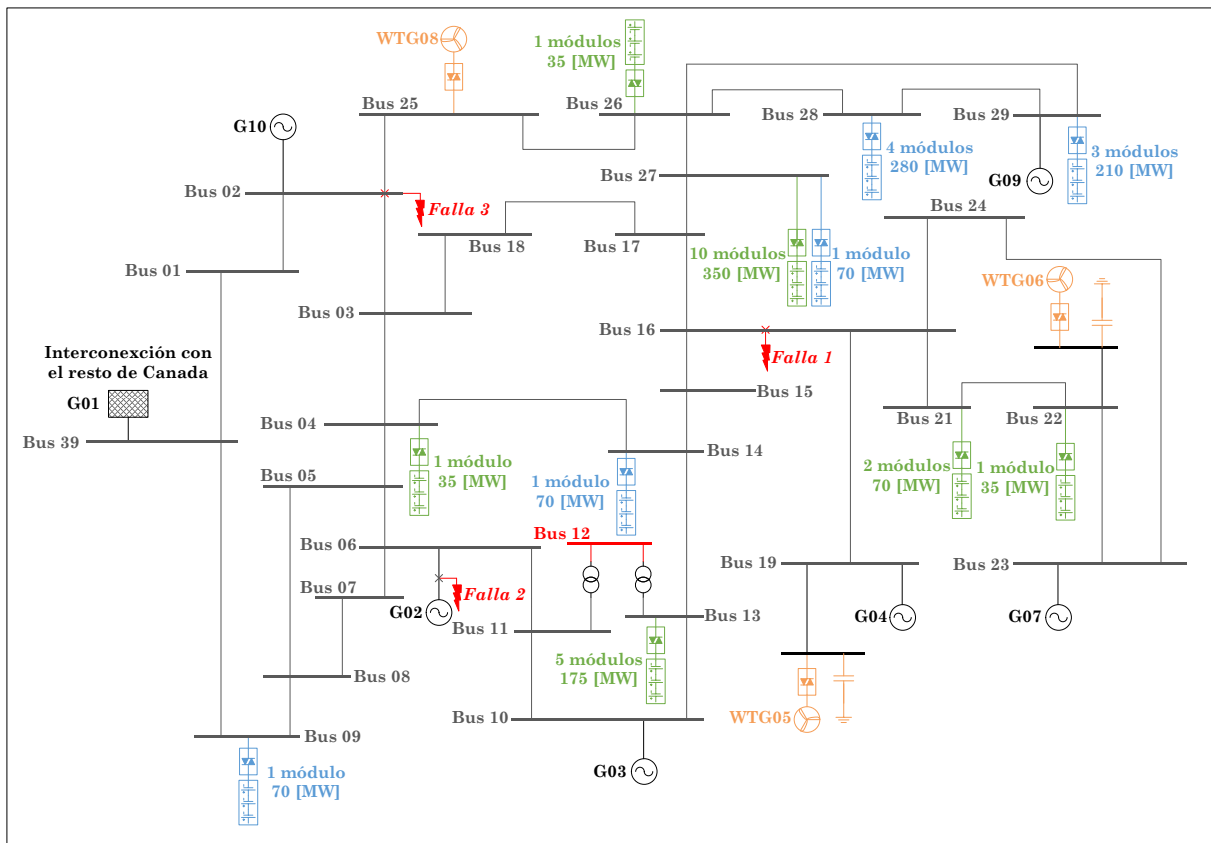


Figura 6.2.3: Soluciones de localización para 10 y 20 módulos.

En la siguiente sección se muestra el desempeño dinámico de ambas localizaciones para las fallas que se consideraron durante el proceso de optimización.

### 6.2.2. Simulaciones dinámicas y validación

Para comparar el desempeño de las localizaciones encontradas por el algoritmo (escenarios 3 y 4) respecto a un caso sin BESS (escenario 1), y a otro caso con toda la capacidad instalada en un solo nodo (escenario 2), se realizan simulaciones dinámicas de las tres fallas descritas en la Tabla 5, que son las que se consideraron para la optimización. De acuerdo con la documentación del caso de estudio sin ERNC [81], para tiempos críticos de despeje mayores a los señalados en la Tabla 5, el sistema va a volverse inestable producto de la pérdida de sincronismo de una o más máquinas. En este caso, la pérdida de estabilidad se debe a una falta de torque sincronizante, fenómeno conocido en la literatura como “*first swing instability*”. Esto último se debe a la disminución de la potencia eléctrica que pueden inyectar las máquinas síncronas durante bruscas caídas de voltaje, como cortocircuitos trifásicos. Si bien el foco de este trabajo se relaciona con índices de estabilidad de tensión y no de estabilidad transitoria, en la realidad solo es correcto hablar de un único concepto de estabilidad dado que todas sus variables, tanto eléctricas como mecánicas, están interrelacionadas. De esta forma, realizar la localización para incrementar la estabilidad de voltaje también debería mejorar la estabilidad transitoria del sistema.

Uno de los indicadores más comunes de estabilidad transitoria de un sistema corresponde al tiempo crítico de despeje de falla. Este último se refiere al máximo tiempo

que puede durar un cortocircuito, antes de ser despejado, sin que las máquinas del sistema pierdan sincronismo. Se usa principalmente para definir el tiempo de acción de las protecciones e interruptores del sistema. Para definir el tiempo crítico de despeje de una falla, se realizan varias simulaciones dinámicas. El tiempo de despeje se ajusta de forma iterativa, empezando desde un valor idealmente cercano al real. Luego, si el sistema es estable para un tiempo de despeje en la iteración  $n$ , en el siguiente paso  $n+1$  se aumenta el tiempo de despeje. Por el contrario, si el sistema es inestable para un tiempo de despeje en la iteración  $n$ , en el siguiente paso  $n+1$  se disminuye el tiempo de despeje. De esta forma, es posible definir el tiempo crítico de despeje de una falla de forma iterativa. Mientras mayor sea este tiempo crítico, mayor es la duración de la caída de tensión que pueden experimentar los generadores sin perder sincronismo. De esta forma, un mayor tiempo crítico de despeje de falla es un indicador de un mayor margen de estabilidad transitoria de sistema.

Para realizar la comparación de escenarios usando simulaciones dinámicas, es necesario definir su duración. En este caso el criterio escogido es comparar el desempeño de cada una de las localizaciones respecto al escenario 1, donde no hay BESS, y considerando que las fallas se despejan en su tiempo crítico de despeje. Este es el peor escenario de simulación, donde que el sistema sin baterías no tiene margen de estabilidad transitoria, por lo que es posible evaluar el aporte que entrega cada localización frente a las situaciones más críticas. Para esto fue necesario determinar los tiempos críticos de despeje de cada una de las tres fallas en cada uno de los escenarios de localización, incluyendo el caso sin BESS y considerando un 36% de penetración ERNC. Para esto se realiza la metodología descrita en el párrafo anterior, empezando las iteraciones usando los tiempos críticos de cada una de las fallas para el sistema sin BESS ni ERNC, que se indican en la Tabla 5 y especificados en la documentación. A continuación se presenta una tabla resumen de los tiempos críticos encontrados.

<b>Escenario</b>	$t_c^{falla1}$ [s]	$t_c^{falla2}$ [s]	$t_c^{falla3}$ [s]
<b>1:</b> Sin BESS	0,1700	0,1868	0,1728
<b>2:</b> BESS Concentrados en Bus 28	0,1812	0,1862	0,3252
<b>3:</b> BESS Optimización 10 módulos	0,1824	0,1874	0,3179
<b>4:</b> BESS Optimización 20 módulos	0,1903	0,1894	0,2148

Tabla 6: Tiempos críticos de despeje por escenario.

A partir de los tiempos críticos de la tabla es posible ver el efecto de las localizaciones en la estabilidad del sistema. En primer lugar, el tiempo crítico de despeje aumenta para las tres fallas en comparación al escenario sin BESS cuando se consideran las localizaciones encontradas por el algoritmo (escenarios 3 y 4). Esto quiere decir que las ubicaciones propuestas para los módulos por la optimización aumentan el margen de estabilidad transitoria para las tres contingencias. En segundo lugar, se observa que una localización arbitraria y no optimizada (escenario 2) disminuye el tiempo crítico de despeje para la falla 2, disminuyendo así el margen de estabilidad del sistema para esa contingencia en comparación al caso sin BESS.

Si bien los tiempos críticos de despeje permiten entregar un indicador cuantitativo de como varía la estabilidad del sistema en cada caso, es necesario realizar simulaciones dinámicas para poder comparar otros aspectos como la amortiguación de las oscilaciones

y la recuperación del voltaje una vez despejada cada falla. A continuación se muestran los gráficos de la amplitud del voltaje en los elementos del sistema donde se realizan las fallas trifásicas, así como el ángulo de los rotores de las máquinas más importantes para los cuatro escenarios.

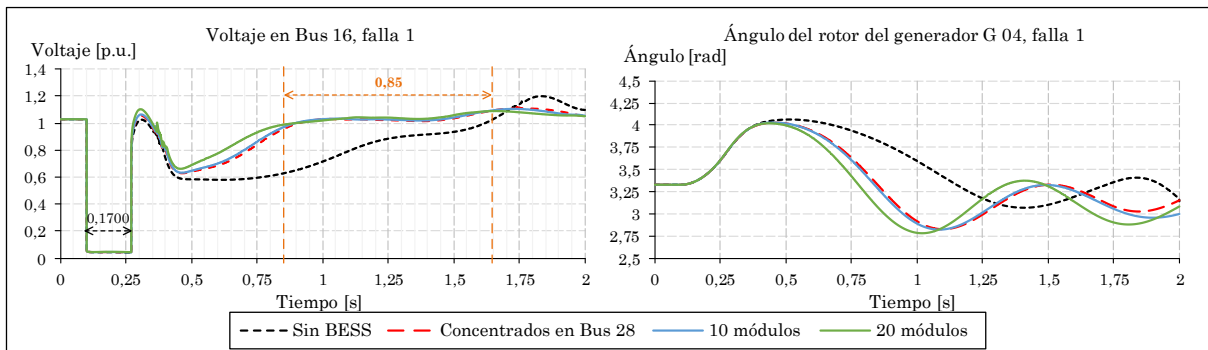


Figura 6.2.4: Simulaciones dinámicas para falla 1, con tiempo crítico de despeje de caso sin BESS.

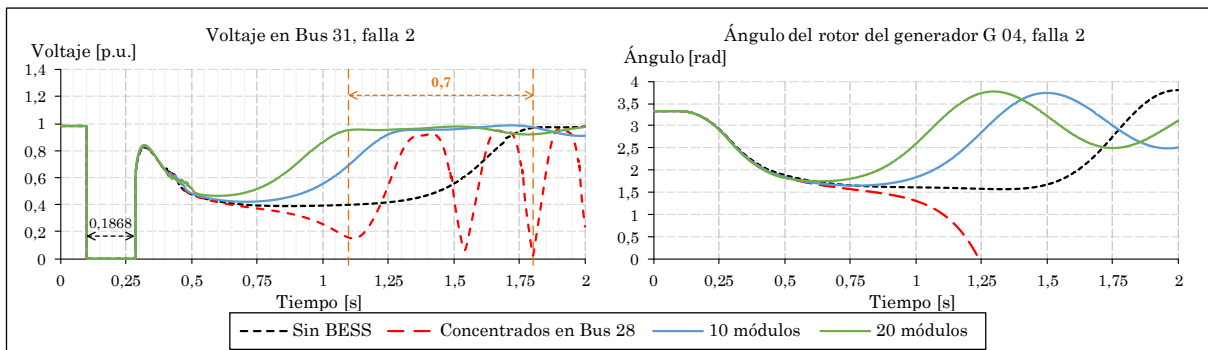


Figura 6.2.5: Simulaciones dinámicas para falla 2, con tiempo crítico de despeje de caso sin BESS.

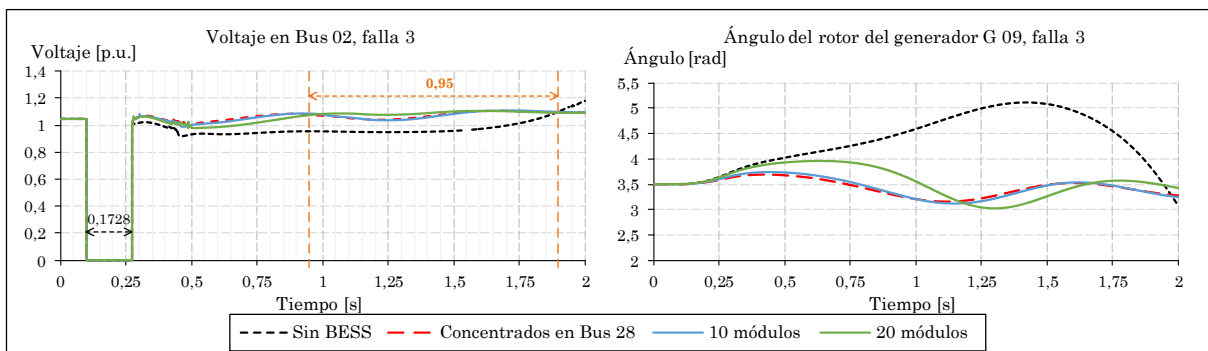


Figura 6.2.6: Simulaciones dinámicas para falla 3, con tiempo crítico de despeje de caso sin BESS.

Lo primero que se puede concluir a partir de los gráficos es que las localizaciones encontradas mediante el algoritmo genético (escenarios 3 y 4) permiten mantener la estabilidad del sistema para todas las fallas. Adicionalmente, se puede ver que una vez despejado cada una de los cortocircuitos, la recuperación del voltaje es mucho mejor en los escenarios optimizados en comparación con el caso sin BESS. En los gráficos anteriores se destaca en naranja como la tensión se recupera a su valor prefalla con 0,7 a 0,95 [s] de anticipación en el escenario 4 (curva verde) con 20 módulos ubicados mediante optimización en comparación al caso sin BESS (curva negra punteada). Las oscilaciones de los ángulos rotóricos de las máquinas más críticas también son más amortiguadas en los escenarios con las localizaciones propuestas en comparación con el caso sin BESS.

Una segunda conclusión importante que se puede hacer a partir de los resultados, es que la localización arbitraria de ubicar todos los módulos en el nodo con peor potencia de cortocircuito (escenario 2), hace que el sistema se vuelva inestable en la falla 2 mientras que el mismo sistema sin BESS se mantiene estable. Esto demuestra que diferentes localizaciones pueden afectar tanto de forma positiva como negativa a la estabilidad de un SEP. Por esta razón es fundamental realizar la ubicación de equipos BESS tomando en cuenta su efecto en la estabilidad, a pesar de que el problema a optimizar sea complejo. En este caso la metodología mediante resolución heurística, que si bien no puede garantizar optimalidad, si permite evitar el problema de inestabilidad para la falla 2 y obtener un mucho mejor desempeño dinámico en las dos optimizaciones realizadas, con 10 y 20 módulos.

A partir de los tiempos de la Tabla 6, se puede ver que la contribución a la estabilidad del sistema de ambas localizaciones es desigual para las diferentes contingencias. En el caso de la falla 1, se puede aumentar el tiempo crítico de despeje entre 12 a 20 [ms], en la falla 2 entre 0,6 a 2,6 [ms] y para la falla 3 entre 42 a 145 [ms]. Esto da cuenta de como la recuperación de la tensión para cada cortocircuito tiene una sensibilidad diferente respecto a las ubicaciones de las baterías. Para evaluar con mayor claridad este efecto, a continuación se muestran simulaciones dinámicas un aumento de 12 [ms], por ejemplo, debido a una mala calibración o actuación de las protecciones del sistema.

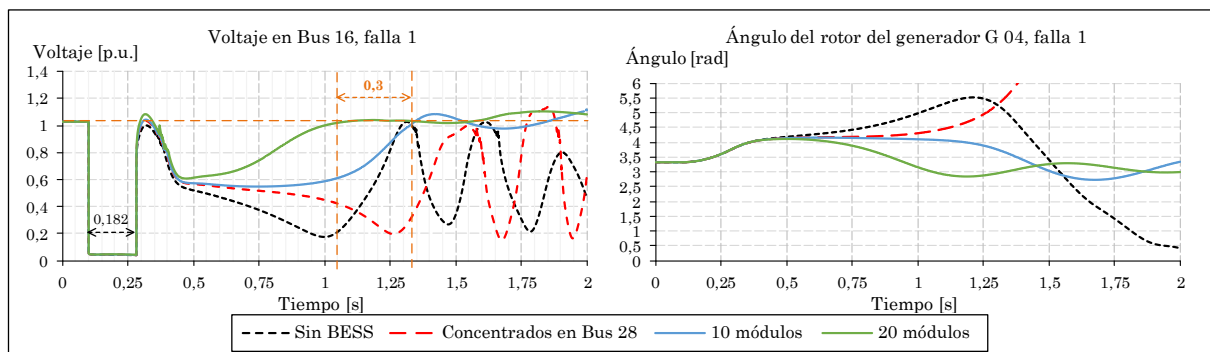


Figura 6.2.7: Simulaciones dinámicas para aumento de tiempo de despeje para falla 1 en 12 [ms].

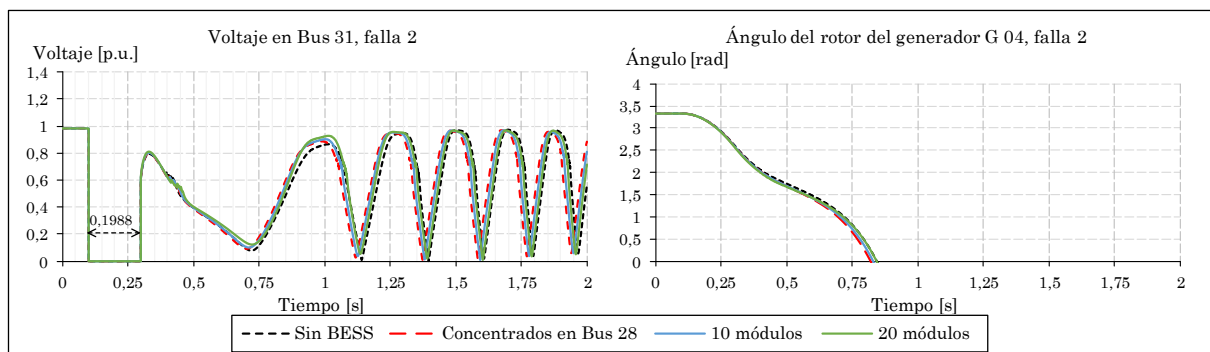


Figura 6.2.8: Simulaciones dinámicas para aumento de tiempo de despeje para falla 2 en 12 [ms].

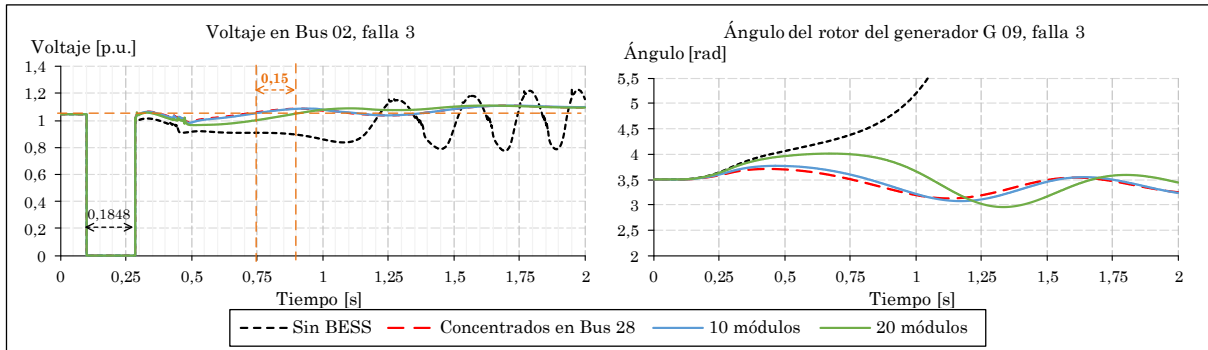


Figura 6.2.9: Simulaciones dinámicas para aumento de tiempo de despeje para falla 3 en 12 [ms].

A partir de los gráficos anteriores, se observa como las localizaciones son capaces de permitir que el sistema mantenga estabilidad en 2 de las 3 fallas, cuando el tiempo de despeje se aumenta en 12 [ms]. Adicionalmente la localización realizada con 20 módulos decide reubicar equipos BESS para mejorar el desempeño durante la falla 1, alcanzando la tensión prefalla 0,3 [s] antes que la ubicación con 10 módulos (desfase entre curva verde y azul), como se muestra en naranja en la Figura 6.2.7. Esto significa disminuir el desempeño en la falla 3 con la localización de 20 módulos en comparación con 10 módulos, dado que esta última alcanza la tensión prefalla una vez despejado el cortocircuito 0,15 [s] antes que la primera alternativa, como se ve en la Figura 6.2.9. En este caso, realizar una optimización con mayor número de módulos permite alcanzar un buen compromiso entre fallas con diferentes sensibilidades a las ubicaciones de los módulos. De esta forma la metodología propuesta junto con el algoritmo genético desarrollado, permiten concluir sobre la sensibilidad de las diferentes fallas respecto a diferentes localizaciones, un aspecto que no es directo de obtener sin realizar las optimizaciones.

## Capítulo 7: Conclusiones

A lo largo de este trabajo, se confirmó la hipótesis de que distintas localizaciones de equipos de almacenamiento, en este caso baterías, tienen diferentes impactos en la estabilidad eléctrica de un SEP. Usando indicadores asociados con la estabilidad de voltaje de un sistema eléctrico, fue posible determinar dos soluciones de localización no intuitivas, que presentan un desempeño considerablemente mejor que otras alternativas. Mediante simulaciones dinámicas, se demostró que soluciones aparentemente buenas a priori desde una perspectiva de recuperación de voltaje, durante contingencias críticas pueden disminuir el margen de estabilidad, e incluso gatillar una inestabilidad del SEP de forma anticipada en relación con un sistema sin BESS.

Con el propósito de determinar un conjunto de buenas localizaciones para la recuperación dinámica del sistema, se desarrolló una metodología que toma en consideración los esquemas de control de Fault Ride Through que poseen los equipos convertidores, para priorizar inyección de corrientes reactivas durante fallas eléctricas. Si bien su contribución se ve limitada producto de la sensibilidad de los transistores a las sobrecorrientes, se presentan como un valioso recurso para dar soporte de voltaje a la red eléctrica, esto tanto durante las fallas, amortiguando la caída de voltaje, como durante la recuperación de los niveles de tensión del sistema una vez despejado el cortocircuito.

Para maximizar la contribución de los equipos de almacenamiento a la estabilidad de los sistemas eléctricos, la metodología propuesta incorpora un problema de optimización que permite realizar la ubicación de equipos BESS, independiente del sistema eléctrico estudiado, aprovechando características particulares como las potencias de cortocircuito de los diferentes nodos del sistema. El problema de optimización es no convexo tanto en su función objetivo como en sus restricciones, es entero-mixto al poseer variables de decisión enteras, asociadas a la toma de decisiones sobre las posibles localizaciones en los diferentes nodos del sistema, tiene un espacio de búsqueda que crece de forma combinatorial tanto en función de la cantidad de nodos que se consideran para realizar la ubicación de equipos BESS, como de la cantidad de módulos que se poseen para realizar la optimización. Estas propiedades impiden resolver el problema de optimización mediante métodos matemáticos convencionales.

Como parte de la metodología se desarrolló un algoritmo genético que hace uso de las características de cada sistema eléctrico para realizar la localización de los equipos de almacenamiento. Este método heurístico que emula la evolución biológica mediante selección natural y divergencia genética a través de mutaciones, permitió realizar una buena ubicación de equipos BESS en un sistema de prueba de 39 barras en alta tensión. Los resultados obtenidos manifiestan la importante contribución que pueden entregar los equipos BESS según su ubicación en un sistema eléctrico, mejorando su estabilidad ante altas penetraciones de ERNC, propiedad hasta ahora no analizada en la literatura.

De esta forma se abre una línea de investigación necesaria para incorporar esta nueva contribución de los sistemas de almacenamiento en los sistemas eléctricos actuales. Adicionalmente, dado que esta contribución no había sido considerada hasta ahora, la necesidad de incorporar a las baterías como candidatas fundamentales en la planificación de los sistemas eléctricos con alta penetración ERNC se fortalece, lo que las hace más competitivas en relación a otros medios de almacenamiento.

## **7.1. Trabajos futuros**

Si bien la metodología propuesta ya entrega resultados prometedores, aún quedan muchas aristas inexploradas del problema de optimización. En particular surge la necesidad de incorporar la selección de puntos de operación críticos, así como de contingencias críticas al problema de optimización. Ambas son problemáticas claves en la planificación de la ubicación de los sistemas de almacenamiento, las cuales se vuelven particularmente desafiantes conforme el horizonte de planificación se extiende.

Otro aspecto interesante es la incorporación de más criterios de estabilidad para llevar a cabo la localización, como por ejemplo indicadores de estabilidad transitoria y de frecuencia del sistema eléctrico. Para esto puede ser necesario evaluar el uso de otras técnicas heurísticas de optimización, que permitan incorporar el comportamiento dinámico del sistema eléctrico, ya sea incluyendo herramientas como análisis modal de pequeña señal, simulaciones dinámicas o incluso el conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas que determinan la evolución del sistema eléctrico.

Finalmente, el algoritmo genético propuesto puede ser mejorado incluyendo teoría de especies, desarrollando un operador de cruce entre candidatos y evaluando otros medios de selección menos exigentes al criterio elitista que se propone en este trabajo.



## Capítulo 8: Bibliografía

- [1] M. D. K. . K. K.S., “Optimal battery energy storage system (BESS) charge scheduling with dynamic programming,” *IEE Proc. - Sci. Meas. Technol.*, vol. 142, no. 6, p. 453, 1995.
- [2] Y. Yang, H. Li, A. Aichhorn, J. Zheng, and M. Greenleaf, “Sizing strategy of distributed battery storage system with high penetration of photovoltaic for voltage regulation and peak load shaving,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 982–991, 2014.
- [3] R. Sebastián, “Application of a battery energy storage for frequency regulation and peak shaving in a wind diesel power system,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, pp. 764–770, 2015.
- [4] K. C. Divya and J. Østergaard, “Battery energy storage technology for power systems-An overview,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 4, pp. 511–520, 2009.
- [5] S. X. Chen, T. Zhang, S. Member, H. B. Gooi, S. Member, R. D. Masiello, L. Fellow, and W. Katzenstein, “Penetration Rate and Effectiveness Study of Aggregated BESS for Frequency Regulation,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 7, no. 1, pp. 167–177, 2016.
- [6] A. Kanchanaharuthai, V. Chankong, and 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, no. 5, pp. 2404–2416, 2014.
- [7] C. Marinescu, I. Serban, and R. Teodorescu, “Energy storage systems impact on the short-term frequency stability of distributed autonomous microgrids, an analysis using aggregate models,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 7, no. 5, pp. 531–539, 2013.
- [8] X. Y. Wang, D. M. Vilathgamuwa, and S. S. Choi, “Buffer scheme with battery energy storage capability for enhancement of network transient stability and load ride-through,” *J. Power Sources*, vol. 179, no. 2, pp. 819–829, 2008.
- [9] R. Sarrias-Mena, L. M. Fernández-Ramírez, C. A. García-Vázquez, and F. Jurado, “Improving grid integration of wind turbines by using secondary batteries,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 34, pp. 194–207, 2014.
- [10] M. W. Tsang, “Battery energy storage system for transient stability enhancement and power system damping improvement.” Hong Kong Polytechnic Universty, pp. 1–282, 1999.
- [11] H. Zhao, Q. Wu, and S. Huang, “Optimal Siting and Sizing of Energy Storage System for Power Systems with Large-scale Wind Power Integration,” in *PowerTech*, 2015, pp. 1–6.
- [12] Z. Qing, N. Yu, Z. Xiaoping, Y. You, and D. Liu, “Optimal siting & sizing of battery energy storage system in active distribution network,” in *2013 4th IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, ISGT Europe 2013*, 2013, pp. 1–5.

- [13] S. X. Chen, H. B. Gooi, and M. Q. Wang, "Sizing of energy storage for microgrids," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 142–151, 2012.
- [14] E. I. Vrettos and S. A. Papathanassiou, "Operating policy and optimal sizing of a high penetration RES-BESS system for small isolated grids," *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 26, no. 3, pp. 744–756, 2011.
- [15] M. Ghofrani, A. Arabali, S. Member, M. Etezadi-amoli, L. S. Member, M. S. Fadali, and S. Member, "A Framework for Optimal Placement of Energy Storage Units Within a Power System With High Wind Penetration.pdf," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 434–442, 2013.
- [16] L. Z. Shuli Wen, Hai Lan, Qiang Fu, David C. Yu, "Economic Allocation for Energy Storage System Considering Wind Power Distribution," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 30, no. 2, pp. 644–652, 2015.
- [17] M. Nick and M. Hohmann, "On the optimal placement of distributed storage systems for voltage control in active distribution networks," *Innov. Smart Grid Technol. (ISGT Eur. 2012 3rd IEEE PES Int. Conf.)*, pp. 1–6, 2012.
- [18] V. Krishnan and T. Das, "Optimal allocation of energy storage in a co-optimized electricity market: Benefits assessment and deriving indicators for economic storage ventures," *Energy*, vol. 81, pp. 175–188, 2015.
- [19] Y. M. Atwa and E. F. El-Saadany, "Optimal allocation of ESS in distribution systems with a high penetration of wind energy," *Power Syst. IEEE Trans.*, vol. 25, no. 4, pp. 1815–1822, 2010.
- [20] Y. Zheng, S. Member, Z. Y. Dong, S. Member, F. J. Luo, and S. Member, "Optimal Allocation of Energy Storage System for Risk Mitigation of DISCOs With High Renewable Penetrations," vol. 29, no. 1, pp. 212–220, 2014.
- [21] S. a. Kazarlis, a. G. Bakirtzis, and V. Petridis, "A genetic algorithm solution to the unit commitment problem," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 11, no. 1, pp. 83–92, 1996.
- [22] I. E. G. K. V. N. Worawat, "A Mean-Variance Optimization Algorithm," in *IEEE Congress on Evolutionary Computation*, 2010, pp. 1–6.
- [23] J.-B. Park, K.-S. Lee, J.-R. Shin, and K. Y. Lee, "A particle swarm optimization for economic dispatch with nonsmooth cost functions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, no. 1, pp. 34–42, 2005.
- [24] Z. L. Gaing, "Particle swarm optimization to solving the economic dispatch considering the generator constraints," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 3, pp. 1187–1195, 2003.
- [25] EPRI, "Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits," *Epri*, pp. 1–170, 2010.

- [26] EPRI, “Handbook of Energy Storage for Transmission or Distribution Applications,” *Power*, 2002.
- [27] F. Díaz-González, A. Sumper, O. Gomis-Bellmunt, and R. Villafáfila-Robles, “A review of energy storage technologies for wind power applications,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 4, pp. 2154–2171, 2012.
- [28] A. Rogers, A. Henderson, X. Wang, and M. Negnevitsky, “Compressed Air Energy Storage : Thermodynamic and Economic Review,” in *PES General Meeting*, 2014, pp. 1–5.
- [29] R. Pena-Alzola, R. Sebastián, J. Quesada, and A. Colmenar, “Review of Flywheel based Energy Storage Systems,” in *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives*, 2011, pp. 1–6.
- [30] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, “Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, 2010.
- [31] B. Zakeri and S. Syri, “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 569–596, 2015.
- [32] a Oudalov and D. Chartouni, “Value analysis of battery energy storage applications in power systems,” in *Power Systems Conference and Exposition*, 2006.
- [33] D. L. T. B. Reddy, *Handbook of Batteries*, Third Edit. McGraw-Hill, 2002.
- [34] B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, “Electrical Energy Storage for the Grid: A Battery of Choices,” *Science (80-. )*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, 2011.
- [35] D. O. Akinyele and R. K. Rayudu, “Review of energy storage technologies for sustainable power networks,” *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 8, pp. 74–91, 2014.
- [36] T. M. Masaud, K. L. K. Lee, and P. K. Sen, “An overview of energy storage technologies in electric power systems: What is the future?,” in *North American Power Symposium NAPS 2010*, 2010, pp. 1–6.
- [37] T. Christen and M. W. Carlen, “Theory of ragone plots,” *J. Power Sources*, vol. 91, no. 2, pp. 210–216, 2000.
- [38] R. Kötz, R. Kötz, M. Carlen, and M. Carlen, “Principles and applications of electrochemical capacitors,” *Electrochim. Acta*, vol. 45, pp. 2483–2498, 2000.
- [39] M. S. Whittingham, “History, Evolution, and Future Status of Energy Storage,” *Proc. IEEE*, vol. 100, no. Special Centennial Issue, pp. 1518–1534, 2012.
- [40] M. Ammar and G. Joós, “A short-term energy storage system for voltage quality improvement in distributed wind power,” *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 29, no. 4, pp. 997–1007, 2014.

- [41] M. J. Hossain, H. R. Pota, and R. A. Ramos, "Improved low-voltage-ride-through capability of fixed-speed wind turbines using decentralised control of STATCOM with energy storage system," *Gener. Transm. Distrib. IET*, vol. 6, no. 8, pp. 719–730, 2012.
- [42] K. Kawabe and A. Yokoyama, "Improvement of angle and voltage stability by control of batteries using wide-area measurement system in power systems," *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, pp. 1–7, 2012.
- [43] K. Kawabe and A. Yokoyama, "Effective utilization of large-capacity battery systems for transient stability improvement in multi-machine power system BT - 2011 IEEE PES Trondheim PowerTech: The Power of Technology for a Sustainable Society, POWERTECH 2011, June 19, 2011 - June 23, ," p. IEEE; IEEE Power and Energy Society (PES), 2011.
- [44] H. Daneshi and A. K. Srivastava, "Security-constrained unit commitment with wind generation and compressed air energy storage," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 6, no. 2, pp. 167–175, 2012.
- [45] S. H. Power, G. Energy, L. Wang, S. Member, and D. Lee, "Load-Tracking Performance of an Autonomous Storage System," *Energy*, vol. 25, no. 1, pp. 128–139, 2010.
- [46] W. E. K. Sudipta Chakraborty Marcelo G. Simões, *Power Electronics for Renewable and Distributed Energy Systems*. 2013.
- [47] M. L. and P. R. Remus Teodorescu, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*. 2011.
- [48] Y. Yang, F. Blaabjerg, H. Wang, Y. Yongheng, F. Blaabjerg, and W. Huai, "Low voltage ride-through of single-phase transformerless photovoltaic inverters," *Energy Convers. Congr. Expo. (ECCE), 2013 IEEE*, vol. 50, no. 3, pp. 4762–4769, 2013.
- [49] J. I. A. Lihu, Z. H. U. Yongqiang, G. U. O. Wenrui, and W. Yinshun, "Application of Model Current Predictive Control in Low Voltage Ride Through of Photovoltaic Station," in *Power System Technology (POWERCON)*, 2014, pp. 2846–2851.
- [50] T. Kalitjuka, *Master Thesis: Control of Voltage Source Converters for Power System Applications*. Norwegian University of Science and Technology, 2011.
- [51] K. De Brabandere, B. Bolsens, J. Van den Keybus, A. Woyte, J. Driesen, and R. Belmans, "A Voltage and Frequency Droop Control Method for Parallel Inverters," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 22, no. 4, pp. 1107–1115, 2007.
- [52] M. Eremia and M. Shahidehpour, *Handbook of electrical power system dynamics*. Wiley-IEEE Press, 2013.
- [53] E. O. N. GmbH, "Grid Code: High and extra high voltage," 2006.

- [54] M. Mirhosseini, J. Pou, and V. G. Agelidis, "Single-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plant with ride-through capability over different types of grid faults," in *Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE*, 2013, no. 1, pp. 8008–8013.
- [55] X. Wang, M. Yue, and E. Muljadi, "Modeling and control system design for an integrated solar generation and energy storage system with a ride-through capability," in *Energy Conversion Congress and Exposition*, 2012, pp. 3727–3734.
- [56] M. Mirhosseini, J. Pou, and 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, no. 3, pp. 1150–1159, 2014.
- [57] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby, *Power System Dynamics: Stability and Control*. John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [58] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, T. Van Cutsem, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, V. Vittal, A. Stankovic, and C. Taylor, "Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, 2004.
- [59] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. 1994.
- [60] M. V. Suganyadevia and C. K. Babulal, "Estimating of loadability margin of a power system by comparing Voltage Stability Indices," in *International Conference on Control, Automation, Communication and Energy Conservation*, 2009, pp. 1–4.
- [61] C. F. Yang, G. G. Lai, C. H. Lee, C. T. Su, and G. W. Chang, "Optimal setting of reactive compensation devices with an improved voltage stability index for voltage stability enhancement," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 37, no. 1, pp. 50–57, 2012.
- [62] N. A. M. Ismail, A. A. M. Zin, A. Khairuddin, and S. Khokhar, "A comparison of voltage stability indices," in *Proceedings of the 2014 IEEE 8th International Power Engineering and Optimization Conference, PEOCO 2014*, 2014, pp. 30–34.
- [63] S.-J. Chuang, C.-M. Hong, and C.-H. Chen, "Improvement of integrated transmission line transfer index for power system voltage stability," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 78, pp. 830–836, 2016.
- [64] B. Gao, G. K. Morison, and P. Kundur, "Voltage stability evaluation using modal analysis," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 4, pp. 1529–1542, 1992.
- [65] M. Moghavvemi and F. M. Omar, "Technique for contingency monitoring and voltage collapse prediction," *IEE Proc. - Gener. Transm. Distrib.*, vol. 145, no. 6, p. 634, 1998.
- [66] I. Musirin and T. Rahman, "Novel fast voltage stability index (FVSI) for voltage stability analysis in power transmission system," *Res. Dev. 2002. ...*, pp. 265–268,

2002.

- [67] P. Kessel and H. Glavitsch, "Estimating the voltage stability of a power system," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 1, no. 3, pp. 346–354, 1986.
- [68] X. H. X. Huang, G. Z. G. Zhang, and L. X. L. Xiao, "Optimal Location of SMES for Improving Power System Voltage Stability," *IEEE Trans. Appl. Supercond.*, vol. 20, no. 3, pp. 1316–1319, 2010.
- [69] A. K. Sinha and D. Hazarika, "Comparative study of voltage stability indices in a power system," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 22, no. 8, pp. 589–596, 2000.
- [70] B. Stott and O. Alsac, "Fast Decoupled Load Flow," *Power Appar. Syst. IEEE Trans.*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 859–869, 1974.
- [71] S. Pérez-Londoño, L. F. Rodríguez, and G. Olivar, "A simplified voltage stability index (SVSI)," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 63, pp. 806–813, 2014.
- [72] Y. Wang, W. Li, and J. Lu, "A new node voltage stability index based on local voltage phasors," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 79, no. 1, pp. 265–271, 2009.
- [73] N. D. Tleis, *Power systems modelling and fault analysis: theory and practice*. 2007.
- [74] *DigSILENT PowerFactory 15 User Manual*. Gomaringen, Germany: GmbH, DIgSILENT.
- [75] I. Erlich, F. Shewarega, S. Engelhardt, J. Kretschmann, J. Fortmann, and F. Koch, "Effect of wind turbine output current during faults on grid voltage and the transient stability of wind parks," in *2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting, PES '09*, 2009.
- [76] J. Machowski, S. Robak, P. Kacejko, P. Miller, and M. Wancerz, "Short-circuit power as important reliability factor for power system planning," in *Proceedings - 2014 Power Systems Computation Conference, PSCC 2014*, 2014, no. 1.
- [77] D. GmbH, "DIgSILENT PowerFactory Technical Reference Documentation Static Generator."
- [78] F. M. Gonzalez-Longatt and J. L. Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. 2015.
- [79] M. Mitchell, "An Introduction to Genetic Algorithms," p. 209, 1998.
- [80] Kwang Y. Lee and M. A. El-Sharkawi, *Modern Heuristic Optimization Techniques: Theory and Applications to Power Systems*. Wiley-IEEE Press, 2008.
- [81] DigSILENT and Heinrich-Hertz-Str, "39 Bus New England System," pp. 1–18.