



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA – SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

INTEGRACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN
BATERÍAS PARA ESTUDIOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA EN SISTEMAS
MULTIMÁQUINAS

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ING. RODOLFO GARCÍA MORALES

TUTORES PRINCIPALES
Dr. Rubén Tapia Olvera, Facultad de Ingeniería
Dr. Mario Arrieta Paternina, Facultad de Ingeniería

Ciudad Universitaria Cd. Mx, diciembre 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Juan Ramón Rodríguez Rodríguez

Secretario: Dr. José Juan M. Ramírez Arredondo

Vocal: Dr. Rubén Tapia Olvera

1^{er.} Suplente: Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina

2^{d o.} Suplente: Dr. Vicente Torres García

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Facultad de ingeniería de la UNAM, Ciudad Universitaria

TUTOR DE TESIS:

DR. RUBÉN TAPIA OLVERA

FIRMA

TUTOR DE TESIS:

DR. MARIO ROBERTO ARRIETA PATERNINA

FIRMA

Dedicatoria

A Dios que siempre me ha acompañado y ayudado a superar las adversidades.

A mi familia con cariño y respeto por su apoyo incondicional y sus enseñanzas, a ellos debo todo lo que soy y lo que tengo.

A mis amigos, por su apoyo y sincera amistad

Agradecimientos

Agradezco

Al Dr. Rubén Tapia Olvera por compartir su conocimiento, por su paciencia por sus comentarios, por su apoyo pero sobretodo buen trato durante el desarrollo de esta tesis.

Al Dr. Mario Arrieta Paternina por su guía, enseñanzas y comentarios, por compartir sus conocimientos y material didáctico.

A la Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme continuar con mi formación académica sin importarle mi procedencia o edad, a los doctores que participaron con sus clases en mi formación.

Al Consejo Nacional de Ciencias y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico recibido sin el cual hubiera sido difícil terminar esta meta.

A la Red Temática de Sistemas Eléctricos de Potencia y Redes Inteligentes- CONACYT (RedSEP-RI/CONACYT), por el apoyo para la asistencia al Whorkshop Small Wind Turbines.

Al comité tutorial por su interés en revisar este documento.

Resumen

Los sistemas eléctricos de potencia modernos están sufriendo cambios drásticos en su topología con la integración de generación basada en energías renovables, los niveles de penetración son distintos para cada una de las redes, sin embargo, el aspecto común es que de manera planeada y constante, se ha seguido incrementando este tipo de generación de energía eléctrica. En consecuencia, su operación se vuelve un tema de gran importancia puesto que la pérdida de una sección de la red ocasiona pérdidas muy importantes. Ante estos nuevos escenarios este trabajo de tesis analiza la importancia de contar con sistemas de respaldo ante estas condiciones críticas, además, considerar que sucede con el sistema de potencia ante la presencia de algún tipo de disturbio.

En tal sentido, se justifica la necesidad de emplear sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías que contribuyen a garantizar la integridad de la red eléctrica. El análisis que se presenta en este trabajo indica que los sistemas basados en baterías se consideran actualmente como una alternativa muy importante ante estas condiciones. Sin embargo, antes de su integración en el sistema físico, se requieren estudios previos que garanticen su correcta operación y coordinación con los controladores que se encuentren presentes en los sistemas multimáquinas. Se estudia un modelo que describe adecuadamente sus características de desempeño y se aplica para propósitos de estudios de estabilidad transitoria. Se realiza un análisis de los diferentes tipos de sistemas de baterías enfatizando los más usados en la actualidad.

Además, en este trabajo de tesis se analizan conceptos básicos sobre el modelo de la máquina síncrona y de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos de potencia multimáquinas que permiten desarrollar un programa de simulación. Esta información sirve como antecedente del comportamiento del sistema de potencia y su respuesta ante una falla, permitiendo garantizar, que la integración del modelo de un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías tiene el desempeño esperado. Finalmente, la aplicación de los modelos estudiados da como resultado contar con un programa de simulación para análisis de estabilidad transitoria de sistemas multimáquinas.

Los resultados de simulación exhiben la respuesta del sistema de potencia ante la presencia de una falla de corto circuito trifásica y el impacto de integrar un sistema de almacenamiento basado en baterías. Se explican detalles de los objetivos de regulación y la forma en la cual se pueden alcanzar a través de la manipulación del sistema de baterías. Se analiza la evolución de ángulos internos de los generadores síncronos, magnitudes de tensión, potencias activas y reactivas. Los sistemas en estudio son uno de 3 máquinas y 9 buses y uno de 16 máquinas 68 buses. Finalmente, se presentan algunas conclusiones y posibles trabajos futuros a desarrollar.

Abstract

Modern electric power systems are undergoing drastic changes in their topology with the integration of generation based on renewable energies, different penetration levels are presented for each grid, however, the common aspect is that in a planned and constant manner, this type of electric power generation has continued to increase. Consequently, its operation becomes a subject of great importance since the loss of a section of the grid causes very important losses. Faced with these new scenarios, this thesis analyzes the importance of having support systems in the face of these critical conditions, in addition to considering what happens with the power system in the presence of some type of disturbance.

In this sense, the need to use energy storage systems based on batteries that contribute to guarantee the integrity of the electric grid is justified. The analysis presented in this thesis indicates that battery-based systems are currently considered a very important alternative to these conditions. However, prior to its integration into the physical system, prior studies are required to ensure its correct operation and coordination with the controllers that are present in the multimachine systems. A model that adequately describes its performance characteristics is studied and applied for the purposes of studies of transient stability. An analysis is made of the different types of battery systems emphasizing the most used currently.

In addition, this thesis analyzes basic concepts about the synchronous machine model and transient stability in multimachine power systems to develop a simulation program. This information serves as an antecedent to the behavior of the power system and its response to a failure, making it possible to guarantee that the integration of the model of a battery-based energy storage system has the expected performance. Finally, the application of the models studied results in having a simulation program for transient stability analysis of multimachine systems.

The simulation results show the response of the power system in the presence of a three-phase short circuit fault and the impact of integrating a battery-based storage system. Details of the regulation objectives and the way in which they can be reached through the manipulation of the battery system are explained. The evolution of internal angles of the synchronous generators, voltage magnitudes, active and reactive powers is analyzed. The systems under study are one of 3 machines and 9 buses and one of 16 machines 68 buses. Finally, some conclusions and possible future works to be developed are presented.

Índice

Dedicatoria.....	iii
Agradecimientos.....	iv
Resumen.....	v
Abstract.....	vi
Índice.....	vii
Índice de figuras.....	ix
Índice de tablas.....	x
Capítulo 1 Introducción.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Descripción de redes eléctricas.....	2
1.3 Planteamiento del problema.....	3
1.4 Estado del arte.....	3
1.5 Objetivos.....	8
1.5.1 objetivos particulares.....	8
1.6 Propuesta.....	8
1.7 Organización de la tesis.....	8
Capítulo 2 Estabilidad transitoria.....	10
2.1 Introducción.....	10
2.2 El problema de estabilidad.....	10
2.3 Definición y clasificación de estabilidad del sistema eléctrico de potencia.....	11
2.4 La ecuación de oscilación.....	12
2.5 Modelo dinámico de sistema multimáquinas.....	13
2.5.1 Modelo clásico multimáquinas.....	16
2.6 Modelo algebraico diferencial.....	17
2.7 Simulación dinámica.....	19
2.7.1 Inicialización.....	21
2.7.2 Solución de red.....	21
2.7.3 Métodos de integración.....	23
2.7.4 Especificaciones de disturbios.....	24
Capítulo 3 Modelado de BESS.....	26
3.1 Introducción.....	26
3.2 Modelado del BESS.....	28
3.2.1 El convertidor.....	29
3.3 Modelado matemático del BESS.....	37
3.4 Simulación.....	44
3.4.1 Simulación considerando entradas ω y Vt constantes.....	44
3.4.2 Simulación considerando entradas ω y Vt variantes en el tiempo.....	46
Capítulo 4 Casos de estudio y resultados.....	48
4.1 Introducción.....	48
4.2 Sistema de 3 máquinas 9 buses 3m9b WECC.....	48
1) Sistema base sin tener BESS conectados.....	49

2) Sistema base con un BESS conectado en el nodo 3	49
4.3 Sistema de 16 máquinas 68 buses de IEEE.....	54
1) Sistema base sin tener BESS conectados	55
2) Sistema base con BESS conectados en buses 37, 40 y 50 (estrategia 1).....	56
3) Sistema base con BESS conectados en buses 37, 42 y 52 (estrategia 2).....	59
4) Sistema base con BESS conectados en buses 37, 41 y 52 (estrategia 3).....	62
Capítulo 5 Conclusiones y trabajos futuros	65
5.1 Conclusiones	65
5.2 Trabajos futuros	65
Referencias	67
Apéndice A	69
A.1 Datos del sistema de 3 máquinas 9 nodos.	69
A.2 Datos del sistema de 16 máquinas 68 buses.....	72

Índice de figuras

Fig. 1.1 Elementos básicos del sistema eléctrico de potencia.....	2
Fig. 2.1 Clasificación de estabilidad del sistema de potencia	11
Fig. 2.2 Descripción esquemática de potencias y pares en las máquinas síncronas.....	12
Fig. 2.3 Circuito dinámico del modelo clásico de la máquina síncrona ($i = 1, \dots, m$).....	16
Fig. 2.4 Circuito del modelo dinámico de dos ejes de la máquina síncrona.....	18
Fig. 2.5 Circuito dinámico de interconexión de la máquina síncrona y el resto de la red en forma compleja.	18
Fig. 2.6 Diagrama de flujo del cálculo de variables del sistema de potencia.	20
Fig. 2.7 Diagrama de flujo de la simulación dinámica del sistema de potencia	20
Fig. 3.1 Gráfica de demanda horaria del sistema interconectado nacional [27].....	26
Fig. 3.2 Incremento en SOC de la BESS durante control de frecuencia (caso de excedente)	27
Fig. 3.3 Disminución en SOC de la BESS durante control de frecuencia (caso de faltante) ..	27
Fig. 3.4 Configuración del BESS.....	29
Fig. 3.5 Circuito esquemático para análisis del convertidor tipo puente. Las válvulas están numeradas en su orden de ignición.	30
Fig. 3.6 Fuente FEM vectores en $t=0$	30
Fig. 3.7 Ondas de FEM's de una fuente de c.a.: línea a neutro e_a, e_b, e_c ; línea a línea e_{ac}, e_{ba}, e_{cb} ;	31
Fig. 3.8 Derivación de caída de tensión causada por superposición	33
Fig. 3.9 Circuito equivalente de puente rectificador.....	34
Fig. 3.10 Circuito equivalente del BES.....	35
Fig. 3.11 Diagrama de bloques del modelo dinámico de la BESS [31].....	37
Fig. 3.12 Diagrama de bloques de la función de transferencia (3.36).....	40
Fig. 3.13 Gráficas con las salidas de la BESS	45
Fig. 3.14 Gráfica con las potencias internas de la BESS	45
Fig. 3.15 Gráfica con los voltajes de la BESS	46
Fig. 3.16 Gráficas de respuesta de voltaje y velocidad angular de un generador síncrono ante una falla	46
Fig. 3.17 Gráfica con las potencias activa, reactiva y corriente de salida	47
Fig. 4.1 Diagrama unifilar del sistema de 3 máquinas y 9 buses.....	48
Fig. 4.2 Velocidad angular de los 3 generadores vs tiempo caso 1).....	49
Fig. 4.3 Diferencia de ángulos rotor de generadores respecto al generador 1 caso 2).....	50
Fig. 4.4 Velocidad angular ω de los generadores vs tiempo caso 2).....	50
Fig. 4.5 Voltaje en terminales de la batería No. 3 caso 2)	51
Fig. 4.6 Corriente de la batería No. 3 caso 2)	51
Fig. 4.7 Estado de la carga de la batería No. 3 caso 2).....	52
Fig. 4.8 Carga extraída de la batería No. 3 caso 2).....	52
Fig. 4.9 Demanda inyección de potencia activa en la batería No. 3 caso 2).....	53
Fig. 4.10 Diagrama unifilar del sistema de 68 buses 16 máquinas.....	54

Fig. 4.11 Diferencia de ángulos rotor de generadores con respecto al generador 1 caso 1)	55
Fig. 4.12 Velocidad angular ω de los generadores caso 1)	56
Fig. 4.13 Diferencia de ángulos rotor de generadores con respecto al generador 1 caso 2)	56
Fig. 4.14 Velocidad angular ω de los generadores caso 2)	57
Fig. 4.15 Voltaje en terminales de las baterías caso 2)	57
Fig. 4.16 Corriente de las baterías caso 2)	58
Fig. 4.17 Estado de la carga de las baterías caso 2)	58
Fig. 4.18 Diferencia de ángulos rotor de generadores con respecto al generador 1 caso 3)	59
Fig. 4.19 Velocidad angular ω de los generadores caso 3)	60
Fig. 4.20 Voltaje en terminales de las baterías caso 3)	60
Fig. 4.21 Corriente de las baterías caso 3)	61
Fig. 4.22 Estado de la carga de las baterías caso 3)	61
Fig. 4.23 Diferencia de ángulos rotor de generadores con respecto al generador 1 caso 4)	62
Fig. 4.24 Velocidad angular ω de los generadores caso 4)	63
Fig. 4.25 Voltaje en terminales de las baterías caso 4)	63
Fig. 4.26 Corriente de las baterías caso 4)	64
Fig. 4.27 Estado de la carga de las baterías caso 4)	64
Fig. 0.1 Diagrama unifilar del sistema de 3 máquinas 9 buses	69
Fig. 0.2 Diagrama unifilar del sistema de 16 máquinas 68 buses	72

Índice de tablas

Tabla 3.1 Resumen de las ecuaciones del BESS	43
Tabla 0.1 Datos de buses del sistema de 3 máquinas 9 buses	70
Tabla 0.2 Datos de líneas de transmisión del sistema de 3 máquinas 9 buses	70
Tabla 0.3 Datos de las máquinas del sistema de 3 máquinas 9 buses	71
Tabla 0.4 Datos de buses de sistema de 16 máquinas 68 buses	73
Tabla 0.5 Datos de las líneas de transmisión del sistema de 16 máquinas 68 buses	75
Tabla 0.6 Datos de las máquinas del sistema de 16 máquinas 68 buses	77

Capítulo 1 Introducción

La tendencia de integrar fuentes de energía renovables para la generación de energía eléctrica en los sistemas eléctricos modernos, tales como eólica o solar junto con tecnologías emergentes como los sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS por sus siglas en inglés para *Battery Energy Storage System*) es impulsada principalmente por la necesidad de reducir la contaminación que representa la quema de combustibles [1]. Aunque el integrar fuentes de energía renovables tendrá beneficios, también tiene efectos no deseados en el desempeño de la red, es por esto que una alternativa importante para minimizar estos efectos indeseables es incluir una BESS, por lo tanto, es necesario hacer estudios para conocer cuál es el impacto que tendrán estas tecnologías en la estabilidad transitoria del sistema.

1.1 Antecedentes

El crecimiento continuo y el desarrollo económico de los países a través de los últimos años ha significado un incremento de la demanda de energía eléctrica, lo que a su vez ha ocasionado que las transferencias de potencia sean aún más grandes en las redes eléctricas. Cuando el sistema eléctrico de potencia experimenta una perturbación, los generadores síncronos no siempre pueden responder rápidamente con el fin de mantener la estabilidad del sistema. Ante esta situación, una posible solución es la de tener la habilidad de rápidamente variar la potencia real sin impactar al sistema por circulación de potencia. La tecnología de almacenamiento de energía puede tener un rol importante en mantener la confiabilidad del sistema y calidad de la energía. Avances recientes en almacenamiento de energía basado en baterías y tecnologías de electrónica de potencia la hacen una opción viable para aplicaciones de potencia [2].

Una característica de la energía eléctrica en C.A. es que no puede ser almacenada en grandes cantidades para usarse posteriormente, de ahí que en el momento que se genera debe consumirse, sin embargo, existe la posibilidad de que sea convertida y almacenada de forma electromagnética, electroquímica, cinética o como energía potencial. Entre las diferentes tecnologías de almacenamiento de energía, las baterías son el sistema con la mejor relación costo-efectividad [2]. Un sistema de baterías está construido por un conjunto de módulos de baterías de bajo voltaje y potencia conectadas en paralelo o en serie para alcanzar una característica eléctrica deseada. Uno de los tipos más empleados de baterías es la de plomo-ácido, se diseñan para almacenamiento de grandes cantidades de energía o para una carga y descarga rápida.

Desde hace algunos años, existe la tendencia a tener generación de fuentes de energía alterna tales como la solar o la eólica, estas dos formas de generación son intermitentes; por ejemplo, en el caso de la generación solar, un cambio en el clima como una tormenta puede reducir la generación de un máximo a niveles despreciables en un periodo corto de tiempo. La intermitencia en la generación solar puede causar problemas en bancos de capacitores,

cambiadores de cargas y reguladores de voltaje de línea al incrementar la frecuencia de operación, reduciendo su tiempo esperado de vida útil [3]. Algo similar se presenta con la generación eólica.

Recientemente en México se desarrolló un documento llamado “Requerimientos para interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Mexicano” su alcance es para instalaciones conectadas en tensiones de 115kV y mayores. Estos requerimientos se especifican dentro del código de red en el cual se establecen las características de tensión, capacidad de generación, frecuencia de corte, calidad de la energía, potencia reactiva, entre otros. Cumplirlos no es una tarea fácil, se requieren estudios que garanticen las características deseadas, además, si es necesario integrar tecnología, por ejemplo, los BESS que puedan reforzar la operación de la red en periodos críticos de operación del sistema de potencia.

1.2 Descripción de redes eléctricas

En [4] se define a un sistema eléctrico de potencia como “una red de uno o más unidades generadoras, cargas y/o líneas de transmisión de potencia, incluyendo el equipo eléctricamente asociado o conectado mecánicamente a la red”. Los sistemas eléctricos de potencia varían en tamaño y en componentes estructurales, pero todos tienen las mismas características básicas. En la Fig. 1.1 se muestran los elementos básicos de un SEP con los niveles de tensión comúnmente utilizados en él y donde pueden ser ubicadas las centrales generadoras que utilizan energías renovables. El SEP está normalmente conformado por las siguientes partes: generación, transmisión, distribución. Las centrales generadoras convencionales se construyen cercanas a fuentes de energía primaria, estas centrales generalmente utilizan generadores síncronos para la generación de electricidad, primomotores convierten las fuentes primarias de energía (fósil, nuclear, hidráulica) en energía mecánica, que se convierte en energía eléctrica. Los voltajes de generación por lo general están en un rango de 11 kV a 35 kV, actualmente en México el más común son 13.8 kV. La energía generada debe recorrer distancias significativamente grandes hasta llegar a los centros de consumo.

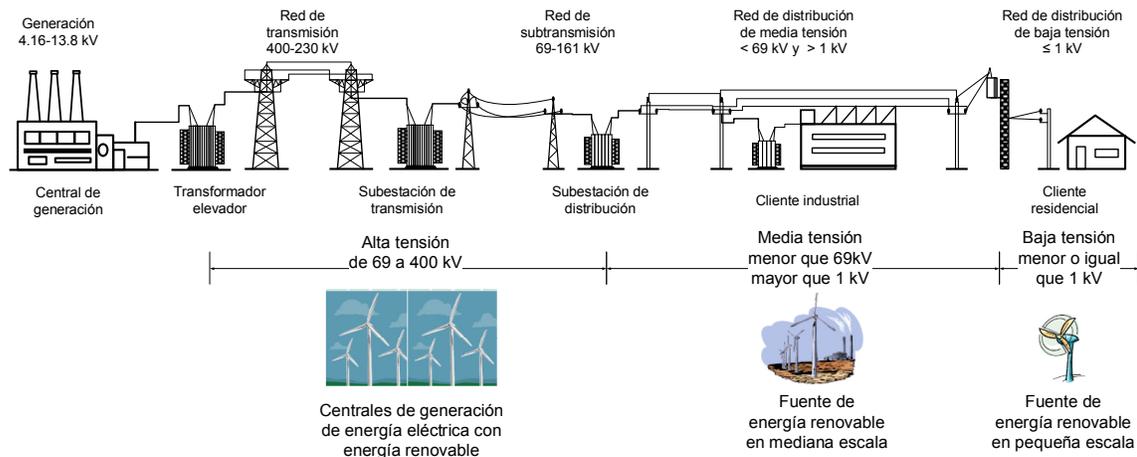


Fig. 1.1 Elementos básicos del sistema eléctrico de potencia

1.3 Planteamiento del problema

Por el uso indiscriminado de los combustibles en la actualidad existe la tendencia y necesidad de incluir nuevas formas de generación basadas en el uso de energías renovables, en particular sistemas eólicos y fotovoltaicos, pero además de estas formas de generación también se están incluyendo tecnologías de almacenamiento como las BESS. Con la integración de estas tecnologías, la topología de las redes se está modificando y en consecuencia el desempeño de la red.

En tal sentido, es necesario conocer cuál es el impacto que tendrá la inclusión de elementos como la BESS en la estabilidad transitoria de las redes eléctricas, realizando estudios con diferentes niveles de penetración de energías renovables.

1.4 Estado del arte

Los sistemas eléctricos de potencia están experimentando cambios dramáticos en los requerimientos operacionales, como resultado de la desregulación, el continuo crecimiento de las cargas y altas transferencias de potencia regionales en una red interconectada que conduce a una compleja y menos segura operación del sistema de potencia. La generación de potencia e instalaciones de transmisión no han sido capaces de crecer para alcanzar estas nuevas demandas como resultado de restricciones económicas, ambientales, técnicas y regulaciones gubernamentales. Al mismo tiempo el crecimiento de cargas electrónicas ha ocasionado que la calidad del suministro de potencia sea un problema crítico. Los ingenieros de sistemas de potencia enfrentan estos retos buscando soluciones que les permitan operar el sistema en una manera flexible y controlable. Cuando los disturbios en los sistemas de potencia ocurren, los generados síncronos no siempre responden lo suficientemente rápido para mantener el sistema estable. Si un control de potencia real o reactiva de alta velocidad está disponible, se podrían evitar durante los disturbios la desconexión de cargas y salida de generadores. El control de potencia reactiva de alta velocidad es posible a través del uso de equipo de sistemas flexibles de transmisión C.A. (*flexible AC transmission systems* FACTS). Estos equipos son capaces de proporcionar algunas medidas de control de potencia real de alta velocidad, a través de la circulación de potencia dentro del convertidor, con la potencia real viniendo de la misma línea o en algunos casos de líneas adyacentes. Sin embargo, una mejor solución sería tener la posibilidad de variar rápidamente la potencia real sin impactar el sistema a través de circulación de potencias [2].

En [5], el grupo de trabajo conjunto sobre términos y definiciones de estabilidad (*joint task force on stability terms and definitions*) del IEEE/CIGRE definió la estabilidad del sistema de potencia como “la capacidad de un sistema eléctrico de potencia de recuperar un estado de operación en equilibrio después de haber sido sujeto a un disturbio físico, con muchas variables del sistema limitadas, de modo que prácticamente el sistema completo permanece intacto”. También en este artículo se indica que la estabilidad transitoria (estabilidad de ángulo del rotor para grandes disturbios) refiere a “la capacidad del sistema de potencia para mantener

sincronismo cuando es sujeta a un disturbio severo, tal como un corto circuito en una línea de transmisión”.

La garantía de estabilidad y manejo de potencia son tareas críticas en redes modernas debido a las variables que se involucran en la generación y en la demanda. Tal como quitarle carga a las fuentes de energía renovables (*Renewable Energy Sources*, RESs), cuando la generación de potencia es más grande que la potencia demandada y la pérdida de carga durante los cortes de potencia [6] [7]. Sin embargo, la absorción y la inyección de energía por sistemas de almacenamiento de energía puede ser la mejor solución para manejar adecuadamente este problema. La combinación de tecnología de almacenamiento de energía y RESs puede ayudar a estabilizar la salida de potencia mientras que también se mejora la confiabilidad de las RESs. El almacenamiento de energía puede aumentar la resiliencia del sistema durante las variaciones de clima, desastres naturales, entre otros [8].

En años recientes la tecnología de generación de energía eólica se ha desarrollado rápidamente. La velocidad del viento presenta intermitencias y características estocásticas lo cual conduce a fluctuaciones relativamente grandes de energía. Las fluctuaciones de energía pueden resultar en desviaciones de la frecuencia y voltaje de red y afectar la estabilidad y calidad de la energía. Si la energía del viento alcanza 20% o más del total del sistema de potencia, la capacidad pico y operación segura de la red enfrentará numerosos retos [9]. En todo el mundo los investigadores han propuesto diversas soluciones para suavizar las fluctuaciones de la potencia eólica. Por ejemplo, para una hora dada del día granjas con deficiencia de viento podrían ser compensadas con granjas que están beneficiadas con viento, permitiendo proponer un método de planeación general para minimizar la variación de salidas de potencia de granjas de viento. En los cuales el objetivo es facilitar la alta penetración de energía eólica a través de la búsqueda de salidas de potencia en general más estables.

En [10], se propone un sistema híbrido de energía combinando un sistema diésel y energía del viento libre de contaminación y de esta manera reducir los costos de los sistemas de operación y el impacto al medio ambiente. Una turbina-generador de viento es controlado con un convertidor-fuente de voltaje para suavizar las fluctuaciones de potencia y el control de paso de las hélices de la turbina fue empleado para el mismo propósito en [11], pero sus habilidades y rangos de control son limitadas debido a la reducida adquisición de energía eólica. Los FACTS son también utilizados para mantener la estabilidad de voltaje de la red en el punto de acceso de la potencia eólica, por el ajuste de la potencia reactiva pero no puede suavizar las fluctuaciones de potencia activa [9]. La potencia solar y eólica a gran escala traen oportunidades para la red tradicional pero su generación es inherentemente intermitente, fluctuante y exactamente impredecibles, lo cual impacta enormemente a la operación normal de la red [12]. Cuando se tiene un alto nivel de penetración, es decir cuando se tiene una capacidad instalada considerable, es necesaria una capacidad de reserva extra de rápida respuesta que tenga la capacidad de cubrir un déficit de generación cuando exista una repentina falta de viento o efectos de nubosidad. Un método para mitigar las fluctuaciones de potencia es usar almacenamiento por baterías y almacenamiento de energía superconductora magnética [13].

Entonces, la tecnología de almacenamiento de energía puede tener un rol muy importante en mantener la confiabilidad del sistema y la calidad de la potencia. La solución ideal es tener medios que rápidamente amortigüen oscilaciones, respondan a cambios súbitos de carga, suministren carga durante interrupciones de transmisión o distribución perfiles de carga, voltajes correctos con rápido control de potencia reactiva, y que permitan que los generadores se balanceen con la carga del sistema a su velocidad normal. Los desarrollos recientes y los avances en almacenamiento de energía y tecnología de electrónica de potencia, están haciendo que la aplicación de las tecnologías de almacenamiento de energía sea una solución viable para aplicaciones de potencia modernas, esto incluye baterías, volantes de inercia (*flywheels*), ultra-capacitores y superconductores [2].

El almacenamiento de energía en cooperación con la generación de energía renovable puede hacer que la generación indespachable (por su intermitencia) se vuelva despachable y mejore la penetración de la energía renovable en la red. Además, el almacenamiento de energía es también una parte importante de una red inteligente, ya que puede constituir un soporte para la estabilidad de voltaje/frecuencia, reserva rodante, potencia ininterrumpida, compensación de la calidad de energía y mejora de la estabilidad de ángulo-transitoria. Los sistemas de almacenamiento de energía por baterías poseen una instalación flexible y cortos periodos de construcción, por lo que han tenido muchas aplicaciones exitosas en la red.

Por otro lado, con la innovación tecnológica y el desarrollo avanzado de baterías, la eficiencia, potencia, capacidad y ciclo de vida, han estado mejorando enormemente. Entre las baterías avanzadas está la de Vanadium redox (VRB) que ha recibido mucha atención por sus excelentes características, su potencia y capacidad pueden ser diseñadas separadamente; la capacidad puede ser alargada fácilmente, largo ciclo de vida, es especialmente útil para aplicaciones de almacenamiento de energía de capacidad grande [12].

La electricidad es almacenada a gran escala (más de 1kW) de varias maneras tales como: almacenamiento por bombeo hidroeléctrico, tecnologías de baterías (plomo ácido, níquel cadmio, sodio-azufre, entre otros) y almacenamiento de aire comprimido. Actualmente, el almacenamiento por bombeo hidráulico y aire comprimido son dos de las formas más usadas a nivel mundial. Sin embargo, debido a las áreas limitadas en las cuales se implementan y a los nuevos avances en las tecnologías BESS, el futuro en el almacenamiento de energía se puede considerar que esta en baterías [14]. La tecnología de almacenamiento de energía proporciona una aproximación efectiva para granjas de viento conectadas en red a gran escala mejorando la calidad de la energía del viento. La cual no solo puede suavizar la potencia activa sino también puede regular la potencia reactiva. Las aplicaciones prácticas de otros sistemas de almacenamiento de energía basados en volante, superconductores magnéticos y súper capacitores se restringen ya sea por su alto costo o a su baja capacidad.

En la actualidad las baterías de plomo ácido son ampliamente utilizadas debido a lo maduro de la tecnología y bajo precio, pero su ciclo de vida es limitado. Las baterías de sulfuro de sodio tienen alta densidad de energía, alta eficiencia de carga descarga y largo ciclo de vida, son adecuadas para aplicaciones donde puedan quedar fijas y por la capacidad de

almacenamiento requerida se necesite una gran cantidad de baterías que formen una red de almacenamiento de energía [15]. Sin embargo, requiere una alta temperatura de operación de 280-360°C y tiene una naturaleza altamente corrosiva de poli sulfuro de sodio [9].

Los sistemas de almacenamiento de energía por baterías son frecuentemente examinados y aplicados para servir a una gran variedad de funciones en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, asimismo proveer beneficios a usuarios que ayuda a justificar las inversiones. De acuerdo con la base de datos global de almacenamiento de energía del Departamento de Energía de los Estados Unidos, a partir de octubre de 2015 las instalaciones globales de almacenamiento de energía por baterías han alcanzado alrededor de 600 MW. Estas instalaciones proporcionan varios servicios en redes eléctricas incluyendo regulación de la frecuencia, soporte de voltaje, cambio de horas en energías renovables, nivelación y suavizado de energía renovable, reducción de demanda, y soporte en confiabilidad de potencia, calidad de potencia. Para sistemas de transmisión y distribución las BESS también han sido aplicadas para mejorar la confiabilidad y como una alternativa para más proyectos de actualización de líneas de costo.

En términos generales un proyecto que utilice sistemas de almacenamiento de energía por baterías y que tenga una utilidad, se puede realizar en la red de potencia ya sea en una subestación, distribuido a lo largo de una línea o como un sistema enfocado a usarse en una comunidad residencial. En [16] se mencionan tres proyectos que involucran baterías y que muestran tres diferentes aplicaciones en el sistema de potencia. El primero, es la aplicación en energía renovable y regulación de frecuencia en la red, se instaló para facilitar la integración de la energía del viento dentro de la red de potencia. Este proyecto consiste en una BESS de 1MW, 7.2MWh sulfuro de sodio (NaS). Está localizado en una subestación construida recientemente y cercana a una instalación de energía eólica de 11.5 MW en Luverne, Minnesota [17]. Este proyecto tiene como principal objetivo demostrar los beneficios del sistema y efectividad del BESS en realizar las siguientes funciones: regulación de la frecuencia de la red, despacho económico, cambios de horario energía renovable, suavizado de salida en energía renovable, nivelada de salida en energía renovable. La salida de la BESS compensa los cambios rápidos en la salida de la energía del viento tal que la red ve una salida total suavizada de las instalaciones de la energía del viento y la BESS.

El segundo se instaló para apoyar en la calidad y confiabilidad de la calidad de la energía para el pueblo de Presidio, Texas y zonas aledañas [18]. El proyecto es un BESS de 4 MW, 24MWh NaS, diseñado construido e instalado usando un convertidor y controlador automático de rápida respuesta para el sistema. El pueblo estaba conectado a una subestación principal vía una línea de transmisión de 60 kV y 100 km de alrededor de 60 años, las tormentas eléctricas son frecuentes en el terreno áspero entre la subestación y el pueblo, son frecuentes los cortes y largos los tiempos de reparación en esta línea de transmisión. El proyecto usa un PCS (*power conversion system*) instalado dentro de un edificio para realizar las siguientes funciones: proveer de 4MW ininterrumpidos hasta por 6 horas en el evento de corte de una línea radial u otra situación de emergencia, mitigación de fluctuaciones de voltaje e interrupciones

momentáneas, con las capacidades de rápida respuesta de la BESS, permitir que una futura nueva línea sea construida desde la subestación principal hasta pueblo.

El tercer proyecto se desarrolló para servir como un componente clave en la estabilidad de una microrred inteligente, es el primero de su tipo en EE.UU. y suministra electricidad a las instalaciones de la correccional Santa Rita del condado de Alameda, California [19], la cual requiere 3 MW de electricidad adecuada y segura para mantener las operaciones diarias todo el tiempo. Esta microrred inteligente se integra a los siguientes componentes: un sistema solar en el techo de 1.2 MW, Una planta de celda de combustible de 1MW, cinco turbinas de viento de 2.3 kW, 2 generadores de respaldo de emergencia de 1.2 MW, un sistema de almacenamiento de energía por baterías de 2 MW. En este caso el BESS está diseñado para apoyar la operación en isla de la microrred y que en ese modo de operación se mejore la calidad de la energía, confiabilidad y seguridad, e incrementar la eficiencia del sistema.

La configuración en sitio del BESS para soportar la generación de energía renovable puede ser dispersa o agregada. El tipo dispersa significa que cada sistema de generación eólica/fotovoltaica, tiene su propio almacenamiento de energía, pares de baterías a buses de CD vía una interfaz de potencia electrónica. El tipo agregado significa que el almacenamiento de energía se instala cerca de la terminal de salida del parque eólico o estación fotovoltaica sistema terminal de transmisión, pares de baterías a buses de CA, interfaces electrónicas de potencia. La capacidad y la potencia son dos parámetros principales del almacenamiento de energía, generalmente la tarifa de capacidad se determina por un esquema de control y un esquema de manejo de energía, la tarifa de potencia se determina por el espacio entre energía renovable y generación real de energía y generación objetivo [12].

Determinar el mejor arreglo de BESS puede llegar a ser el primer problema crítico en el diseño de un sistema. Desde este punto de vista los sistemas de almacenamiento pueden ser distribuidos o agregado. En arreglos distribuidos, los sistemas de energía almacenada son conectados vía interfaces electrónicas de potencia individuales para cada RES. En este método, cada sistema de almacenamiento tiene la responsabilidad del control y optimización de la salida de potencia de la fuente a la cual es conectado [20]. El modelo agregado opera así que el sistema completo es soportado a través de un sistema de almacenamiento de energía central. Dependiendo del arreglo un sistema puede estar conectado al bus de CD ya sea directamente o a través de una interfase electrónica de potencia. El segundo problema crítico para sistemas de almacenamiento puede ser el control de cada aplicación y el tipo de almacenamiento óptimo. En [8] se cubren los primeros pasos para crear una matriz de diferentes tecnologías de almacenamiento y sus aplicaciones. Tales matrices pueden ser benéficas ya que permiten a la industria y a investigadores rápidamente determinar una técnica de almacenamiento óptimo para una aplicación dada. También analiza la posibilidad de integrar diferentes tecnologías BESS, en efecto tal análisis puede ayudar a obviar el alto costo de almacenamiento de energía en ciertas aplicaciones.

Con el fin de proporcionar la matriz, diversas tecnologías de almacenamiento y aplicaciones han sido comparadas en la base de muchos diferentes parámetros tales como: capacidad,

potencia de almacenamiento, tiempo de respuesta, tiempo de descarga, tiempo de vida, eficiencia, ciclo de vida y madurez. Las técnicas de almacenamiento de energía de forma electromecánica es la técnica más comúnmente usada y cubre muchas aplicaciones tales como soporte de voltaje, “arranque negro” y regulación de la frecuencia. [8]

1.5 Objetivos

Integrar un sistema de almacenamiento de energía basado en baterías en un estudio de estabilidad transitoria, mediante el modelado algebraico diferencial del sistema de potencia con el fin de evaluar su impacto ante oscilaciones de potencia.

1.5.1 objetivos particulares

Conocer la importancia de los estudios de estabilidad transitoria en redes eléctricas que integran los BESS.

Analizar la tecnología disponible de sistemas de almacenamiento de energía y su impacto en la solución de problemas en los sistemas eléctricos de potencia.

Realizar un modelo del sistema de almacenamiento de energía por baterías para integrarlo en estudios de estabilidad transitoria.

Desarrollar la integración de los BESS en estudios de estabilidad transitoria en un sistema de potencia y evaluar su impacto en el sistema.

1.6 Propuesta

Realizar una investigación de los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías con información que se obtenga de artículos académicos y libros. Asimismo, conocer y analizar el funcionamiento de estos sistemas mediante el uso de un modelo matemático para este fin y utilizarlos en estudios de estabilidad transitoria. Entonces, analizar su comportamiento y cómo interactúan en un sistema multimáquinas en estado estable y dinámico.

1.7 Organización de la tesis

La tesis se divide en 5 capítulos que se describen a continuación.

En el capítulo 1, se presenta una introducción al tema de la tesis, la justificación del porque tratarlo, los antecedentes y objetivos. La conceptualización de un sistema eléctrico moderno y los retos actuales para generación de energía eléctrica junto con su operación, se observan como estudios obligatorios para esta nueva realidad.

En el capítulo 2, se describe el problema de estabilidad transitoria, características generales y la forma de como poderlo estudiar, asimismo que métodos de solución se tienen para su estudio.

En el capítulo 3, se analiza un modelo del sistema de almacenamiento de energía basado en baterías, se hace la simulación indicando la metodología para la obtención de los resultados, posteriormente, se realiza un análisis de los resultados obtenidos.

En el capítulo 4, se proponen casos de estudio para el análisis de estabilidad transitoria con la integración del BESS a la red eléctrica. Con los resultados obtenidos se puedan obtener conclusiones importantes de la operación de la red.

Por último, se tienen las conclusiones del trabajo desarrollado y resultados obtenidos y, finalmente, una propuesta de trabajos futuros.

Capítulo 2 Estabilidad transitoria

2.1 Introducción

La estabilidad del sistema de potencia se reconoce como uno de los principales problemas que hay para una operación segura del sistema de potencia. A medida que los sistemas de potencia crecen en sus interconexiones, uso de nuevas tecnologías, controles y el aumento de la operación en condiciones de estrés, se han presentado problemáticas consecuentes a estas nuevas condiciones del sistema. Hoy en día, la estabilidad de la tensión, estabilidad de la frecuencia, y la estabilidad angular son de mayor preocupación que en el pasado. El tener claro los diferentes tipos de estabilidad y el cómo están interrelacionadas es esencial para el correcto diseño y operación de sistemas de potencia, por lo que se necesita tener una terminología consistente, herramientas analíticas estandarizadas y procedimientos para su estudio [21].

2.2 El problema de estabilidad

El problema de estabilidad se refiere al comportamiento de las máquinas síncronas después de que han sufrido una perturbación. Si esta perturbación no involucra algún cambio neto en la potencia, las máquinas deberían regresar a su estado original. Si hay un desbalance entre el suministro y la demanda, y este desbalance es creado por un cambio en la carga, en la generación o en las condiciones de la red, entonces un nuevo estado de operación es necesario. En cualquier caso, todas las máquinas síncronas interconectadas deberían permanecer en sincronismo si el sistema es estable, esto es deberían permanecer operando en paralelo y a la misma velocidad.

El transitorio que sigue a la perturbación de un sistema es de naturaleza oscilatorio, pero si el sistema es estable, estas oscilaciones serán amortiguadas hacia una nueva condición de operación no oscilatoria. Estas oscilaciones se ven reflejadas como fluctuaciones en el flujo de potencia sobre líneas de transmisión. Si una cierta línea conecta dos grupos de máquinas sufren excesivas fluctuaciones de potencia, podría ser disparado por su equipo de protección y de ahí desconectar los dos grupos de máquinas. Este problema se denominaría estabilidad angular, la cual refleja la estabilidad de los dos grupos de máquinas.

Una declaración que diga que un sistema es estable, puede ser ambigua a menos que las condiciones bajo las cuales esta estabilidad ha sido examinada son claramente establecidas, esto incluye las condiciones de operación, así como el tipo de perturbación al sistema. Se puede encontrar que un disturbio severo (aunque improbable) puede causar siempre inestabilidad. Entonces, esos disturbios se deben considerar en la etapa de diseño del sistema, de tal forma se puedan buscar alternativas de solución en su operación.

2.3 Definición y clasificación de estabilidad del sistema eléctrico de potencia

Como se vio en el capítulo anterior se define la estabilidad del sistema de potencia como la capacidad de un sistema eléctrico de potencia, con una condición de operación inicial dada, para recuperar un estado de operación en equilibrio después de haber sido sujeto a un disturbio físico, con muchas variables del sistema delimitadas de modo que prácticamente el sistema completo se mantiene intacto. Aunque se puede considerar que la estabilidad del sistema de potencia es un problema individual, es impráctico estudiarlo como tal, la inestabilidad en el sistema de potencia puede presentarse de diversas formas y puede ser influenciada por un alto rango de factores. La identificación de factores esenciales que contribuyen a la inestabilidad ha facilitado su clasificación en diferentes categorías (ver Fig. 2.1) [22]. Debido a la alta dimensión y complejidad de los problemas de estabilidad, es de ayuda hacer suposiciones para simplificar el análisis del problema específico, usando un grado apropiado de detalle en la representación del sistema y técnicas análisis. La clasificación de la estabilidad del sistema de potencia está basada en consideraciones de naturaleza física, el tamaño de los disturbios considerados, los equipos, procesos y el periodo de tiempo a ser tomado en cuenta con el fin de asegurar la estabilidad.

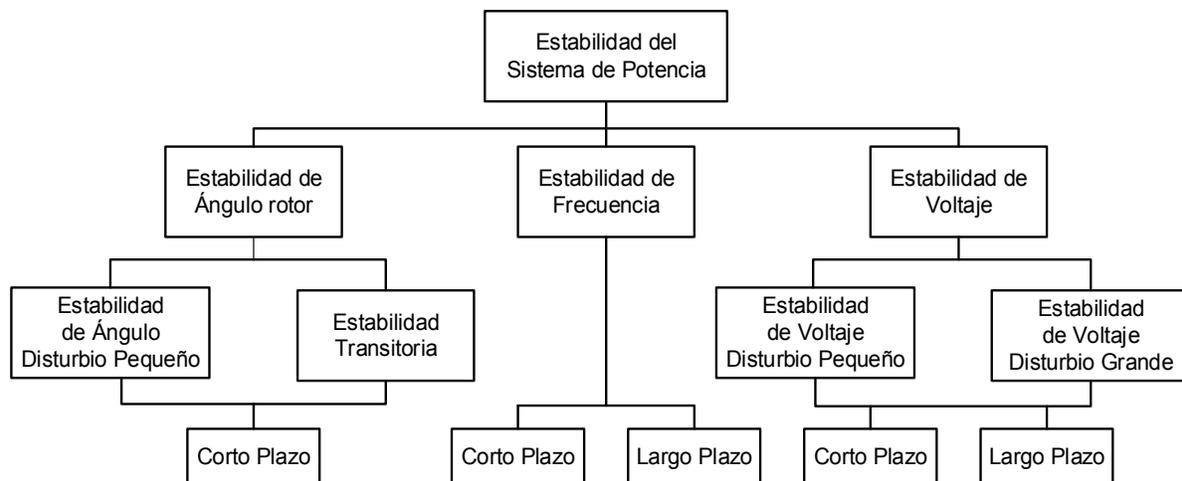


Fig. 2.1 Clasificación de estabilidad del sistema de potencia

La estabilidad del ángulo del rotor se refiere a la capacidad de las máquinas síncronas de un sistema de potencia interconectado para permanecer en sincronismo tras ser sometido a una perturbación. Depende de la capacidad de mantener o restaurar el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina del sistema. La inestabilidad que puede resultar ocurre como un aumento de oscilaciones angulares de algunos generadores y conducir a la pérdida de sincronismo con otros generadores. Es útil caracterizar la estabilidad del ángulo rotor en términos de las siguientes dos subcategorías [22]: 1) pequeños disturbios (pequeña señal) de la estabilidad del ángulo rotor y; 2) grandes disturbios en la estabilidad del ángulo rotor, o estabilidad transitoria.

En lo que respecta a los estudios de estabilidad transitoria proveen información relacionada a la capacidad de un sistema de potencia para permanecer en sincronismo durante disturbios mayores resultando en la pérdida de generación o instalaciones de transmisión, cambios súbitos o sostenidos de carga, o fallas momentáneas. Específicamente estos estudios proporcionan los cambios en los voltajes, corrientes, potencias, velocidades, y pares (torques) de las máquinas del sistema de potencia, también como los cambios en los sistemas de voltaje y flujos de potencia, durante e inmediatamente después de un disturbio [23]. Es por ello, que las BESS se presentan como una alternativa viable en la actualidad para soporte del sistema bajo estas condiciones de operación, sin embargo, queda limitado a una correcta manipulación de la potencia disponible almacenada.

Por otra parte, la estabilidad de voltaje se refiere a la habilidad de un sistema de potencia para mantener voltajes estables en todas las barras en el sistema de potencia después de haber sido sujeta o un disturbio desde una condición de operación inicial dada. Depende en la habilidad de mantener/restaurar equilibrio entre demanda de carga y suministro de carga desde el sistema de potencia. La inestabilidad que ocurre puede resultar en la forma de una caída progresiva o elevación de tensión en algunas barras. Un posible resultado de la inestabilidad de voltaje es la pérdida de carga en un área, o disparo de líneas de transmisión y otros elementos por sus sistemas de protección conduciendo a cortes en cascada.

Finalmente, la estabilidad de frecuencia se refiere a la estabilidad de un sistema de potencia para mantener la frecuencia estable siguiendo una perturbación de sistema severa resultando en un desequilibrio significativo entre generación y carga, con pérdidas de carga mínimas no intencionales. La inestabilidad que puede resultar ocurre en la forma de oscilaciones de frecuencia sostenida conduciendo a disparos de unidades de generación y/o cargas.

2.4 La ecuación de oscilación

Esta ecuación es de importancia fundamental para el estudio de oscilaciones en los sistemas de potencia. En estado estable, todas las máquinas síncronas en el sistema rotan con la misma velocidad angular, pero cuando hay un disturbio estas pueden acelerar o desacelerar, de ahí el riesgo de que puedan salir de sincronismo. Lo cual puede tener un gran impacto en la estabilidad del sistema [24]. Describiendo las oscilaciones electromecánicas en un sistema de potencia se pueden obtener las bases para encontrar la ecuación de oscilación.

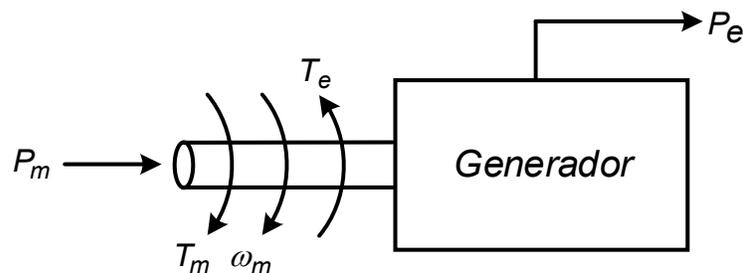


Fig. 2.2 Descripción esquemática de potencias y pares en las máquinas síncronas

En la Fig. 2.2 se representan las potencias y pares que se presentan en las máquinas síncronas, la ecuación diferencial que describe la dinámica del rotor es:

$$J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Donde:

J es el momento de inercia total de la máquina síncrona ($kg \cdot m^2$)

θ_m es el ángulo mecánico del rotor (rad)

T_m es el par mecánico de la turbina o carga ($N \cdot m$)

T_e es el par eléctrico en el rotor ($N \cdot m$)

Si la ecuación 2.1 se multiplica por la velocidad angular mecánica ω_m se obtiene

$$\omega_m J \frac{d^2 \theta_m}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.2)$$

Ahora expresamos la aceleración angular en ángulo eléctrico

$$\frac{2}{p} \omega_m J \frac{d^2 \theta_e}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.3)$$

Haciendo algunos cambios y arreglos se obtiene la ecuación de oscilación

$$\frac{2H}{\omega_0} \frac{d^2 \theta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (2.4)$$

Se tiene una ecuación diferencial de segundo orden, para obtener su solución es más práctico tener una o varias ecuaciones de primer orden por lo que hacemos lo siguiente:

Establecemos que $\omega = \dot{\theta} = \frac{d\theta}{dt}$, entonces $\frac{d^2 \theta}{dt^2} = \dot{\omega}$, ahora se sustituye y se obtiene:

$$\begin{bmatrix} \dot{\theta} \\ \dot{\omega} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \omega \\ \frac{\omega_0}{2H} P_m - P_e \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Las cantidades ω (*velocidad angular*) y θ (*ángulo del rotor*), se conocen como variables de estado o estados. La ecuación (2.5) es la ecuación de oscilación en forma de sistema de ecuaciones diferenciales de primer orden. La variación del ángulo rotor como función del tiempo ayuda a determinar si un sistema es estable o inestable.

2.5 Modelo dinámico de sistema multimáquinas

El siguiente es un modelo dinámico para m máquinas y un sistema de potencia de n buses, bajo esta representación no se consideran los transitorios del estator/red y cargas eléctricas [25].

$$T'_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di}) \left[I_{di} - \frac{(X'_{di} - X''_{di})}{(X'_{di} - X_{lsi})^2} (\psi_{1di} + (X'_{di} - X_{lsi})I_{di} - E'_{qi}) \right] + E_{fdi} \quad (2.6)$$

$$T''_{doi} \frac{d\psi_{1di}}{dt} = -\psi_{1di} + E'_{qi} - (X'_{di} - X_{lsi})I_{di} \quad (2.7)$$

$$T'_{qoi} \frac{dE'_{di}}{dt} = -E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi}) \left[I_{qi} - \frac{(X'_{qi} - X''_{qi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})^2} (\psi_{2qi} + (X'_{qi} - X_{lsi})I_{qi} - E'_{di}) \right] \quad (2.8)$$

$$T''_{qoi} \frac{d\psi_{2qi}}{dt} = -\psi_{2qi} - E'_{di} - (X'_{qi} - X_{lsi})I_{qi} \quad (2.9)$$

Las ecuaciones (2.6) a (2.9) contienen como estados a las dinámicas de los devanados de amortiguamiento ψ_{1di} y ψ_{2qi} . Las constantes de tiempo T''_{doi} y T''_{qoi} típicamente son muy pequeñas.

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (2.10)$$

$$\begin{aligned} \frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = & T_{Mi} - \frac{(X''_{di} - X_{lsi})}{(X'_{di} - X_{lsi})} E'_{qi} I_{qi} - \frac{(X'_{di} - X''_{di})}{(X'_{di} - X_{lsi})} \psi_{1di} I_{qi} - \frac{(X''_{qi} - X_{lsi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})} E'_{di} I_{di} \\ & + \frac{(X'_{qi} - X''_{qi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})} \psi_{2qi} I_{di} - (X''_{qi} - X''_{di}) I_{di} I_{qi} - T_{FWi} \end{aligned} \quad (2.11)$$

La ecuación (2.11) muestra el estado ω_i velocidad angular, en esta ecuación se tiene presente las reactancias transitorias y subtransitorias en eje directo y en eje de cuadratura.

$S_{Ei}(E_{fdi})$ es una función de saturación, K_{Ei} es una constante de auto excitado ambas están relacionadas a modelos de sistemas de excitación. K_{Fi} es una constante equivalente a $\frac{N_2 L_{tm}}{N_1 R_{t1}}$ aparece en modelos de regulador de voltaje.

$$T_{Ei} \frac{dE_{fdi}}{dt} = -(K_{Ei} + S_{Ei}(E_{fdi}))E_{fdi} + V_{Ri} \quad (2.12)$$

$$T_{Fi} \frac{dR_{fi}}{dt} = -R_{fi} + \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}} E_{fdi} \quad (2.13)$$

$$T_{Ai} \frac{dV_{Ri}}{dt} = -V_{Ri} + K_{Ai} R_{fi} - \frac{K_{Ai} K_{Fi}}{T_{Fi}} E_{fdi} + K_{Ai} (V_{refi} - V_i) \quad (2.14)$$

$$T_{Chi} \frac{dT_{Mi}}{dt} = -T_{Mi} + P_{Svi} \quad (2.15)$$

$$T_{SVi} \frac{dP_{SVi}}{dt} = -P_{SVi} + P_{Ci} - \frac{1}{R_{Di}} \left(\frac{\omega_i}{\omega_s} - 1 \right) \quad (2.16)$$

$$i = 1, \dots, m$$

Las ecuaciones (2.13) a (2.16) corresponden a los estados E_{fdi} o voltaje de excitación, R_{fi} o valor de retroalimentación, V_{Ri} o entrada del excitador, T_{Mi} es el par mecánico en el eje y el estado P_{SVi} que es un estado cuando hay un gobernador presente y se refiere a la posición de la válvula de vapor. V_{Ri} tiene restricción respecto a valores mínimos y máximos, el límite superior especifica un valor máximo de voltaje de campo E_{fdi} .

$$V_{Ri}^{min} \leq V_{Ri} \leq V_{Ri}^{max} \quad (2.17)$$

P_{SVi} tiene valores mínimos y máximos de la válvula de vapor y restringe la derivada de P_{SVi} , respecto a su operación física.

$$0 \leq P_{SVi} \leq P_{SVi}^{max} \quad (2.18)$$

$$i = 1, \dots, m$$

Asimismo, se tienen restricciones de igualdad. La ecuación (2.19) corresponde a las ecuaciones algebraicas del estator.

$$\begin{aligned} 0 = & V_i e^{j\theta_i} + (R_{si} + jX'_{di})(I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} \\ & - \left[(X''_{qi} - X'_{di})I_{qi} + \frac{(X''_{qi} - X_{lsi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})} E'_{di} - \frac{(X'_{qi} - X''_{qi})}{(X'_{qi} - X_{lsi})} \psi_{2qi} \right. \\ & \left. + j \frac{(X''_{di} - X_{lsi})}{(X'_{di} - X_{lsi})} E'_{qi} + j \frac{(X'_{di} - X''_{di})}{(X'_{di} - X_{lsi})} \psi_{1di} \right] e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} \end{aligned} \quad (2.19)$$

$$i = 1, \dots, m$$

La ecuación (2.20) corresponde a las ecuaciones de red para nodos de generación y la (2.21) para nodos de carga.

$$V_i e^{j\theta_i} (I_{di} - jI_{qi}) e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{-j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad (2.20)$$

$$i = 1, \dots, m$$

$$P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad (2.21)$$

$$i = m + 1, \dots, n$$

2.5.1 Modelo clásico multimáquinas

Obtener el modelo clásico requiere de tener suposiciones que no pueden ser rigurosamente soportadas. Tomando el modelo multimáquinas de dos ejes, en vez de asumir que $T'_{doi} = 0$ $i = 1, \dots, m$ asumimos que para cada E'_{qi} igual a una constante y cada $(E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi})$ igual a una constante. Para esta constante basada en valores iniciales $E'_{di0}, I_{qi0}, E'_{qi0}$ definimos la constante de voltaje [25].

$$E_i^0 \triangleq \sqrt{(E'_{di0} + ((X'_{qi} - X'_{di})I_{qi}^0)^2 + (E'_{qi0})^2} \quad (2.22)$$

la constante del ángulo

$$\delta_i^0 \triangleq \tan^{-1} \left(\frac{E'_{qi0}}{E'_{di0} + (X'_{qi} - X'_{di})I_{qi}^0} \right) - \frac{\pi}{2} \quad (2.23)$$

El circuito dinámico del modelo clásico se muestra a continuación en la Fig. 2.3

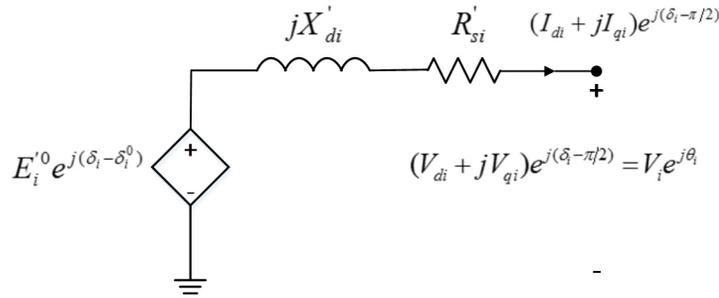


Fig. 2.3 Circuito dinámico del modelo clásico de la máquina síncrona ($i = 1, \dots, m$)

En el modelo clásico se asume un par constante $T_{Chi} = \infty$, entonces, es un sistema de orden $2m$.

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad (2.24)$$

$$\frac{2H_i}{\omega_i} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{Mi}^0 - \text{Real}[E_i^0 e^{j(\delta_i - \delta_i^0)} (I_{di} - jI_{qi}) e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})}] - D_i(\omega_i - \omega_s) \quad (2.25)$$

En el modelado del sistema se deben considerar las siguientes restricciones:

$$0 = V_i e^{j\theta_i} + (R_{si} + jX'_{di})(I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} - E_i^0 e^{j(\delta_i - \delta_i^0)} \quad (2.26)$$

$$V_i e^{j\theta_i} (I_{di} - jI_{qi}) e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad (2.27)$$

$$P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad (2.28)$$

$$i = m + 1, \dots, n$$

Para las funciones dadas $P_{Li}(V_i)$ y $Q_{Li}(V_i)$, se deben resolver las $n + m$ ecuaciones algebraicas complejas para V_i , θ_i ($i = 1, \dots, m$) y I_{di} , I_{qi} ($i = 1, \dots, m$) en términos de los estados δ_i . Las corrientes se pueden eliminar al resolver cualquiera de las ecuaciones (2.26) o (2.27) y sustituyendo en las ecuaciones diferenciales y algebraicas restantes. Esto dejará solamente n ecuaciones algebraicas complejas para ser resueltas por los n voltajes complejos $V_i e^{j\theta_i}$.

2.6 Modelo algebraico diferencial

En el modelo a utilizar se desprecian las reactancias subtransitorias y la saturación al igual que la dinámica de la turbina, por lo que T_{Mi} se considera constante. Las ecuaciones diferenciales resultantes para cada generador del sistema son:

$$T'_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di})I_{di} + E_{fdi} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.29)$$

$$T'_{qoi} \frac{dE'_{di}}{dt} = -E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi})I_{qi} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.30)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad i = 1, \dots, m \quad (2.31)$$

$$\frac{2H_i}{\omega_i} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{Mi} - E'_{di}I_{di} - E'_{qi}I_{qi} - (X'_{qi} - X'_{di})I_{di}I_{qi} - D_i(\omega_i - \omega_s) \quad i = 1, \dots, m \quad (2.32)$$

$$T_{Ei} \frac{dE_{fdi}}{dt} = -(K_{Ei} + S_{Ei}(E_{fdi}))E_{fdi} + V_{Ri} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.33)$$

$$T_{Fi} \frac{dR_{fi}}{dt} = -R_{fi} + \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.34)$$

$$T_{Ai} \frac{dV_{Ri}}{dt} = -V_{Ri} + K_{Ai}R_{fi} - \frac{K_{Ai}K_{Fi}}{T_{Fi}}E_{fdi} + K_{Ai}(V_{refi} - V_i) \quad i = 1, \dots, m \quad (2.35)$$

Estas ecuaciones representan la dinámica del sistema a través de las variables de estado o estados del sistema asociadas a cada generador. Las ecuaciones algebraicas son principalmente las ecuaciones asociadas al del estator y la red. Las ecuaciones algebraicas se obtienen al aplicar las leyes de voltaje de Kirchhoff al circuito equivalente de la Fig. 2.4. En forma polar se obtiene,

$$E'_{di} - V_i \sin(\delta_i - \theta_i) - R_{si}I_{di} + jX'_{qi}I_{qi} = 0 \quad i = 1, \dots, m \quad (2.36)$$

$$E'_{qi} - V_i \cos(\delta_i - \theta_i) - R_{si}I_{di} - X'_{di}I_{di} = 0 \quad i = 1, \dots, m \quad (2.37)$$

Las ecuaciones de la red se resuelven junto con las ecuaciones que representan la dinámica de los generadores y cargas conectadas a la red como se muestra en la Fig. 2.5

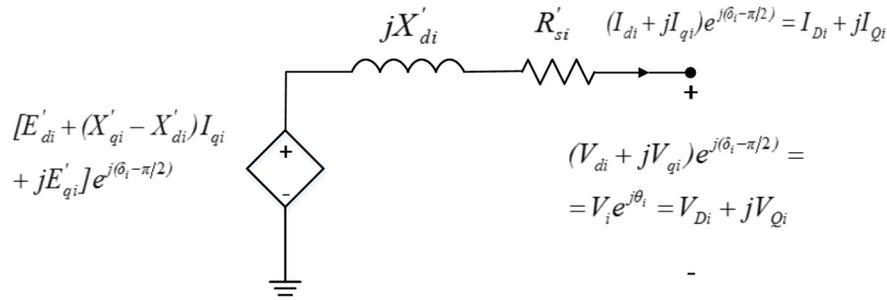


Fig. 2.4 Circuito del modelo dinámico de dos ejes de la máquina síncrona

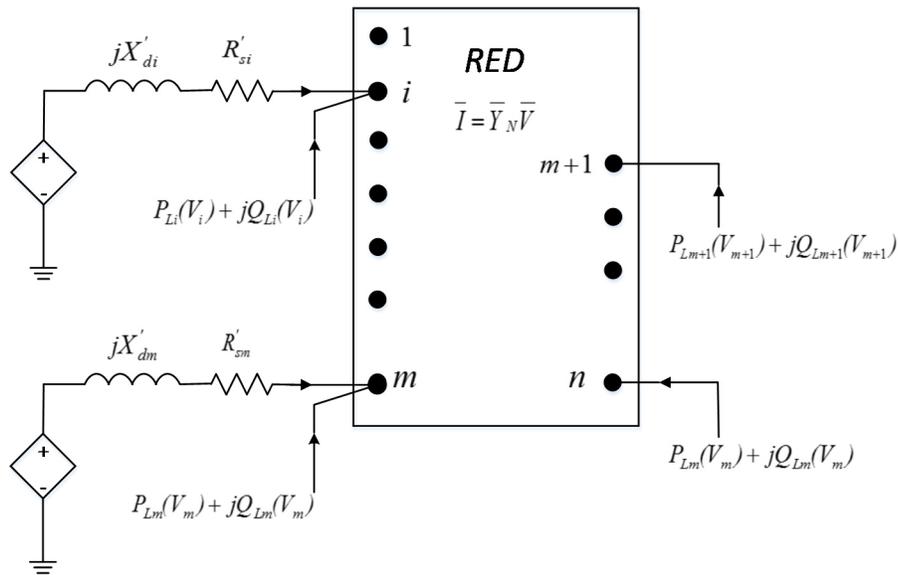


Fig. 2.5 Circuito dinámico de interconexión de la máquina síncrona y el resto de la red en forma compleja.

Considerando los aspectos principales de modelado del generador síncrono y su inclusión para el problema de análisis de estabilidad transitoria de sistemas multimáquinas, el sistema eléctrico de potencia para este tipo de estudios consiste en:

- 7 ecuaciones diferenciales por cada máquina.
- Dos ecuaciones algebraicas (ecuaciones del estator) complejas por cada máquina, es decir $2m$ ecuaciones
- Dos ecuaciones reales (ecuaciones de la red) para cada bus de la red. Es decir $2n$ ecuaciones.
- El vector de estado, es decir el vector que contiene las variables de estado de cada máquina es:

$$x_i = [E'_{qi} \quad E'_{di} \quad \delta_i \quad \omega_i \quad E_{fdi} \quad R_{fi} \quad V_{Ri}]^t \quad (2.38)$$

E'_{qi} es el voltaje en eje de cuadratura detras de la reactancia transitoria

E'_{di} es el voltaje en eje de cuadratura detras de la reactancia transitoria

δ_i es el ángulo del rotor

ω_i es la velocidad angular

E_{fdi} es el voltaje de campo

R_{fi} es la taza de retroalimentación

V_{Ri} es la entrada del excitador

El conjunto de variables algebraicas es:

$$y = [I_{d-q}^t \quad V^t \quad \theta^t]^t \quad (2.39)$$

Donde:

$$I_{d-q} = [I_{d1} \quad I_{q1} \quad \dots \quad I_{dm} \quad I_{qm}]^t \quad (2.40)$$

$$V = [V_1 \quad \dots \quad V_n]^t \quad \theta = [\theta_1 \quad \dots \quad \theta_n]^t \quad \bar{V} = [\bar{V}_1 \quad \dots \quad \bar{V}_n]^t \quad (2.41)$$

En forma compacta el conjunto de ecuaciones que describen el sistema para estudios de estabilidad transitoria son:

$$\text{Ecuaciones diferenciales} \quad \dot{x} = f_0(x, I_{d-q}, \bar{V}, u) \quad (2.42)$$

$$\text{Ecuaciones algebraicas del estator} \quad I_{d-q} = h(x, \bar{V}) \quad (2.43)$$

$$\text{Ecuaciones de red} \quad 0 = g_0(x, I_{d-q}, \bar{V}) \quad (2.44)$$

Si se sustituye la ecuación (2.43) en las ecuaciones (2.42) y (2.44), entonces se puede simplificar llegando a,

$$\dot{x} = f_0(x, \bar{V}, u) \quad (2.45)$$

$$0 = g_0(x, \bar{V}) \quad (2.46)$$

La ecuación (2.46) representa las ecuaciones de flujo de cargas, necesaria para solucionar las ecuaciones diferenciales.

2.7 Simulación dinámica

La operación y planeación de un sistema de potencia requiere simulaciones dinámicas para asegurar la estabilidad del sistema sujeto a un conjunto de contingencias que se pudieran presentar en el sistema de potencia. La simulación de perturbaciones del sistema de potencia se basa en el modelado de la red eléctrica como ecuaciones algebraicas. Estas ecuaciones algebraicas son lineales si las cargas son modeladas como impedancias constantes. En la Fig. 2.6 se muestran las interacciones entre los componentes considerados estáticos y dinámicos de un modelo de un sistema de potencia.

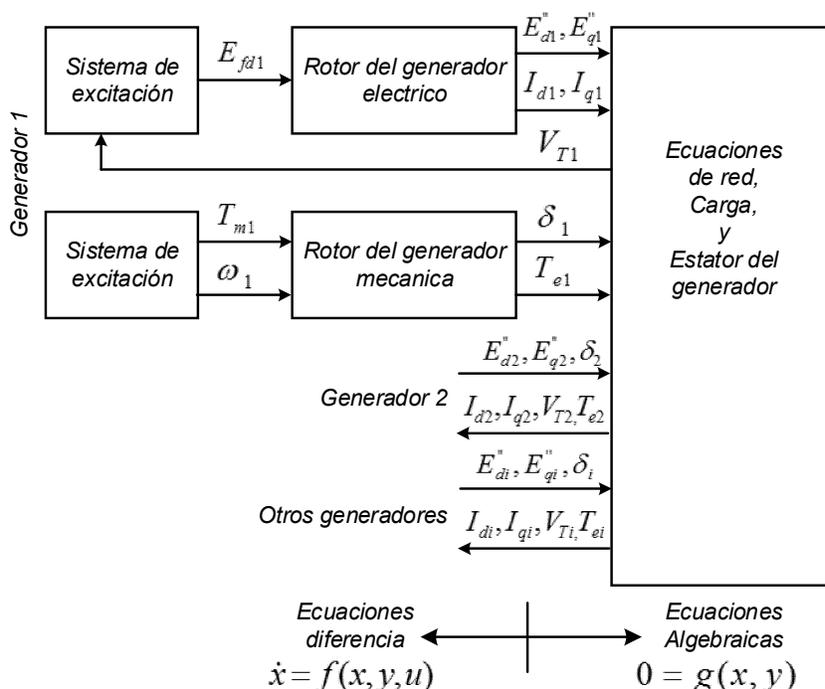


Fig. 2.6 Diagrama de flujo del cálculo de variables del sistema de potencia.

En la Fig. 2.7 se muestra un diagrama de flujo para desarrollar el programa para simular un sistema de potencia, en este algoritmo se pueden integrar diferentes modelos de generadores (como unidades de vapor o hidráulicas). Es importante que en cada del desarrollo del programa se garantice que los resultados son consistentes entre variables y representan una condición física alcanzable del sistema.

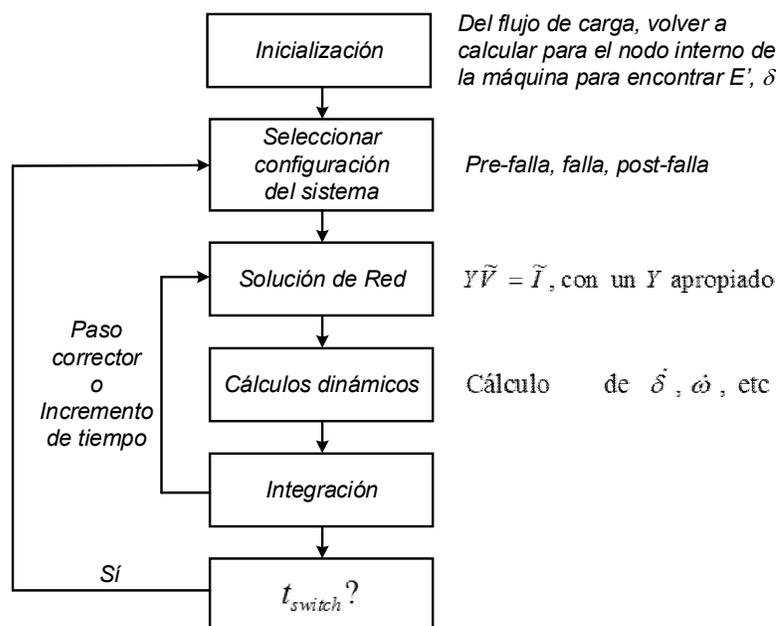


Fig. 2.7 Diagrama de flujo de la simulación dinámica del sistema de potencia

Los programas de simulación de propósitos generales proporcionan una amplia variedad de modelos dinámicos de los cuales escoger, estos modelos están estandarizados de forma que los fabricantes de equipos pueden proporcionar datos del componente para la verificación de desempeño en programas de simulación. Los modelos dinámicos se programan usando la representación en ecuaciones de diferenciales. Los parámetros del modelo del generador que son proporcionados por el fabricante están típicamente en por unidad sobre la clasificación del generador, el cual es un valor en MVA requerido para los datos del generador. Los valores en por unidad tienen la ventaja de normalizar a través de unidades de generadores de diferentes tamaños.

2.7.1 Inicialización

En la simulación de un disturbio se espera que un sistema de potencia este en estado estable antes de que una perturbación sea aplicada. El proceso de inicialización comienza desde una solución de flujos de potencia que converge, con cargas específicas y salidas de generador calculadas. Un proceso de seguimiento es usado para primero calcular para cada máquina síncrona, corrientes y voltajes internos de generador y después el ángulo rotor del generador. Para estos cálculos las únicas variables que se necesitan son el voltaje terminal de bus \bar{V}_T y la corriente del generador \bar{I}_G para ese generador. Ya que el generador proporciona potencia activa a la red, el ángulo rotor δ será más grande que el ángulo del voltaje terminal de bus θ . A continuación, el voltaje de campo del generador se utiliza para inicializar los estados del sistema de excitación, esto incluye el valor del voltaje de referencia V_{ref} , este voltaje no es el mismo que el voltaje terminal de bus V_T .

La entrada de potencia mecánica P_m que se necesita el generador se usa para inicializar las variables de estado de la turbina-gobernador. La velocidad de referencia será la frecuencia nominal del sistema y la potencia de la turbina será ajustada al valor exacto de la entrada de potencia mecánica del generador. En consecuencia, la turbina girará a velocidad síncrona y el ángulo rotor del generador tendrá un valor constante. El proceso de inicialización de cada generador y sus componentes es independiente de los otros generadores.

2.7.2 Solución de red

Después que se han determinado los voltajes de generación, estos y las cargas dirigirán la red eléctrica. Con los voltajes de generador, las corrientes de red serán calculadas. Con estas corrientes se determinan los voltajes de bus y el voltaje terminal de generador y la potencia eléctrica (Par) P_e (T_e) que se extrae de los generadores. P_e se utiliza en la ecuación de oscilación para determinar la tasa de cambio de la velocidad de rotor y ángulo rotor y con el sistema de excitación se determina el voltaje de campo E_{fd} en base al valor de V_T . Los valores resultantes de δ , E_q'' y E_d'' (o E_q' y E_d' para el modelo transitorio) se usarán para determinar el flujo de corriente de la red y así se repite el proceso. Se ilustra a continuación el cálculo de corriente y voltaje en dos pasos. La relación de corriente y voltaje en una red de potencia se determina por

$$Y_N \tilde{V} = \tilde{I} \quad (2.47)$$

Donde Y_N es la matriz de admitancias de la red, \tilde{V} es un vector de los voltajes de bus y \tilde{I} es un vector de inyecciones de corriente a los buses. En la matriz de admitancias Y_N se incluyen las resistencias de líneas, reactancias, capacitores y reactores en paralelo, derivaciones de transformadores. Una dirección positiva de \tilde{I} significa que la corriente fluye desde un bus hacia la red.

Separando la generación y los buses de carga pueden reescribirse como:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_G \\ \tilde{V}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{I}_G \\ \tilde{I}_L \end{bmatrix} \quad (2.48)$$

Donde \tilde{V}_G y \tilde{V}_L son los voltajes y \tilde{I}_G y \tilde{I}_L son las inyecciones de corriente del generador y buses de carga, respectivamente.

Se asume que las cargas son del tipo de impedancia constante por lo que:

$$\tilde{I}_L = -Y_L \tilde{V}_L \quad (2.49)$$

Donde Y_L es la matriz diagonal de admitancias de cargas. Para el generador i la salida de corriente se determina por.

$$\tilde{I}_{Gi} = \frac{1}{jX''_{di}} (\tilde{E}_i'' - \tilde{V}_{Gi}) \quad (2.50)$$

Donde $\tilde{E}_i'' = \tilde{E}_{di}'' + j\tilde{E}_{qi}''$ y $X''_{qi} = X''_{di}$ (la saliencia subtransitoria se desprecia). Designamos a Y_G como la matriz diagonal de $1/jX''_{di}$ entonces

$$Y_G (\tilde{E}'' - \tilde{V}_G) = \tilde{I}_G \quad (2.51)$$

Para el modelo transitorio E'_{di} , E'_{qi} y X'_{di} reemplazará a E''_{di} , E''_{qi} y X''_{di} , respectivamente en estas ecuaciones. Combinando (2.52) y (2.55) en una sola ecuación se forma la ecuación de red extendida al nodo interno del generador

$$\begin{bmatrix} Y_G & -Y_G & 0 \\ -Y_G & Y'_{11} & Y_{12} \\ 0 & Y_{21} & Y'_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{E}'' \\ \tilde{V}_G \\ \tilde{V}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{I}_G \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.52)$$

Donde $Y'_{11} = Y_{11} + Y_G$ y $Y'_{22} = Y_{22} + Y_L$

La ecuación de red se resuelve en dos etapas

Etapas 1. Se extrae \tilde{V}_G y \tilde{V}_L de (2.52) para formar

$$\begin{bmatrix} Y'_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y'_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \tilde{V}_G \\ \tilde{V}_L \end{bmatrix} = Y_{GL} \begin{bmatrix} \tilde{V}_G \\ \tilde{V}_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_G \\ 0 \end{bmatrix} \tilde{E}'' \quad (2.53)$$

Se usa la descomposición LU para resolver para \tilde{V}_G y \tilde{V}_L ya que el fasor de voltaje de generador \tilde{E}'' es conocido. Como la matriz de admitancia es fija para una configuración de red solamente una factorización es requerida.

Etapla 2. Se calcula

$$\tilde{I}_G = Y_G(\tilde{E}'' - \tilde{V}_G) \quad (2.54)$$

Del resultado de (2.54) la potencia eléctrica $P_e = R_e(\tilde{E}''\tilde{I}_G^*)$ puede ser calculada. El cálculo de Q_e no es necesaria a menos que su límite necesite ser revisado.

2.7.3 Métodos de integración

Para simular el impacto de una perturbación en un sistema de potencia, se aplica un método de integración a los modelos dinámicos para calcular los estados y como se desvían desde el punto de equilibrio inicial. Los estados del sistema de potencia son regidos por un sistema de ecuaciones diferenciales de primer orden no lineales de dinámicas mecánicas y eléctricas, representadas por

$$\dot{x} = f(x, u, t), \quad x(t_0) = x_0, \quad x, f \in R^n, u \in R^m \quad (2.55)$$

Donde x es el vector de estado de dimensión n , u es el vector de entrada de dimensión m y f es el vector de dinámicas no lineales gobernando al sistema.

La solución de (2.55) seria

$$x(t_0) = x_0, \quad x(t_1) = x_1, \dots, \quad x(t_k) = x_k, \quad x(t_{k+1}) = x_{k+1}, \dots \quad (2.56)$$

Donde t_i es el tiempo del *iesimo* paso de tiempo y el incremento de tiempo h es uniforme, esto es $t_{k+1} = t_k + h$. A h también se le conoce como el tamaño del paso de integración.

El método de Runge-Kutta aproxima la solución de las series de Taylor, pero a diferencia de la solución formal de las series de Taylor, el método de Runge-Kutta no requiere de evaluación explícita de derivadas más grandes que la primera. Dependiendo del número de términos se tienen diferentes métodos de Runge-Kutta de diferente orden, el más usado es el de cuarto orden [26].

La fórmula general para el método de Runge-Kutta de cuarto orden:

$$y_{n+1} = y_n + \frac{1}{6}h(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (2.57)$$

Donde

$$k_1 = f(x_n, t_n) \quad (2.58)$$

$$k_2 = f\left(x_n + \frac{1}{2}, y_n + \frac{k_1}{2}\right)h \quad (2.59)$$

$$k_3 = f\left(x_n + \frac{1}{2}, y_n + \frac{k_2}{2}\right)h \quad (2.60)$$

$$k_4 = f(x_n + 1, y_n + k_3)h \quad (2.61)$$

Este método es capaz de conseguir precisiones altas sin tener que tomar pasos h demasiado pequeños, su error total acumulado tiene el orden $O(h^4)$.

La regla trapezoidal es el método de integración implícita más simple. Utiliza interpolación lineal. Geométricamente la regla trapezoidal es equivalente a aproximar el área bajo el trapecio bajo la línea recta que une a $f(x_0)$ y $f(x_n)$. Para mejorar la exactitud de la regla trapezoidal es la de dividir el intervalo de integración en un conjunto de segmentos. En seguida se suman las áreas de los segmentos individuales y se obtiene la integral sobre el intervalo completo. Entonces hay $n + 1$ puntos base igualmente espaciados $(x_0, x_1, x_2, \dots, x_n)$ por lo que hay n segmentos de igual anchura: $h = (b - a)/n$

La ecuación general de la regla trapezoidal es:

$$I \approx \frac{h}{2} \left[f(x_0) + 2 \sum_{i=1}^{n-1} f(x_i) + f(x_n) \right] \quad (2.62)$$

Es uno de los métodos más utilizados para calcular aproximaciones numéricas de integrales definidas. El error en este método es proporcional a h^2 . Puede ser un método lento ya que requiere el valor de subdivisiones alto para obtener valores aceptables. Cualquiera de los dos métodos es una buena opción para resolver los sistemas de ecuaciones descritos, este caso se utiliza el método de Runge Kutta.

2.7.4 Especificaciones de disturbios

La simulación dinámica se usa para determinar la estabilidad de un sistema de potencia sujeto a contingencias. Las perturbaciones más comunes son un corto circuito sobre una línea de transmisión debido a una falla como la caída de un rayo. La falla es liberada por la operación de relevadores, lo que resulta en el disparo de la línea de transmisión fallada. Las fallas de corto circuito pueden ser muy diferentes en severidad. En análisis de contingencias, la falla más severa se considera generalmente la falla de corto circuito trifásica a tierra, la cual se libera al remover las tres fases. Aquí se considera que, si el generador o el sistema bajo estudio permanecen estable bajo las más severas condiciones de falla, debería ser estable también bajo condiciones de falla menos severas. Para la realización del análisis ante la presencia de una falla se deben considerar los siguientes elementos:

1. Un periodo de tiempo inicial (0.1 a 1 s) sin perturbaciones, esto para asegurar que el sistema de potencia inicializa bajo estado estable.

2. El tiempo cuando la falla se presenta, con el tipo de falla, monofásica, dos fases a tierra, línea a línea trifásica a tierra etc.
3. La localización en la cual la falla se aplica, si la falla se aplica sobre una línea cercana a un generador se magnifica su impacto.
4. El tiempo cuando la falla es liberada y la línea fallada es disparada, el tiempo de operación típico de un relevador es de 4-6 ciclos.
5. El tiempo cuando la simulación concluye.

Se debe especificar el tamaño de paso de integración y puede cambiarse durante la simulación. Para el periodo en el que ocurre la falla e inmediatamente después se puede emplear un paso pequeño, por ejemplo, 2.5 ms, posteriormente, al periodo transitorio inicial, se puede seleccionar un paso más grande como de 5 a 10 ms.

El programa que se desarrolló consiste de un archivo principal donde se dirige todo el proceso para la simulación, básicamente este archivo sigue el diagrama de flujo de la Fig. 2.7, este archivo llama funciones de una plataforma de nombre "Power System Toolbox" [27]. En la etapa de inicialización se utilizan los datos de estos archivos para realizar un estudio de flujo de cargas, este estudio determina las condiciones iniciales. Antes de la sección de la configuración del sistema se construyen las matrices de admitancias para antes de la falla y después de la falla, estas matrices se utilizan en la sección de solución de red dependiendo del tiempo en el que se encuentre la simulación. En la etapa de simulación de red se calculan corrientes utilizando los voltajes de bus y la matriz de admitancias reducida antes de la falla o durante la falla dependiendo del tiempo en el que se encuentre la simulación. En la etapa de cálculos dinámicos se utilizan los datos que se han obtenido en las etapas previas y se sustituyen en el modelo de la máquina, es aquí donde se utiliza un método de integración para resolver el sistema de ecuaciones para el tiempo en el que se encuentre la simulación, se guardan los resultados (estados obtenidos) y se ocupan para la siguiente iteración del programa, se repite el ciclo solución de red-cálculos dinámicos-integración. Los resultados guardados (estados) en cada iteración (tiempo) se pueden graficar para obtener la evolución en el tiempo del comportamiento de los estados del sistema antes, durante y después de una falla.

Capítulo 3 Modelado de BESS

3.1 Introducción

El consumo de energía eléctrica en todo el sistema eléctrico de potencia es muy diferente durante el día y durante la noche. Durante el día se tienen picos o incrementos en la demanda de energía en ciertas horas, mientras que en la noche la tendencia es que la demanda disminuya. En la Fig. 3.1 se tiene un ejemplo de lo anterior, se observa que la demanda tiende a aumentar durante todo el día y aproximadamente a partir de las 8 de la noche la tendencia de la demanda es de disminuir.

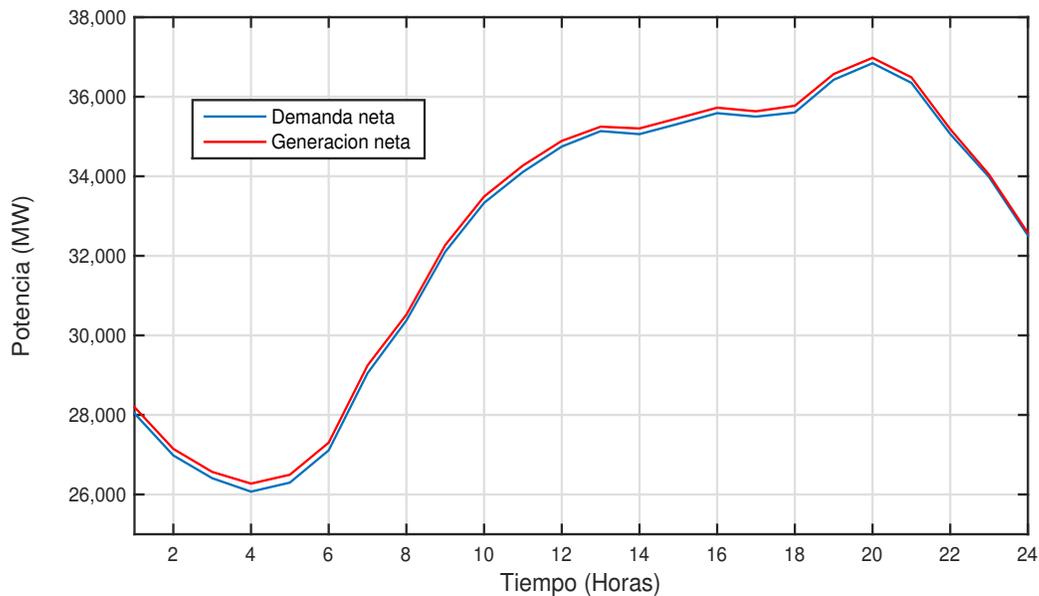


Fig. 3.1 Gráfica de demanda horaria del sistema interconectado nacional [28]

Estos picos representan la energía que tiene que ser suministrada al sistema, normalmente cuando no se tienen estos picos esta energía se deja de producir, pero, podría existir la posibilidad de que en lugar de dejarse de producir parte de esta energía se almacenara para cuando sea necesaria. El BESS podría ser útil para estos propósitos principalmente ya que puede ser modular, tiene alta eficiencia y una respuesta rápida. Aunque el BESS es utilizado principalmente para manejo de carga, también se puede utilizar para el control de la frecuencia de la carga o como estabilizador de sistema de potencia. Como ejemplo en la Fig. 3.2 se muestra la curva del estado de la carga (state of charge, SOC) de la BESS en el control de frecuencia cuando hay un exceso de frecuencia, esto es cuando la frecuencia está por arriba del valor normal, se puede ver que el estado de la carga tiende a aumentar para compensar el exceso de frecuencia [29].

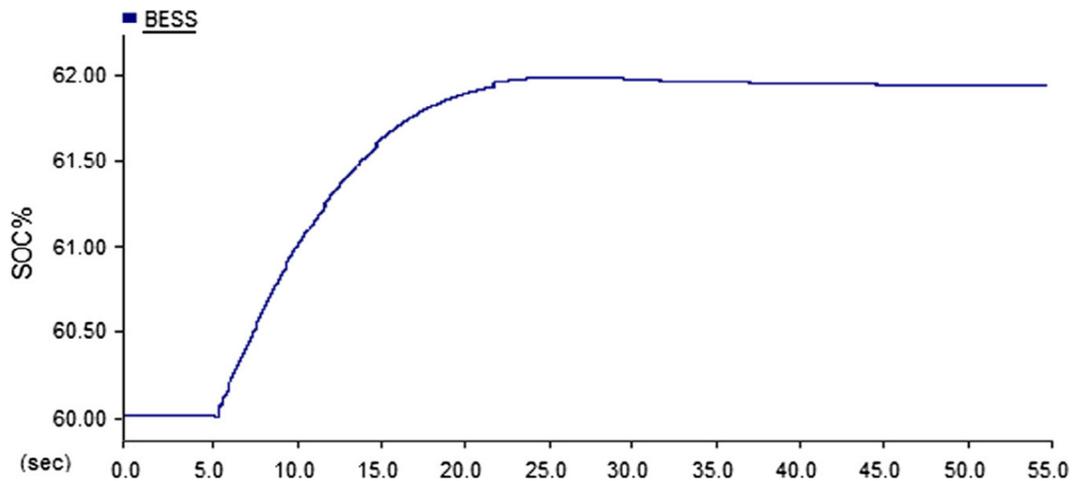


Fig. 3.2 Incremento en SOC de la BESS durante control de frecuencia (caso de excedente)

De manera similar en la Fig. 3.3 se muestra la curva del estado de la carga (state of charge, SOC) de la BESS en el control de frecuencia cuando hay un faltante, es decir cuando la frecuencia está por debajo del valor normal, se puede ver que el estado de la carga tiende a disminuir para compensar la baja de frecuencia [29].

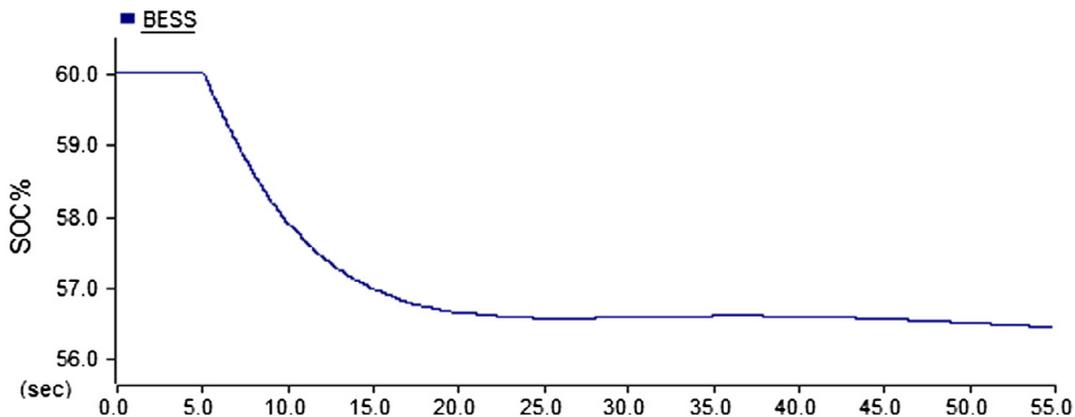


Fig. 3.3 Disminución en SOC de la BESS durante control de frecuencia (caso de faltante)

Los sistemas de almacenamiento de energía por baterías son frecuentemente probados y aplicados para servir en una variedad de funciones en la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, también para proveer beneficios a usuarios finales de la energía que ayudan a justificar las inversiones [16]. En 1977, en [30] y [31] se propuso un modelo dinámico del BESS por primera vez. El circuito equivalente era representado por una fuente de voltaje constante detrás de un circuito paralelo RC, es decir un circuito equivalente de Thévenin, este modelo describía el comportamiento del BESS durante un periodo dinámico, pero estaba

incompleto en las interacciones internas del BESS, ya que el voltaje de un BESS no es constante, este depende de las condiciones de operación,

3.2 Modelado del BESS

Los modelos dinámicos de la batería tienen la función de predecir la operación de la batería a partir de un conjunto de parámetros específicos. Hay ciertos factores que afectan la operación de la batería, entre estos se incluyen razón de descarga, razón de carga, edad de la batería, tipo de batería y temperatura. Se tienen varios métodos para modelar la operación de la batería, cada modelo tiene sus beneficios e inconvenientes. Ya que principalmente las baterías tienen una operación no lineal, los modelos exactos tienden a ser modelos matemáticos demasiado complejos. Para simulaciones en la red eléctrica, los modelos de las baterías expresadas como circuitos equivalentes son necesarios. Existen principalmente dos métodos para crear estos modelos dinámicos, uno es usando datos obtenidos de manera experimental para crear tablas de búsqueda, estas tablas pueden ser referenciadas durante la simulación; el otro método es usando los datos obtenidos de manera experimental, para crear ecuaciones no lineales que representen como los parámetros cambian durante la operación. Los modelos de las baterías que toman en cuenta las cualidades químicas, termodinámicas y físicas de las baterías y son típicamente más precisos y complejos.

Los modelos de circuitos equivalentes son usados generalmente para simular los sistemas de almacenamiento de energía por baterías en aplicaciones en sistemas eléctricos de potencia. Estos modelos son más fáciles de modelar y son usados en software de simulación por computadora. Hay dos modelos principales, el modelo estático y el modelo dinámico. En el modelo estático las características de la batería son predeterminadas y constantes a través de la operación. En el modelo dinámico el voltaje de la batería, corriente, carga y temperatura varían y todas dependen una de otra lo cual dinámicamente afecta la salida de la batería. Estos modelos se pueden subdividir en otras categorías como por ejemplo: modelos ideales (caracterizados por tener solo una fuente de voltaje y no representa características internas de la batería), modelo lineal (en el adicional a la fuente del modelo ideal se tiene una resistencia y el voltaje de la fuente es el voltaje sin carga de la batería), modelo de Thévenin (se tiene el voltaje ideal sin carga, resistencia interna de la batería, una capacitancia y resistencia de sobrevoltaje) [14].

Aunque las baterías de plomo ácido son la tecnología de almacenamiento de energía por baterías más maduras, aún no se cuenta con un modelo ideal para ellas, no hay modelos que puedan simular la operación de la batería para largos y cortos periodos de descarga. Estas baterías tienen tres estados principales de operación que son, carga, descarga, y reposo. Un modelo de batería ideal debería tomar en cuenta estos tres estados de operación. En [32] se construye un modelo dinámico del sistema de almacenamiento de energía por baterías, combinando las características del convertidor y circuitos equivalentes de la batería.

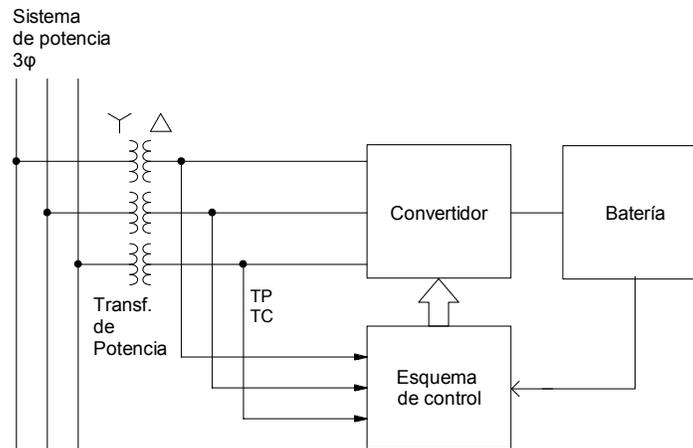


Fig. 3.4 Configuración del BESS

En la Fig. 3.4 se muestra una configuración equivalente de lo que es un BESS, este contiene un transformador en estrella-delta, un convertidor, una batería y un esquema de control. El convertidor es una interfaz entre la corriente alterna del sistema de potencia y la corriente directa de la batería. El equivalente de la batería se compone por un conjunto de baterías conectadas en serie o en paralelo.

3.2.1 El convertidor

Generalmente se componen de dispositivos semiconductores con características de conducción unidireccional, estos dispositivos se conocen como válvulas, en sus inicios solían estar formados por tubos llenados por gas o vapor o al vacío. La forma más simple de estos dispositivos serían diodos, estos pueden ser usados como rectificadores, pero no como inversores. Para que una válvula pueda ser usada como un inversor debe tener un electrodo de control que pueda prevenir que la válvula conduzca, aunque el ánodo sea positivo respecto al cátodo. Un convertidor al final del envío se le conoce como rectificador, y al final del receptor se le conoce como inversor. Cualquier convertidor puede funcionar como rectificador o inversor, permitiendo que la potencia sea transmitida en cualquier dirección.

Existen diferentes circuitos de convertidores, a continuación, se van a revisar uno de ellos para esto se toman las siguientes consideraciones, se asume que las válvulas no tienen rejillas de control, con esto los convertidores están operando solo como rectificadores y no presentan retraso de ignición. Se asume que la fuente de C.A. no tiene impedancia y entrega un voltaje constante con una forma de onda sinusoidal y una frecuencia constante, en el caso de que sea polifásica entregará voltajes balanceados [33]. Se describe a continuación el convertidor tipo puente.

Se hacen las siguientes consideraciones para el análisis del circuito de la figura Fig. 3.5 :

- La fuente de potencia es sinusoidal balanceada entrega voltaje y frecuencia constantes, y se conecta en serie con inductancias iguales sin pérdidas;
- La corriente es constante libre de ondulado;
- Cada una de las válvulas tienen resistencia inversa infinita y no tienen resistencia a la penetración.
- El encendido de las válvulas se da a intervalos equivalentes a un sexto de ciclo (60°).

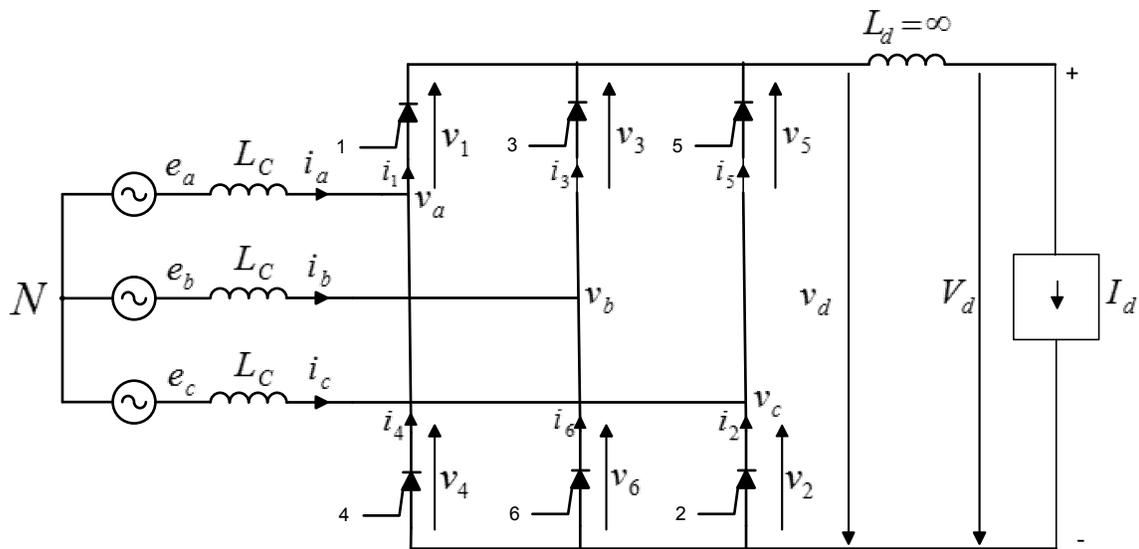


Fig. 3.5 Circuito esquemático para análisis del convertidor tipo puente. Las válvulas están numeradas en su orden de ignición.

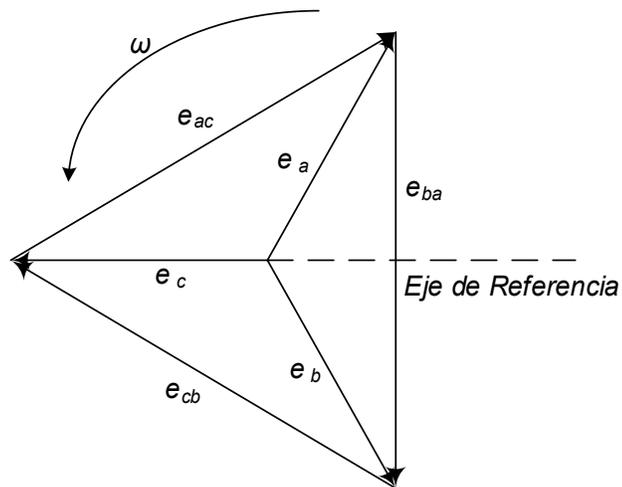


Fig. 3.6 Fuente FEM vectores en t=0

En la Fig. 3.5 se puede ver el circuito puente las FEMs de línea a neutro de la fuente se toman como:

$$e_a = E_m \cos(\omega t + 60^\circ) \quad (3.1)$$

$$e_b = E_m \cos(\omega t - 60^\circ) \quad (3.2)$$

$$e_c = E_m \cos(\omega t - 180^\circ) \quad (3.3)$$

Correspondientes a las proyecciones horizontales de los vectores rotatorios mostrados en la Fig. 3.6

$$e_{ac} = e_a - e_c = \sqrt{3}E_m \cos(\omega t + 30^\circ) \quad (3.4)$$

$$\begin{aligned} e_{ba} &= e_b - e_a = \sqrt{3}E_m \cos(\omega t - 90^\circ) \\ &= \sqrt{3}E_m \sin(\omega t) \end{aligned} \quad (3.5)$$

$$e_{cb} = e_c - e_b = \sqrt{3}E_m \cos(\omega t + 150^\circ) \quad (3.6)$$

Con un conjunto de válvulas conduciendo, es un circuito lineal; con otro conjunto de válvulas es un diferente circuito lineal.

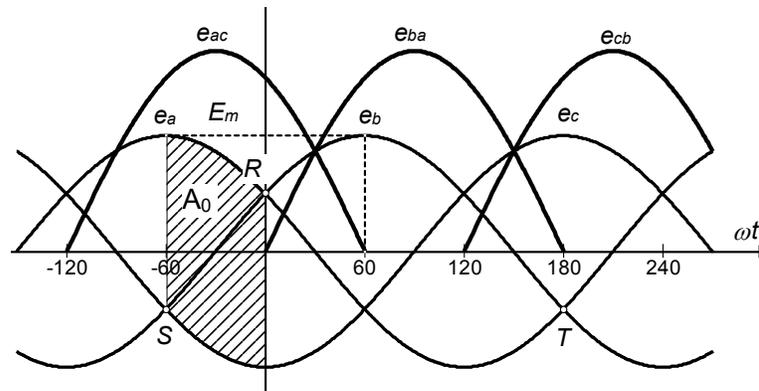


Fig. 3.7 Ondas de FEM's de una fuente de c.a.: línea a neutro e_a, e_b, e_c ; línea a línea e_{ac}, e_{ba}, e_{cb} ;

Una válvula sin control enciende (comienza a conducir) tan pronto como el voltaje a través de ella se vuelve positivo. Las válvulas que tienen rejillas de control pueden hacer que el encendido se retrase, pero no que avance. El ángulo de atraso se denota como α y corresponde a un tiempo de atraso de α/ω sec. El retraso de arranque afecta tanto al voltaje directo como al factor de desplazamiento C.A.

En la Fig. 3.5 el voltaje directo instantáneo v_d a través del puente sobre el lado de la válvula del reactor de C.D. está compuesto de arcos de 60° de los voltajes alternantes de línea a línea esto se muestra en la Fig. 3.7 Con el área sombreada A_0 , para el periodo en el que las válvulas 1 y 3 conducen con $\alpha = 0$

El voltaje directo promedio V_d se encuentra integrando los voltajes instantáneos sobre un periodo de 60° . Para $\alpha = 0$ (sin retraso) y con ωt llamado como θ , esto es.

$$\begin{aligned}
 V_{d0} &= \frac{3}{\pi} A_0 = \frac{3}{\pi} \int_{-\pi/3}^0 e_{a0} d\theta = \frac{3}{\pi} \int_{-60^\circ}^0 \sqrt{3} E_m \cos(\theta + 30^\circ) d\theta \\
 &= \left[\frac{3\sqrt{3} E_m}{\pi} \sin(\theta + 30^\circ) \right]_{-60^\circ}^0 = \frac{3\sqrt{3} E_m}{\pi} [\sin(30^\circ) - \sin(-30^\circ)] \\
 V_{d0} &= \frac{3\sqrt{3} E_m}{\pi} 2 \sin(30^\circ) = \frac{3\sqrt{3} E_m}{\pi} \quad (3.7)
 \end{aligned}$$

Donde E_m es el valor cresta de voltaje alterno de línea a neutro. En términos rms los voltajes de línea a neutro y de línea a línea (E_{LN} y E_{LL} respectivamente) son

$$V_{d0} = \frac{3\sqrt{6} E_{LN}}{\pi} = \frac{3\sqrt{2} E_{LL}}{\pi} \quad (3.8)$$

V_{d0} Se le conoce generalmente como voltaje directo ideal sin carga.

Para el caso en que hay un ángulo de atraso α , ambos límites de integración se deben incrementar por α lo que nos da:

$$\begin{aligned}
 V_d &= \frac{3}{\pi} \int_{\alpha-60^\circ}^{\alpha} \sqrt{3} E_m \cos(\theta + 30^\circ) d\theta = \frac{3\sqrt{3} E_m}{\pi} \int_{\alpha-60^\circ}^{\alpha} \cos(\theta + 30^\circ) d\theta \\
 V_d &= \frac{3\sqrt{3} E_m}{\pi} [\sin(\theta + 30^\circ)]_{\alpha-60^\circ}^{\alpha} = \frac{3\sqrt{3} E_m}{\pi} [\sin(\alpha + 30^\circ) - \sin(\alpha - 30^\circ)] \\
 V_d &= \frac{3\sqrt{3} E_m}{\pi} [2 \sin(30^\circ) \cos(\alpha)] \\
 V_d &= \frac{3\sqrt{3} E_m}{\pi} \cos(\alpha) = \frac{3\sqrt{6} E_{LN}}{\pi} \cos(\alpha) = V_{d0} \cos(\alpha) \quad (3.9)
 \end{aligned}$$

Se puede observar que un efecto de la ignición retardada es el de reducir el voltaje directo promedio por un factor $\cos(\alpha)$, α solo puede tomar valores de 0 a casi 180°

Voltaje y corrientes directas promedio. Al final del periodo conmutativo la corriente, en términos de los ángulos de arranque y paro

$$I_d = I_{s2}(\cos\alpha - \cos\delta) \quad (3.10)$$

Una ecuación similar se deriva para la caída de voltaje ΔV_d debido al traslape, en la Fig. 3.8 el efecto del traslape es sustraer el área A del área A_0 cada sexto de ciclo ($\pi/3 \text{ rad}$) como ya se mostró $A_0 = V_{d0}\pi/3$ de forma similar el área $A = \Delta V_{d0}\pi/3$, despejando ΔV_d , obtenemos la caída de voltaje $\Delta V_d = \frac{3}{\pi} A$

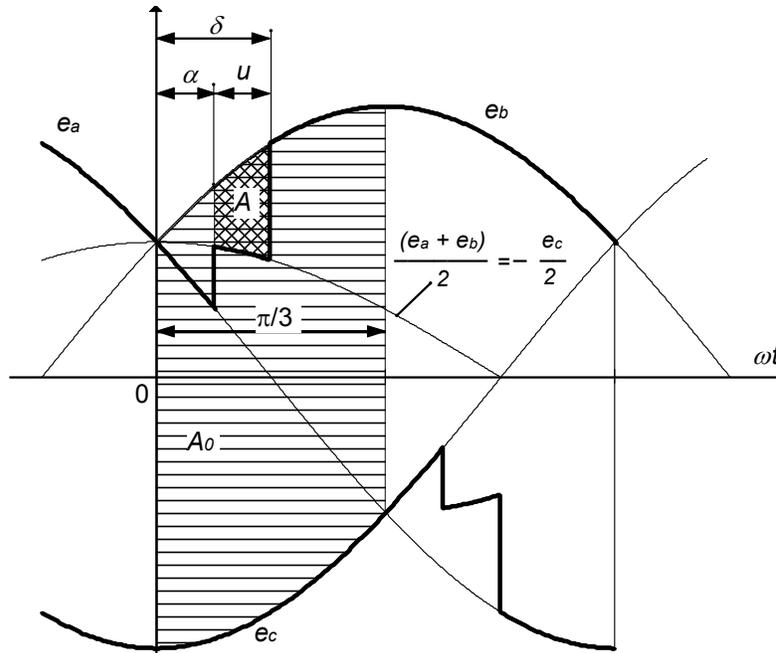


Fig. 3.8 Derivación de caída de tensión causada por superposición

Para obtener el área sombreada A integramos las curvas $e_b - \frac{e_a + e_b}{2}$ entre α y δ

$$A = \int_{\alpha}^{\delta} \left(e_b - \frac{e_a + e_b}{2} \right) d\theta = \int_{\alpha}^{\delta} \left(\frac{e_b - e_a}{2} \right) d\theta =$$

Sabemos que $e_b - e_a = \sqrt{3}E_m \sin(\omega t) = \sqrt{3}E_m \sin\theta$, entonces sustituimos

$$= \frac{\sqrt{3}E_m}{2} \int_{\alpha}^{\delta} \sin\theta d\theta = \frac{\sqrt{3}E_m}{2} [-\cos\theta]_{\alpha}^{\delta}$$

$$A = \frac{\sqrt{3}E_m}{2} (\cos\alpha - \cos\delta)$$

Ya que se obtuvo el área A se sustituye en ΔV_d

$$\Delta V_d = \frac{3}{\pi} A = \frac{3\sqrt{3}E_m}{2\pi} (\cos\alpha - \cos\delta)$$

$$\Delta V_d = \frac{V_{d0}}{2} (\cos\alpha - \cos\delta) \quad (3.11)$$

Sin traslape el voltaje directo era $V_{d0} \cos\alpha$; con traslape es

$$V_d = V_{d0} \cos\alpha - \Delta V_d = \frac{V_{d0}(\cos\alpha - \cos\delta)}{2} \quad (3.12)$$

Si se comparan las ecuaciones (3.10) y (3.11) ecuaciones se puede ver que la caída del voltaje es directamente proporcional a la corriente

$$\frac{\Delta V_d}{V_{d0}} = \frac{I_d}{2I_{s2}} \quad (3.13)$$

De aquí que

$$V_d = V_{d0} \left(\cos\alpha - \frac{I_d}{2I_{s2}} \right) \quad (3.14)$$

Al sustituir la ecuación (3.7) y $I_{s2} = \frac{\sqrt{3}E_m}{2\omega L_c}$ en la ecuación anterior se obtiene:

$$V_d = \frac{3\sqrt{3}E_m}{\pi} \left(\cos\alpha - \frac{I_d}{2 \frac{\sqrt{3}E_m}{2\omega L_c}} \right) = \frac{3\sqrt{3}E_m}{\pi} \cos\alpha - \frac{3\sqrt{3}E_m}{\pi} \left(\frac{I_d}{2 \frac{\sqrt{3}E_m}{2\omega L_c}} \right)$$

Con esto se obtiene el voltaje directo

$$V_d = \frac{3\sqrt{3}E_m}{\pi} \cos\alpha - \frac{3\omega L_c I_d}{\pi} \quad (3.15)$$

Si decimos que $X_c = \omega L_c$, a X_c se le conoce también como reactancia equivalente de la conmutación

$$V_d = \frac{3\sqrt{3}E_m}{\pi} \cos\alpha - \frac{3}{\pi} X_c I_d \quad (3.16)$$

Sabemos que $E_m = \sqrt{2}E_{LN}$

$$V_d = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} E_{LN} \cos\alpha - \frac{3}{\pi} X_c I_d \quad (3.17)$$

Un circuito equivalente del conmutador se muestra a continuación en la Fig. 3.9, este estaría operando a voltaje alterno constante, con un ángulo de encendido constante. Los voltajes y corrientes directos en este circuito son valores promedio sin ondulado [33].

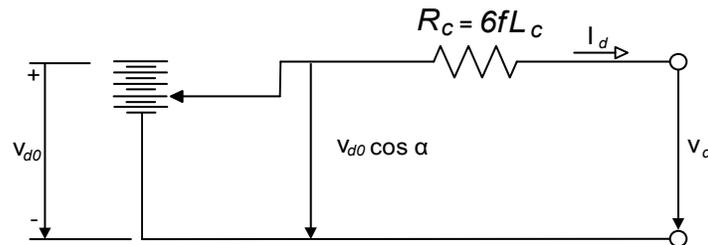


Fig. 3.9 Circuito equivalente de puente rectificador

En la Fig. 3.10 se muestra un circuito equivalente del BESS sin control, este se representa por medio de un convertidor conectado a una batería. En el convertidor se muestra E_{DO} , que es el voltaje sin carga ideal máximo, se considera que el convertidor es tipo puente tres fases por lo que es de 6 pulsos. En la representación de la batería se tienen dos circuitos en paralelo formados por una resistencia y un capacitor, el circuito paralelo formado por R_{B1} y C_{B1} es usado para describir la energía y voltaje durante la carga y descarga de la batería. El circuito paralelo formado por R_{BP} y C_{BP} simula la autodescarga de la batería. R_{BT} Es la resistencia equivalente de la conexión de las baterías en serie-paralelo y su valor depende de la condición de las conexiones y cantidad de baterías conectadas.

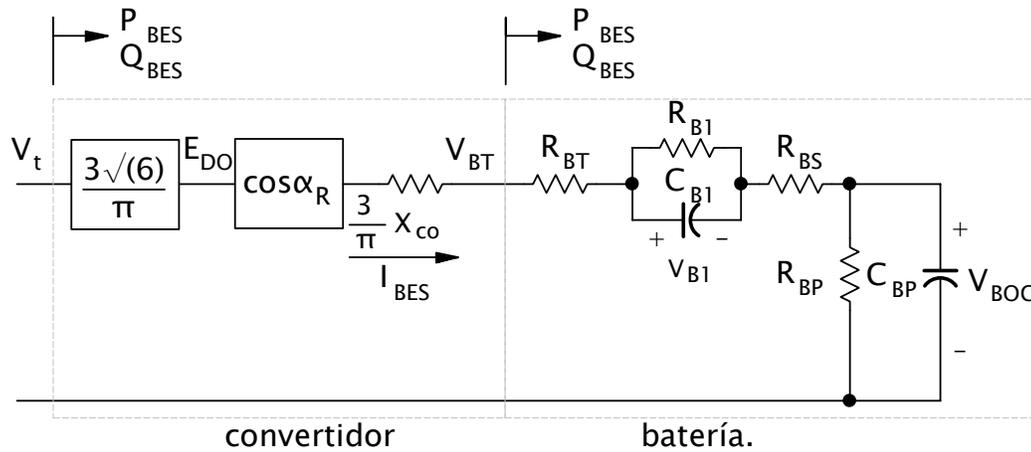


Fig. 3.10 Circuito equivalente del BES

A partir del circuito equivalente se pueden obtener ecuaciones algebraicas y diferenciales para los siguientes parámetros y variables:

- E_{DO} , es el voltaje ideal sin carga máximo de CD del convertidor.
- V_{BT} , es el voltaje terminal de la batería equivalente.
- V_{BOC} , es el voltaje de circuito abierto de la batería.
- V_{B1} , es el sobrevoltaje de la batería.
- I_{BES} , es la corriente del BES.
- P_{BES} , es la potencia activa que absorbe o entrega el BES.
- Q_{BES} , es la potencia reactiva que absorbe o entrega el BES.

$$E_{DO} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t \quad (3.18)$$

$$V_{BT} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t \cos \alpha_R - \frac{3}{\pi} X_{co} I_{BES} \quad (3.19)$$

$$C_{BP} \frac{dV_{BOC}}{dt} = I_{BES} - \frac{V_{BOC}}{R_{BP}} \quad (3.20)$$

$$C_{B1} \frac{dV_{B1}}{dt} = I_{BES} - \frac{V_{B1}}{R_{B1}} \quad (3.21)$$

$$I_{BES} = \frac{V_{BT} - V_{BOC} - V_{B1}}{R_{BT} + R_{BS}} \quad (3.22)$$

La BESS absorbe o entrega potencia activa y potencia reactiva la cual puede ser calculada de la siguiente forma:

$$P_{BES} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{BES} \cos \alpha_R \quad (3.23)$$

$$Q_{BES} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{BES} \sin \alpha_R \quad (3.24)$$

Debido al consumo de potencia del convertidor, el factor de potencia en el BESS se puede representar como:

$$\cos \phi_R = \frac{V_{BT}}{E_{DO}} = \frac{\pi V_{BT}}{3\sqrt{6} V_t} = \cos \alpha_R - \frac{X_{co} I_{BES}}{\sqrt{6} V_t} \quad (3.25)$$

En el caso de las baterías el factor de potencia mide la eficiencia de un cargador de baterías. Es la relación de la potencia absorbida por el cargador a la potencia realmente utilizada en la carga. El valor se encuentra entre 0 y 1, entre más cercano sea el valor a 1, mayor es la eficiencia

Entonces el ángulo ϕ_R es

$$\phi_R = \cos^{-1} \left(\frac{V_{BT}}{E_{DO}} \right) = \cos^{-1} \left(\cos \alpha_R - \frac{X_{co} I_{BES}}{\sqrt{6} V_t} \right) \quad (3.26)$$

Este ángulo ϕ_R nos ayuda a calcular

$$P_{DC} = V_{BT} I_{BES} = E_{DO} I_{BES} \cos \phi_R \quad (3.27)$$

$$P_{DC} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{BES} \cos \alpha_R - \frac{3}{\pi} X_{co} I_{BES}^2 \quad (3.28)$$

$$P_{DC} = P_{BES} - \frac{3}{\pi} X_{co} I_{BES}^2 \quad (3.29)$$

$$Q_{DC} = E_{DO} I_{BES} \sin \phi_R = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{BES} \sin \left[\cos^{-1} \left(\cos \alpha_R - \frac{X_{co} I_{BES}}{\sqrt{6} V_t} \right) \right] \quad (3.30)$$

Entonces dentro de la BES se absorbe o entrega potencia activa y potencia reactiva.

3.3 Modelado matemático del BESS

En [32] establecen que para que el modelo del BESS sea más fácil de utilizar en el análisis de estabilidad de un sistema de potencia, el modelo se da en el dominio de la frecuencia, en la Fig. 3.11 se muestra el diagrama de bloques del modelo dinámico del BESS. En este diagrama además de los esquemas de la batería y el convertidor se muestra un esquema de control, este esquema de control permite que el BESS tenga la capacidad de modular la potencia activa y reactiva de acuerdo con los requerimientos del sistema. El control de la potencia activa afecta la frecuencia del sistema, esto es la velocidad de un generador, de aquí que la desviación de potencia activa ΔP_{BES} se controla ya sea por la medición de la desviación de la frecuencia o de la desviación de la velocidad del rotor. De aquí se determina la ecuación.

$$\Delta P_{BES} = \frac{K_{BP}}{1 + sT_{BP}} \Delta\omega \quad (3.31)$$

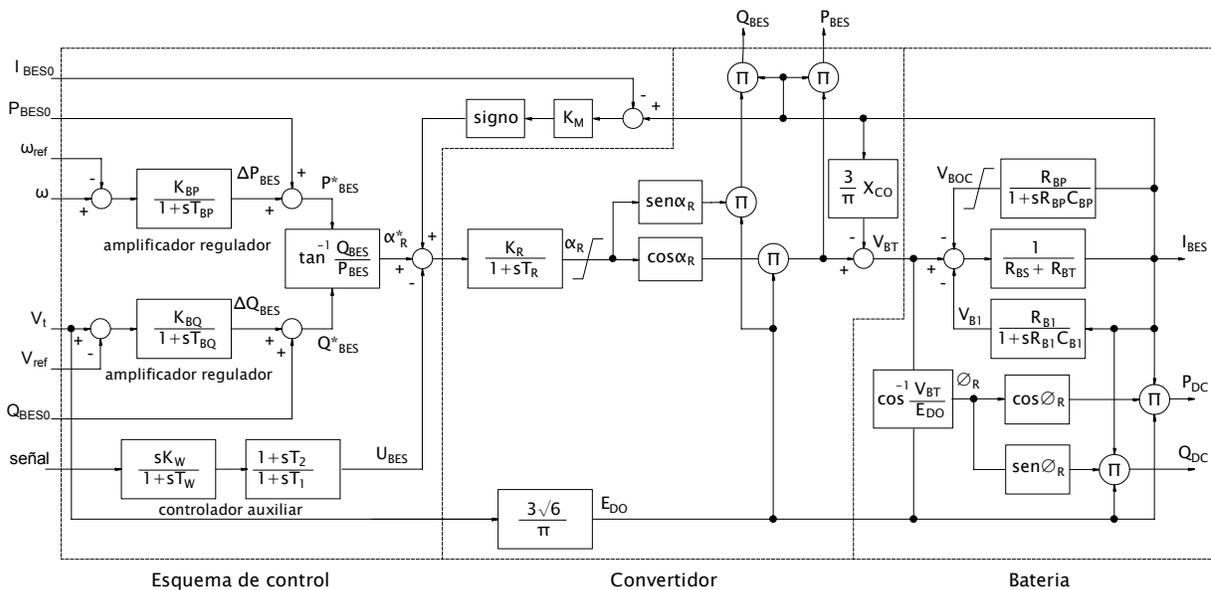


Fig. 3.11 Diagrama de bloques del modelo dinámico de la BESS [32]

Por otro lado, ya que la regulación del voltaje se obtiene con el control de la potencia reactiva, tenemos que la desviación de la potencia reactiva se controla dependiendo de la desviación de voltaje en terminales, de aquí se obtiene la ecuación.

$$\Delta Q_{BES} = \frac{K_{BQ}}{1 + sT_{BQ}} \Delta V_t \quad (3.32)$$

El ángulo de disparo real α_R se obtiene con

$$\alpha_R = \frac{K_R}{1 + sT_R} (\alpha_R^* - U_{BES} + K_m \Delta I_{BES}) \quad (3.33)$$

Los voltajes V_{BOC} y V_{B1} son:

$$V_{BOC} = \frac{R_{BP}}{1 + sR_{BP}C_{BP}} I_{BES} \quad (3.34)$$

$$V_{B1} = \frac{R_{B1}}{1 + sR_{B1}C_{B1}} I_{BES} \quad (3.35)$$

El propósito de la siguiente función de transferencia es la de incrementar el amortiguamiento

$$\frac{U_{BES}}{\Delta\omega} = \left(\frac{sK_W}{1 + sT_W} \right) \left(\frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \right) \quad (3.36)$$

K_W , T_W , T_1 y T_2 son parámetros de un controlador lead-lag auxiliar. Es necesario transformar estas ecuaciones al dominio del tiempo, para ello se realiza lo siguiente:

Empezando con la ecuación (3.31)

$$\Delta P_{BES}(s) = \frac{K_{BP}}{1 + sT_{BP}} \Delta\omega(s)$$

De esta ecuación se obtiene

$$(1 + sT_{BP})\Delta P_{BES}(s) = K_{BP}\Delta\omega(s) \quad (3.37)$$

$$\Delta P_{BES}(s) + T_{BP}s\Delta P_{BES}(s) = K_{BP}\Delta\omega(s) \quad (3.38)$$

Si le aplica transformada inversa de Laplace se obtiene

$$\Delta P_{BES}(t) + T_{BP}\Delta\dot{P}_{BES}(t) = K_{BP}\Delta\omega(t) \quad (3.39)$$

Y de esta ecuación obtenemos

$$\Delta\dot{P}_{BES}(t) = \frac{1}{T_{BP}} (K_{BP}\Delta\omega(t) - \Delta P_{BES}(t)) \quad (3.40)$$

Continuando con la ecuación (3.32) tenemos

$$\Delta Q_{BES}(s) = \frac{K_{BQ}}{1 + sT_{BQ}} \Delta V_t(s)$$

De la cual podemos obtener

$$(1 + sT_{BQ})\Delta Q_{BES}(s) = K_{BQ}\Delta V_t(s) \quad (3.41)$$

$$\Delta Q_{BES}(s) + T_{BQ}s\Delta Q_{BES}(s) = K_{BQ}\Delta V_t(s) \quad (3.42)$$

Si aplicamos la transformada inversa de Laplace tenemos

$$\Delta Q_{BES}(t) + T_{BQ}\Delta\dot{Q}_{BES}(t) = K_{BQ}\Delta V_t(t) \quad (3.43)$$

Por lo que de esta ecuación se obtiene

$$\Delta\dot{Q}_{BES}(t) = \frac{1}{T_{BQ}}(K_{BQ}\Delta V_t(t) - \Delta Q_{BES}(t)) \quad (3.44)$$

Continuamos ahora con la ecuación (3.33)

$$\alpha_R = \frac{K_R}{1 + sT_R}(\alpha_R^* - U_{BES} + K_m\Delta I_{BES})$$

Los términos que están dentro de los paréntesis son variables en función de la frecuencia, para reducir las operaciones se van a considerar como si fuera un solo término al que denominamos K_v

Por lo tanto:

$$K_v = \alpha_R^* - U_{BES} + K_m\Delta I_{BES} \quad (3.45)$$

A partir de la ecuación (3.33) se obtiene:

$$\alpha_R(s) = \frac{K_R}{1 + sT_R}K_v(s) \quad (3.46)$$

$$(1 + sT_R)\alpha_R(s) = K_RK_v(s) \quad (3.47)$$

$$\alpha_R(s) + T_Rs\alpha_R(s) = K_RK_v(s) \quad (3.48)$$

Ahora aplicando la transformada de Laplace a (3.48) se tiene

$$\alpha_R(t) + T_R\dot{\alpha}_R(t) = K_RK_v(t) \quad (3.49)$$

$$\dot{\alpha}_R(t) = \frac{1}{T_R}(K_RK_v(t) - \alpha_R(t)) \quad (3.50)$$

Finalmente, la ecuación queda

$$\dot{\alpha}_R(t) = \frac{1}{T_R}(K_R(\alpha_R^*(t) - U_{BES}(t) + K_m\Delta I_{BES}(t)) - \alpha_R(t)) \quad (3.51)$$

De la ecuación (3.34)

$$V_{BOC}(s) = \frac{R_{BP}}{1 + sR_{BP}C_{BP}}I_{BES}(s)$$

Se obtiene

$$(1 + sR_{BP}C_{BP})V_{BOC}(s) = R_{BP}I_{BES}(s) \quad (3.52)$$

$$V_{BOC}(s) + R_{BP}C_{BP}sV_{BOC}(s) = R_{BP}I_{BES}(s) \quad (3.53)$$

Ahora aplicando la transformada inversa de Laplace a (3.53)

$$V_{BOC}(t) + R_{BP}C_{BP}\dot{V}_{BOC}(t) = R_{BP}I_{BES}(t) \quad (3.54)$$

De lo anterior se puede ver que $\dot{V}_{BOC}(t)$ es

$$\dot{V}_{BOC}(t) = \frac{(R_{BP}I_{BES}(t) - V_{BOC}(t))}{R_{BP}C_{BP}} \quad (3.55)$$

$$\dot{V}_{BOC}(t) = \frac{1}{C_{BP}} \left(I_{BES}(t) - \frac{V_{BOC}(t)}{R_{BP}} \right) \quad (3.56)$$

De manera similar de la ecuación (3.35)

$$V_{B1}(s) = \frac{R_{B1}}{1 + sR_{B1}C_{B1}} I_{BES}(s) \quad (3.57)$$

Obtenemos

$$(1 + sR_{B1}C_{B1})V_{B1}(s) = R_{B1}I_{BES}(s) \quad (3.58)$$

$$V_{B1}(s) + R_{B1}C_{B1}sV_{B1}(s) = R_{B1}I_{BES}(s) \quad (3.59)$$

A la ecuación anterior se le aplica la transformada inversa de Laplace

$$V_{B1}(t) + R_{B1}C_{B1}\dot{V}_{B1}(t) = R_{B1}I_{BES}(t) \quad (3.60)$$

De esta ecuación se obtiene:

$$\dot{V}_{B1}(t) = \frac{R_{B1}I_{BES}(t) - V_{B1}(t)}{R_{B1}C_{B1}} \quad (3.61)$$

$$\dot{V}_{B1}(t) = \frac{1}{C_{B1}} \left(I_{BES}(t) - \frac{V_{B1}(t)}{R_{B1}} \right) \quad (3.62)$$

Por último, se obtiene la función de transferencia (3.36)

$$\frac{U_{BES}}{\Delta\omega} = \left(\frac{sK_W}{1 + sT_W} \right) \left(\frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \right)$$

Esta es una función de transferencia para convertirla al dominio del tiempo se representa de forma gráfica como se muestra en la Fig. 3.12

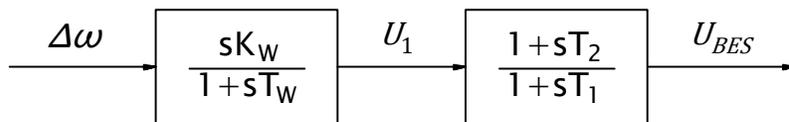


Fig. 3.12 Diagrama de bloques de la función de transferencia (3.36)

Como se observa en la Fig. 3.12 se divide la función en 2 sistemas agregando una variable auxiliar a la que nombramos U_1 , entonces

$$\frac{U_1(s)}{\Delta\omega(s)} = \frac{sK_W}{1 + sT_W} \quad (3.63)$$

$$\frac{U_{BES}(s)}{U_1(s)} = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \quad (3.64)$$

Comenzando con la ecuación (3.64)

$$U_{BES}(s) = \frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} U_1(s) \quad (3.65)$$

$$\text{si } X_1(s) = \frac{U_1(s)}{1 + sT_1} \quad (3.66)$$

$$\Rightarrow U_{BES}(s) = (1 + sT_2)X_1(s) \quad (3.67)$$

Desarrollando la ecuación (3.66)

$$(1 + sT_1)X_1(s) = U_1(s) \quad (3.68)$$

$$X_1(s) + sT_1X_1(s) = U_1(s) \quad (3.69)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace a (3.69)

$$X_1(t) + T_1\dot{X}_1(t) = U_1(t) \quad (3.70)$$

$$\dot{X}_1(t) = \frac{1}{T_1}(U_1(t) - X_1(t)) \quad (3.71)$$

Ahora de (3.67)

$$U_{BES}(s) = X_1(s) + sT_2X_1(s) \quad (3.72)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace en (3.72)

$$U_{BES}(t) = X_1(t) + T_2\dot{X}_1(t) \quad (3.73)$$

Ahora sustituyendo (3.71) en (3.73)

$$U_{BES}(t) = X_1(t) + T_2 \left(\frac{1}{T_1}(U_1(t) - X_1(t)) \right) \quad (3.74)$$

$$U_{BES}(t) = X_1(t) + \frac{T_2}{T_1} U_1(t) - \frac{T_2}{T_1} X_1(t) \quad (3.75)$$

$$U_{BES}(t) = \left(1 - \frac{T_2}{T_1} \right) X_1(t) + \frac{T_2}{T_1} U_1(t) \quad (3.76)$$

Entonces el modelo en el dominio del tiempo para la función de transferencia (3.64) estaría definido por las ecuaciones (3.71) y (3.76)

Para la función de transferencia (3.63) tenemos

$$U_1(s) = \frac{sK_W}{1 + sT_W} \Delta\omega(s) \quad (3.77)$$

$$si \quad X_2(s) = \frac{\Delta\omega(s)}{1 + sT_W} \quad (3.78)$$

$$\Rightarrow U_1(s) = sK_W X_2(s) \quad (3.79)$$

Desarrollando la ecuación (3.78)

$$(1 + sT_W)X_2(s) = \Delta\omega(s) \quad (3.80)$$

$$X_2(s) + sT_W X_2(s) = \Delta\omega(s) \quad (3.81)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace

$$X_2(t) + T_W \dot{X}_2(t) = \Delta\omega(t) \quad (3.82)$$

$$\dot{X}_2(t) = \frac{1}{T_W} (\Delta\omega(t) - X_2(t)) \quad (3.83)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace a (3.79)

$$U_1(t) = K_W \dot{X}_2(t) \quad (3.84)$$

Sustituyendo (3.83) en (3.84)

$$U_1(t) = \frac{K_W}{T_W} (\Delta\omega(t) - X_2(t)) \quad (3.85)$$

Entonces el modelo en el dominio del tiempo para la función de transferencia (3.63) esta definido por las ecuaciones (3.83) y (3.85)

Como se puede ver a partir del diagrama de bloques se han obtenido 7 ecuaciones diferenciales y 2 ecuaciones algebraicas que resultan de transformar las ecuaciones en el dominio de la frecuencia al dominio del tiempo. Estas ecuaciones se resumen en la tabla 3.1.

Hay algunas variables que tienen que ser calculadas previamente, estas variables son

V_{BT} , que es el voltaje terminal de la batería equivalente.

I_{BES} , que es la corriente del BESS

P_{BES} , que es la potencia activa que absorbe o entrega la batería.

Q_{BES} , que es la potencia reactiva que absorbe o entrega la batería.

α_R^* , que es el ángulo de disparo esperado del convertidor.

Estas variables se calculan a partir del diagrama equivalente o del diagrama de bloques y son necesarias para resolver las ecuaciones diferenciales, estas son sus ecuaciones:

$$V_{BT} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t \cos \alpha_R - \frac{3}{\pi} X_{co} I_{BES} \quad (3.86)$$

$$I_{BES} = \frac{V_{BT} - V_{BOC} - V_{B1}}{R_{BT} + R_{BS}} \quad (3.87)$$

$$P_{BES} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{BES} \cos \alpha_R \quad (3.88)$$

$$Q_{BES} = \frac{3\sqrt{6}}{\pi} V_t I_{BES} \sin \alpha_R \quad (3.89)$$

$$\alpha_R^* = \tan^{-1} \frac{Q_{BES}^*}{P_{BES}^*} = \tan^{-1} \frac{(\Delta P_{BES} + P_{BES0})}{(\Delta Q_{BES} + Q_{BES0})} \quad (3.90)$$

Tabla 3.1 Resumen de las ecuaciones del BESS

Dominio de la frecuencia		Dominio del tiempo	
$\Delta P_{BES} = \frac{K_{BP}}{1 + sT_{BP}} \Delta \omega$	(3.31)	$\frac{d\Delta P_{BES}}{dt} = \frac{1}{T_{BP}} (K_{BP} \Delta \omega - \Delta P_{BES})$	(3.40)
$\Delta Q_{BES} = \frac{K_{BQ}}{1 + sT_{BQ}} \Delta V_t$	(3.32)	$\frac{d\Delta Q_{BES}}{dt} = \frac{1}{T_{BQ}} (K_{BQ} \Delta V_t - \Delta Q_{BES})$	(3.44)
$\alpha_R = \frac{K_R}{1 + sT_R} (\alpha_R^* - U_{BES} + K_m \Delta I_{BES})$	(3.33)	$\frac{d\alpha_R}{dt} = \frac{1}{T_R} [K_R (\alpha_R^* - U_{BES} + K_m \Delta I_{BES}) - \alpha_R]$	(3.51)
$V_{BOC} = \frac{R_{BP}}{1 + sR_{BP}C_{BP}} I_{BES}$	(3.34)	$\frac{dV_{BOC}}{dt} = \frac{1}{C_{BP}} (I_{BES} - \frac{1}{R_{BP}} V_{BOC})$	(3.56)
$V_{B1} = \frac{R_{B1}}{1 + sR_{B1}C_{B1}} I_{BES}$	(3.35)	$\frac{dV_{B1}}{dt} = \frac{1}{C_{B1}} (I_{BES} - \frac{1}{R_{B1}} V_{B1})$	(3.62)
$\frac{U_{BES}}{\Delta \omega} = \left(\frac{sK_w}{1 + sT_w} \right) \left(\frac{1 + sT_2}{1 + sT_1} \right)$	(3.36)	$\frac{dx_1}{dt} = \frac{1}{T_1} (U_1 - x_1)$	(3.71)
		$U_{BES} = \left(1 - \frac{T_2}{T_1} \right) x_1 + \left(\frac{T_2}{T_1} \right) U_1$	(3.76)
		$\frac{dx_2}{dt} = \frac{1}{T_w} (\Delta \omega - x_2)$	(3.83)
		$U_1 = \frac{K_w}{T_w} (\Delta \omega - x_2)$	(3.85)

3.4 Simulación

En esta sección se realiza la simulación del BESS considerando primero entradas ω y V_t constante y posteriormente ω y V_t variantes después de un disturbio. Para tal fin son empleadas las ecuaciones de estado con sus ecuaciones algebraicas, previamente definidas en la sección anterior (tabla 3.1), así como el diagrama de bloques de la Fig. 3.11, considerando los siguientes datos para la BESS:

$$V_{bocmax} = 2925V$$

$$V_{bocmin} = 1755V$$

$$X_{CO} = 0.0274; R_{BT} = 0.0167; R_{B1} = 0.001; R_{BP} = 10000; R_{BS} = 0.013; \text{en ohms.}$$

$$C_{BP} = 52600; C_{B1} = 1; \text{en farads.}$$

$$K_{BQ} = 1.06; K_{BP} = K_{BQ};$$

$$T_{BQ} = 0.026; T_{BP} = T_{BQ}; T_R = 0.001; \text{en segundos.}$$

$$K_M = 0.5; K_R = 1;$$

La batería está formada por dos construcciones de 4 cadenas cada una, cada cadena formada por 1032 celdas conectadas en serie.

En el control de la batería se tiene un controlador con los siguientes datos:

$$T_1 = 0.00893; T_2 = 0.0203; \text{en segundos.}$$

$$T_W = 0.1215; K_W = 40.65; \text{en segundos.}$$

Las condiciones iniciales consideradas para la simulación son las siguientes:

$$P_G = 0.9; FP = 0.9; V_t = 1 \text{ p.u.};$$

$$X_c/X_{L1} = 0.55; I_{BES} = 4426;$$

$$\alpha_R = 15^\circ = 0.2618 \text{ rad}$$

$$\beta_1 = 25^\circ = 0.4363 \text{ rad}$$

Estos valores de resistencias y capacitancias se convierten a p.u. con los siguientes valores base:

$$S_{BASE} = 1000 \text{ MVA}$$

$$V_{BASE} = 2.925 \text{ kV}$$

$$f_{BASE} = 60 \text{ Hz}$$

$$\omega_{BASE} = 2 * \pi * f_{BASE}$$

3.4.1 Simulación considerando entradas ω y V_t constantes

En el diagrama de bloques como en las ecuaciones de la BESS podemos observar que hay dos entradas ω y V_t , estas entradas corresponden a valores que en un momento dado pueden ser entregados por un generador síncrono y tomadas por la BESS, por ello pueden ser constantes o ante una perturbación variar en el tiempo. En esta parte se muestra el comportamiento de la BESS considerando estas dos entradas constantes.

En la Fig. 3.13 las gráficas corresponden a las potencias activa (P_{BESS}) y reactiva (Q_{BESS}) y la corriente (I_{BESS}) que es absorbida o proporcionada por el BESS. En Fig. 3.13 y Fig. 3.14, se observa el comportamiento invariante para cada una de las variables cuando no hay variación en el voltaje del bus de conexión V_t y en ω .

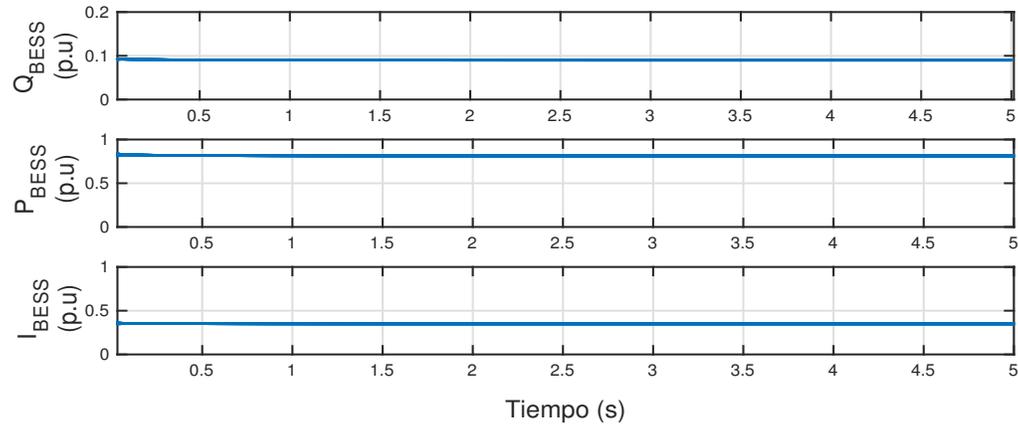


Fig. 3.13 Gráficas con las salidas de la BESS

La Fig. 3.14 muestra las potencias activa y reactiva que dentro del BESS son absorbidas o proporcionadas.

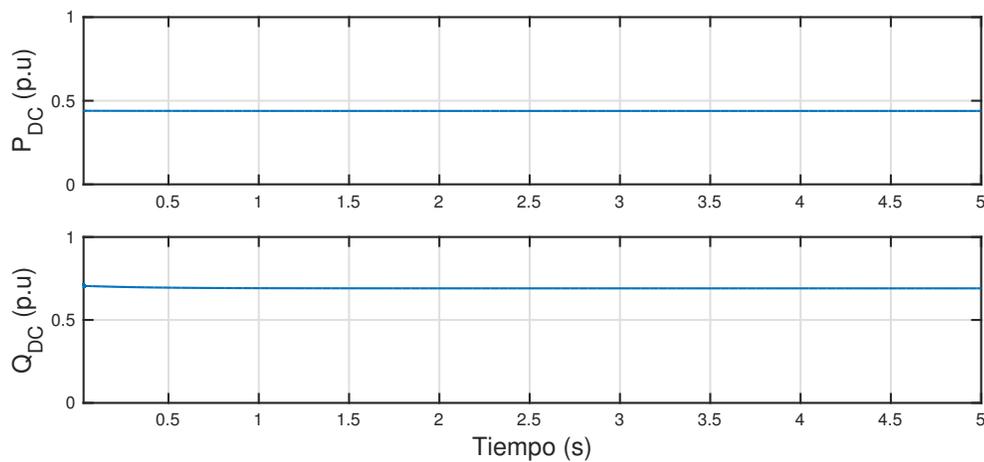


Fig. 3.14 Gráfica con las potencias internas de la BESS

La Fig. 3.15 muestra los valores de sobrevoltaje de la batería V_{B1} y el voltaje promedio de C.D. de la batería V_{BT} .

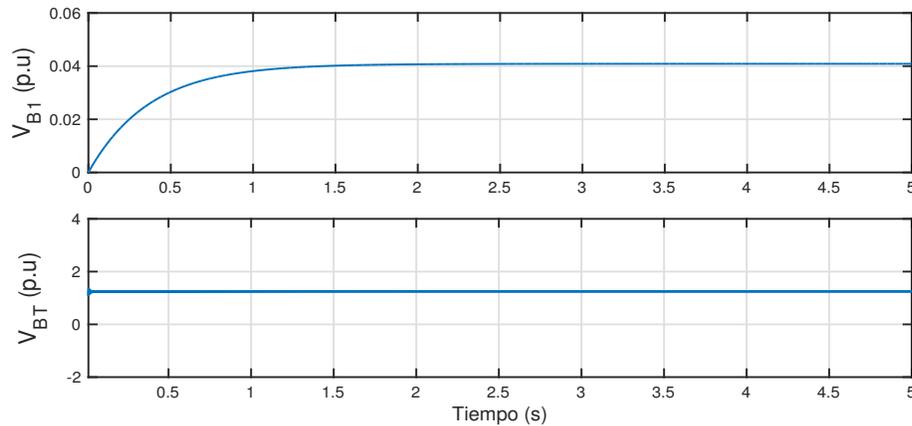


Fig. 3.15 Gráfica con los voltajes de la BESS

3.4.2 Simulación considerando entradas ω y V_t variantes en el tiempo

Con el propósito de que las entradas V_t y ω reciban valores que varíen en el tiempo, consideramos un generador síncrono conectado a un bus infinito con una falla trifásica que sucede en el segundo 3 y que se libera en 6 ciclos, la respuesta de voltaje y de la velocidad angular en el nodo de conexión se aplican en las entradas V_t y en ω de la BESS. Con esto simulamos únicamente el comportamiento de la BESS ante estas variaciones en el nodo de conexión, pero sin que la respuesta de la BESS influya en la máquina.

En la Fig. 3.16 se muestran las respuestas de voltaje y de la velocidad angular del generador mencionado, en el nodo de conexión. Se puede ver que hay oscilaciones después de que sucede la falla, mismas que se atenúan en el tiempo. Estas respuestas son las que se utilizan en las entradas de la BESS

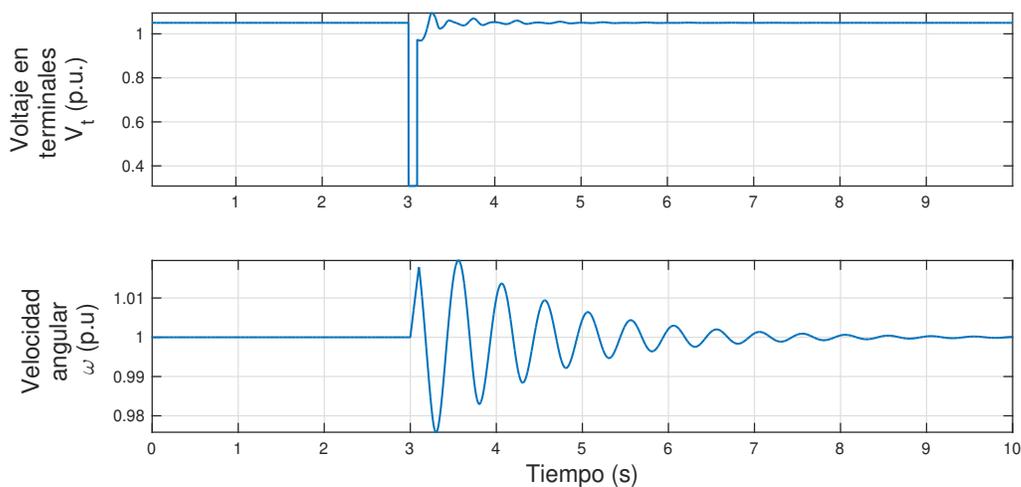


Fig. 3.16 Gráficas de respuesta de voltaje y velocidad angular de un generador síncrono ante una falla

Por consiguiente, al tener valores en las entradas V_t y ω variantes, las respuestas de potencias y corriente del BESS son también variantes, tal como se ilustra en Fig. 3.17, donde se puede ver que en el momento en el que ocurre la falla y hay variaciones de voltaje y velocidad angular, estas variaciones actúan sobre el BESS y este responde variando sus salidas, esto es la potencia activa, reactiva y corriente de la BESS.

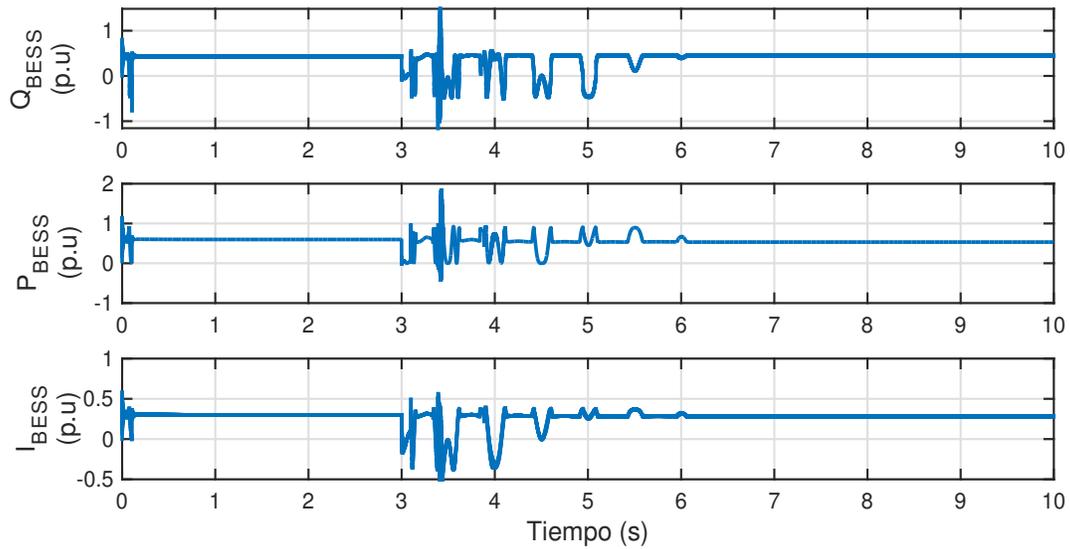


Fig. 3.17 Gráfica con las potencias activa, reactiva y corriente de salida

Capítulo 4 Casos de estudio y resultados

4.1 Introducción

En este capítulo se muestra el estudio de estabilidad transitoria realizado a dos sistemas de prueba cuando se tiene una falla trifásica y cuando en los sistemas no se tiene presencia de sistema de almacenamiento de energía por baterías. Los resultados se comparan cuando se tiene la presencia de sistemas de almacenamiento. Se demuestra que hay una influencia en el sistema eléctrico de potencia y que cambia su respuesta al integrar sistemas de almacenamiento de energía por baterías.

4.2 Sistema de 3 máquinas 9 buses 3m9b WECC

Se considera el sistema de 3 máquinas 9 buses del Western system Coordinating Council (WECC). En este sistema se tienen 3 máquinas síncronas conectadas a una red de 9 buses que alimentan a 3 cargas. El diagrama unifilar se presenta en la Fig. 4.1 y los datos se presentan en el apéndice A. Para analizar el sistema se consideran los siguientes casos.

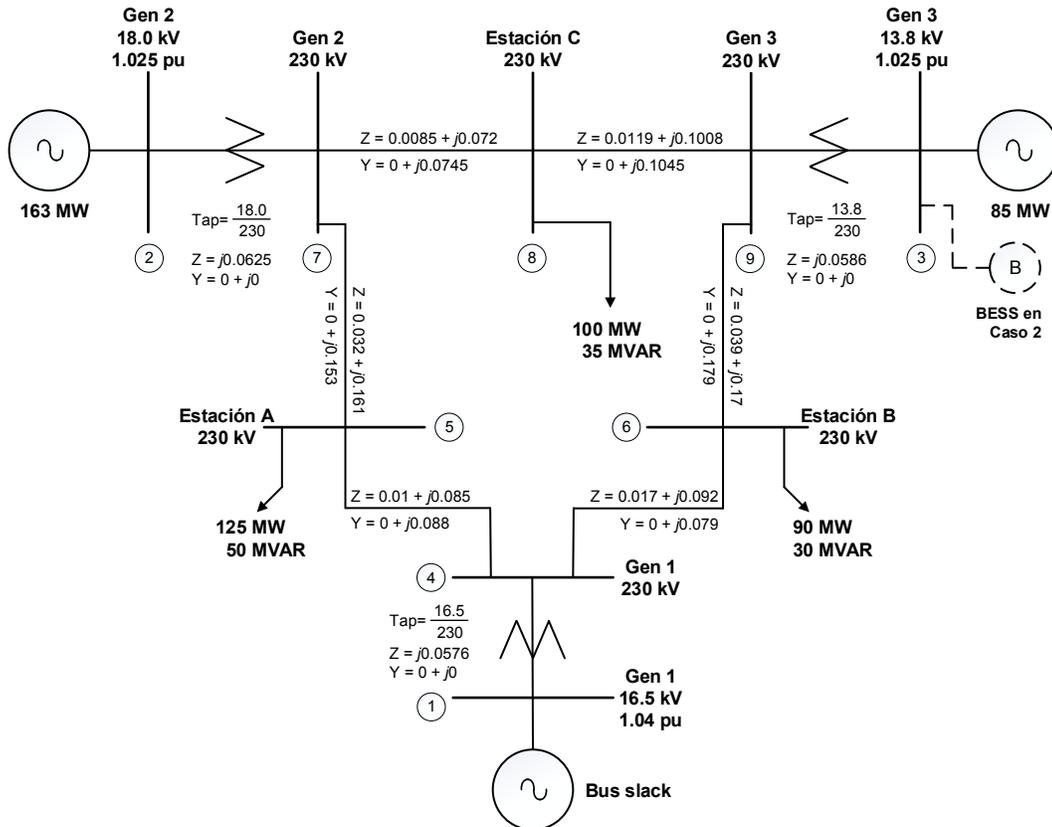


Fig. 4.1 Diagrama unifilar del sistema de 3 máquinas y 9 buses

1) Sistema base sin tener BESS conectados

Al sistema base se le aplica una falla en el bus 7 en el tiempo 0.08 s y se libera en su totalidad 0.05 s (3 ciclos) después, en el tiempo de 0.13 s el periodo de prueba es de 5 segundos. Del análisis se obtiene la respuesta del ángulo rotor y de la velocidad angular de los 3 generadores síncronos. Los resultados obtenidos sirven de referencia para la comparación e identificar si los sistemas de almacenamiento de energía por baterías influyen en el sistema de potencia.

En la Fig. 4.2 Se muestra la velocidad angular ω de las máquinas, se puede ver que en los tres casos hay oscilaciones que tienen un máximo y disminuyen al avanzar en el tiempo, esto mientras siguen una misma trayectoria que las va llevando a un nuevo valor de velocidad angular, al igual que con los ángulos de rotor se puede concluir que el sistema se mantiene estable después que se libera la falla.

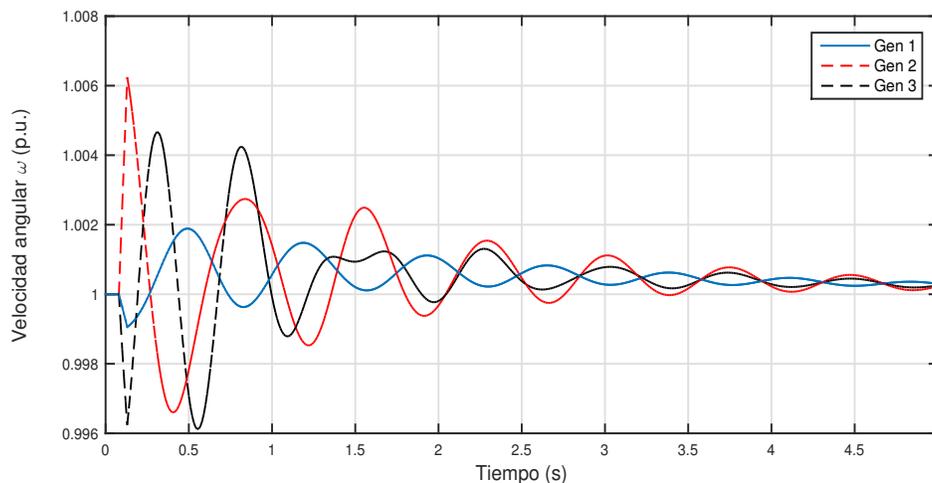


Fig. 4.2 Velocidad angular de los 3 generadores vs tiempo caso 1)

2) Sistema base con un BESS conectado en el nodo 3

Al sistema base se le conecta un BESS en el bus 3 y nuevamente se aplica una falla en la línea 7-8 en el tiempo 0.08 s esta falla se libera en su totalidad retirando la línea 0.05 s (3 ciclos) después, en el tiempo de 0.13 s, la duración del estudio es de 5 segundos. Del análisis se obtiene la respuesta del ángulo del rotor y de la velocidad angular de las 3 máquinas síncronas. A continuación, se muestran las gráficas con los resultados.

En la Fig. 4.3 se puede observar que las diferencias de ángulo rotor presentan una misma trayectoria aunque en el caso de la curva $\delta_{G3} - \delta_{G1}$ presenta oscilaciones mayores, al final existe una diferencia que tenga tendencia a ser indefinida, sino a un valor estable.

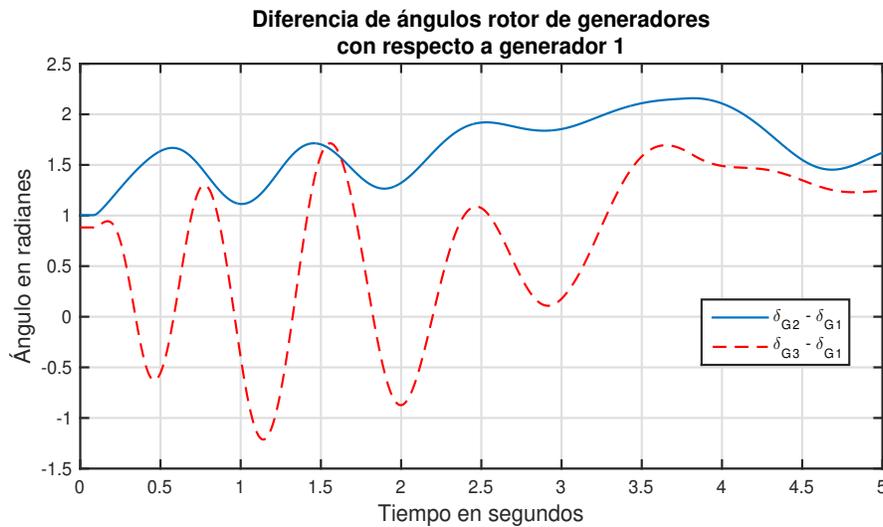


Fig. 4.3 Diferencia de ángulos rotor de generadores respecto al generador 1 caso 2)

Al observar la Fig. 4.4 se podría concluir que el sistema se mantiene estable después de que se libera la falla, ya que no parece existir tendencia a que salgan de sincronismo alguno de los generadores. En este caso el valor máximo de las ondulaciones en el generador 3 es mayor que en la Fig. 4.2 pero disminuye hasta tener valores similares a los otros 2 al final la velocidad angular varía aproximadamente 0.03 p.u. en los 3 generadores.

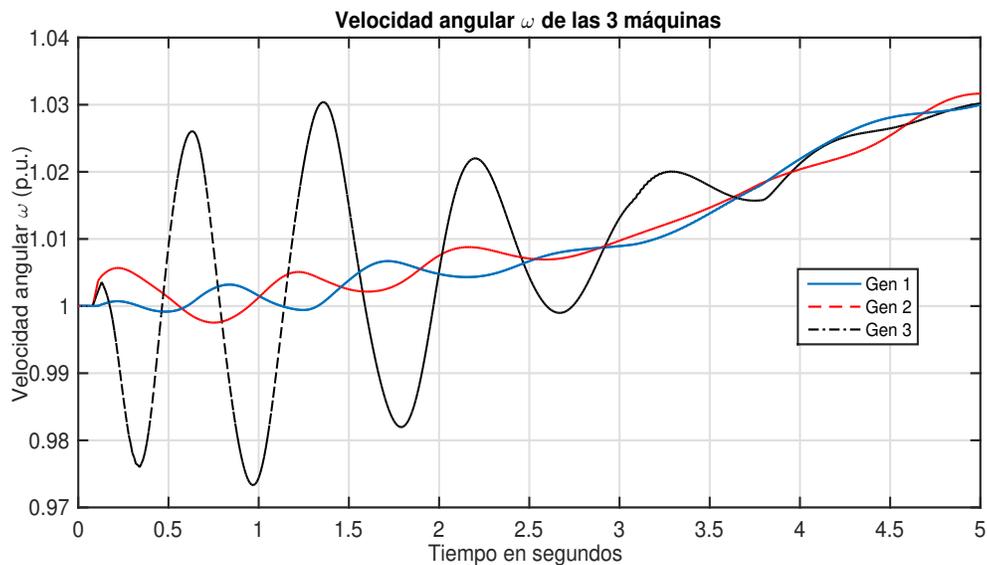


Fig. 4.4 Velocidad angular ω de los generadores vs tiempo caso 2)

La Fig. 4.5 exhibe que para este caso el voltaje en terminales de la batería decae en el momento de la falla, después de que la falla se libera el voltaje oscila ligeramente y la gráfica muestra que la batería se está cargando, en este caso llega a un pico de 3.033 kV y después alcanza un valor constante de 2.926 kV.

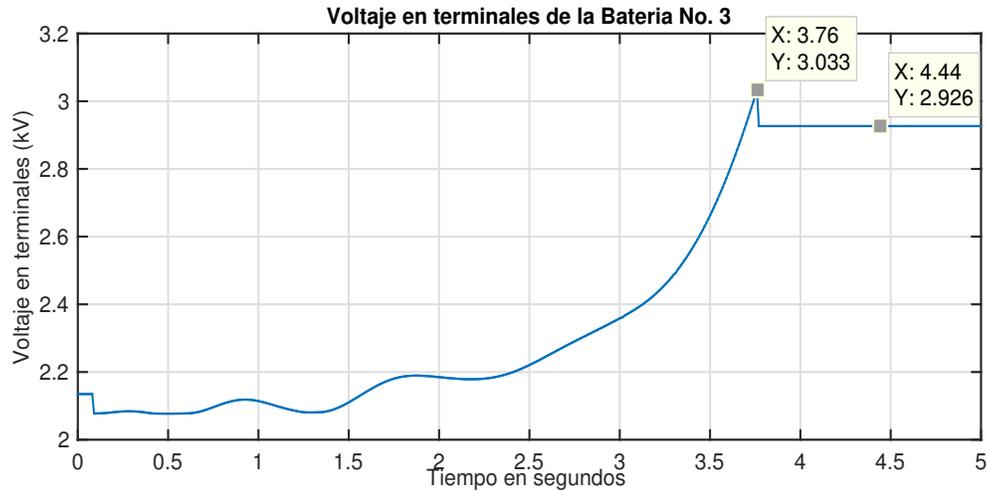


Fig. 4.5 Voltaje en terminales de la batería No. 3 caso 2)

En la Fig. 4.6 ocurre algo similar que con el voltaje, en este caso la corriente es cero hasta que sucede la falla, después de que la falla se libera la corriente oscila siguiendo una trayectoria ascendente hasta llegar a un valor pico el tiempo en el que se alcanza este valor coincide con el tiempo con el que se alcanza el valor pico de la Fig. 4.5 esto es en 3.76 segundos a partir de este tiempo la corriente cae hasta tener un valor cero y se mantiene constante. Este es un indicativo que la batería estaba cargando o inyectando corriente al sistema.

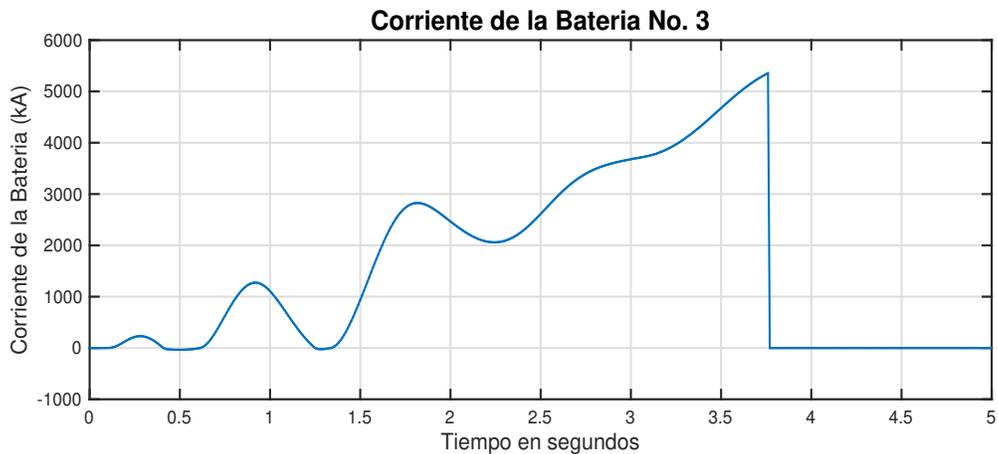


Fig. 4.6 Corriente de la batería No. 3 caso 2)

La Fig. 4.7 confirma que la batería estaba cargando en este periodo de prueba se puede observar que la curva comienza un ascenso hasta llegar a un máximo de 1 p.u. el tiempo en el que llega a este máximo es 3.76 segundos. No es coincidencia que sea al mismo tiempo en el que se tuvieron picos en la Fig. 4.5 y Fig. 4.6 al igual que en esas figuras posterior a este tiempo se tuvieron valores constantes, en el caso de la presente figura el valor que se alcanza corresponde a que la batería se ha cargado por completo.

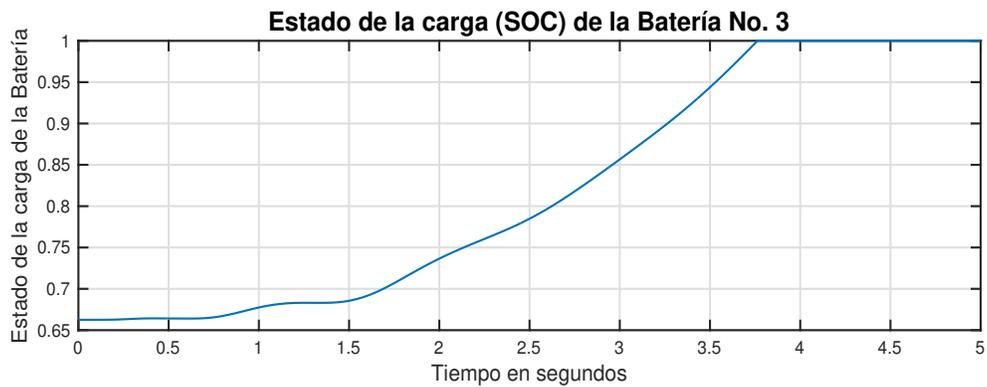


Fig. 4.7 Estado de la carga de la batería No. 3 caso 2)

En la Fig. 4.8 es posible ver como la carga que se extrae de la batería disminuye hasta llegar a ser cero en el tiempo 3.76 segundos, en este momento la batería ya está cargada en su totalidad, es decir ya no se extrae más carga de la batería. Es de notar que esta curva guarda cierta simetría con la curva de la Fig. 4.7 si alguna de las dos curvas se le hiciera un reflejo sobre la abscisa y se superpusiera a la otra curva, ambas coincidirían.

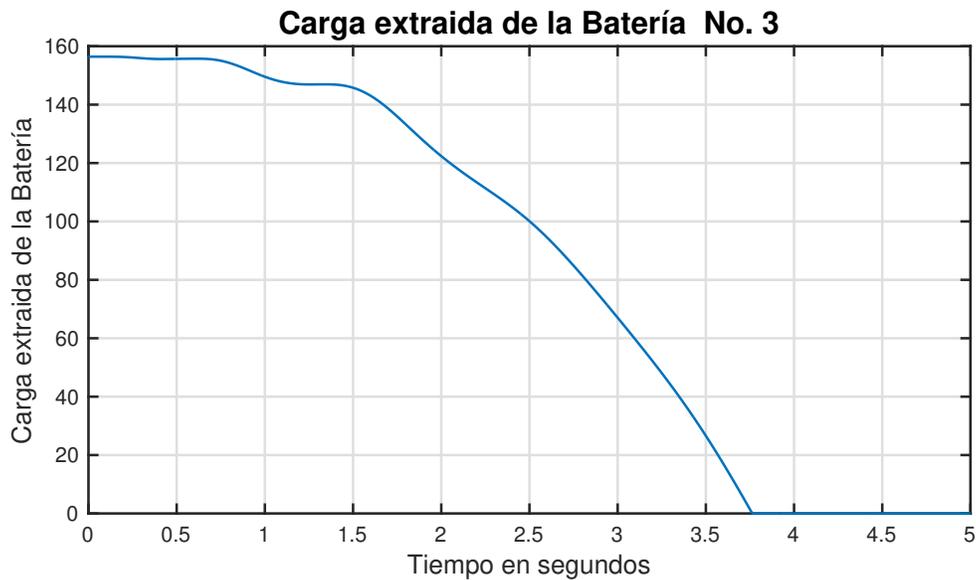


Fig. 4.8 Carga extraída de la batería No. 3 caso 2)

En la Fig. 4.9 puede verse que la potencia que se demanda a la batería es negativa es decir se le está inyectando potencia activa, la generación es también negativa esto sería un indicativo de que la batería está consumiendo potencia activa y por ende está cargando. Como en las otras figuras al llegar a un tiempo 3.76 segundos la demanda y la generación toman un valor constante de cero.

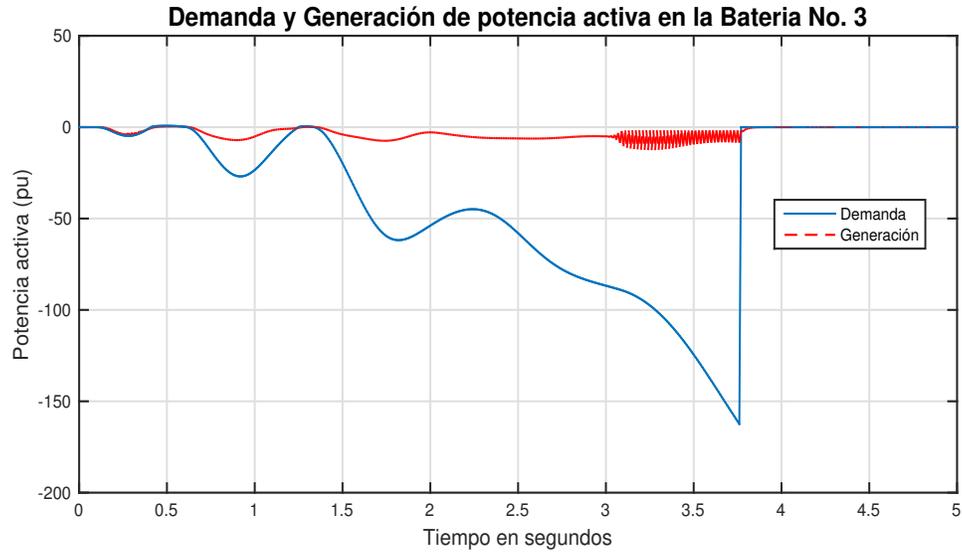


Fig. 4.9 Demanda inyección de potencia activa en la batería No. 3 caso 2)

4.3 Sistema de 16 máquinas 68 buses de IEEE

Para los siguientes casos de estudio el sistema de prueba es el sistema de 16 máquinas, 68 buses de IEEE a este sistema se conectan 28 cargas. Los datos del sistema se presentan en el apéndice A. El sistema se analiza considerando un sistema base sin tener conectados sistemas de almacenamiento de energía por baterías este es el caso 1, los siguientes casos se analizan siguiendo 3 estrategias de colocación de las BESS de acuerdo con [34] la diferencia con ese documento es que solo se consideran BESS. La estrategia 1 consiste en colocar BESS en los buses 37, 40 y 50 estos tres buses representan los buses con las mayores pérdidas, la estrategia 2 consiste en colocar BESS en los buses 37, 42 y 52 estos buses representan los buses con mayores cargas, por último la estrategia 3 consiste en colocar BESS en los buses 37, 41 y 52, [34] [35] estos buses representan los buses con mayor congestión, se analiza si hay influencia de las BESS en el sistema y cuál es el comportamiento de la BESS.

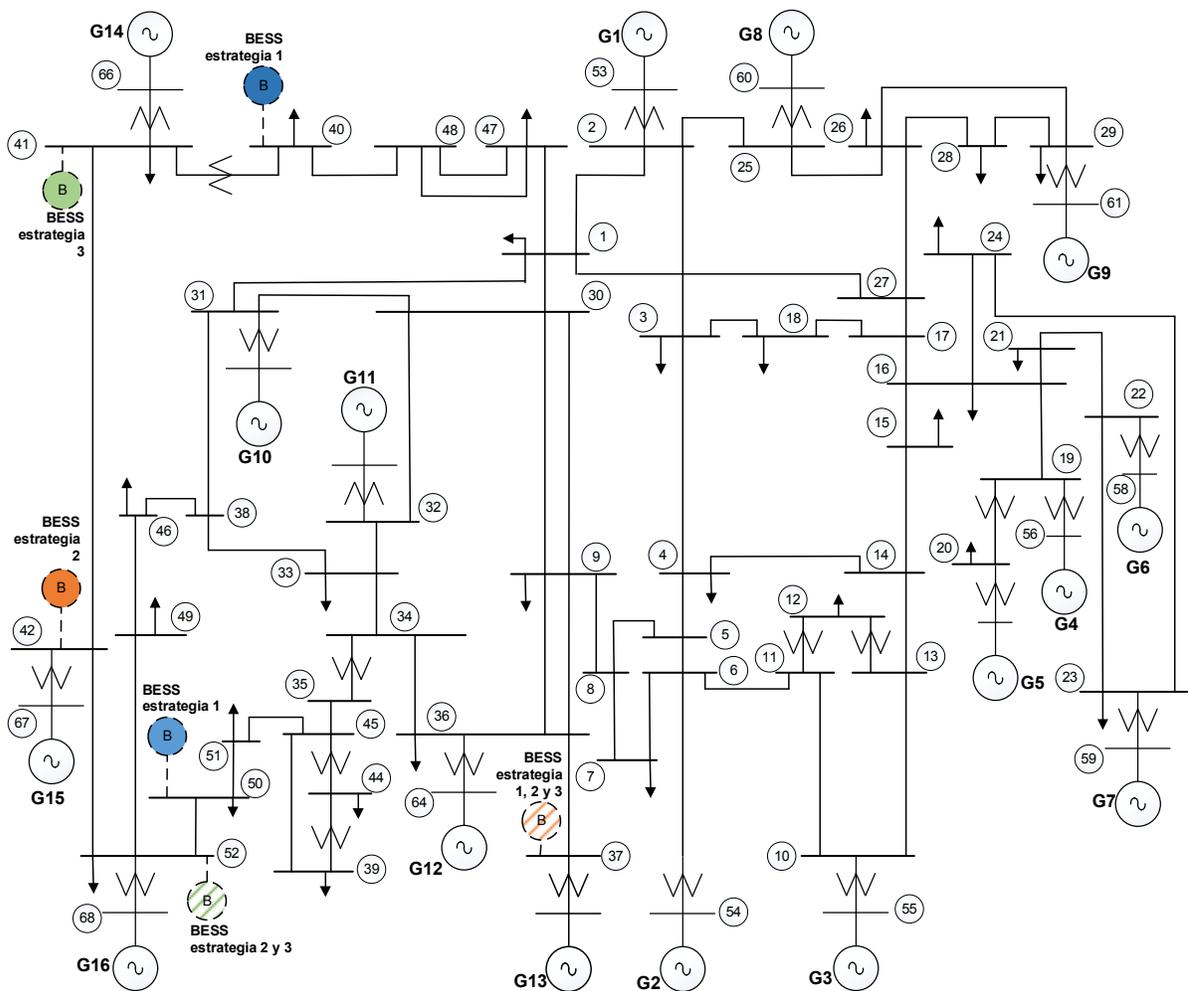


Fig. 4.10 Diagrama unifilar del sistema de 68 buses 16 máquinas

1) Sistema base sin tener BESS conectados

Al sistema base se le aplica una falla en la línea 15-16, esta falla comienza en el tiempo 0.08 segundos y se libera retirando esta línea 0.05 s (3 ciclos) después, en el tiempo 0.13 segundos, el periodo de prueba es de 5 segundos. Para hacer el análisis se obtiene la respuesta del ángulo rotor y de la velocidad angular de las máquinas para determinar si el sistema es estable bajo estas condiciones y posteriormente poder compararlo con los otros casos.

En la Fig. 4.11 posible ver que después que la falla se libera el sistema es capaz de recuperar su estabilidad, no se notan oscilaciones importantes y en general al final del tiempo de prueba las oscilaciones ya no están presentes.

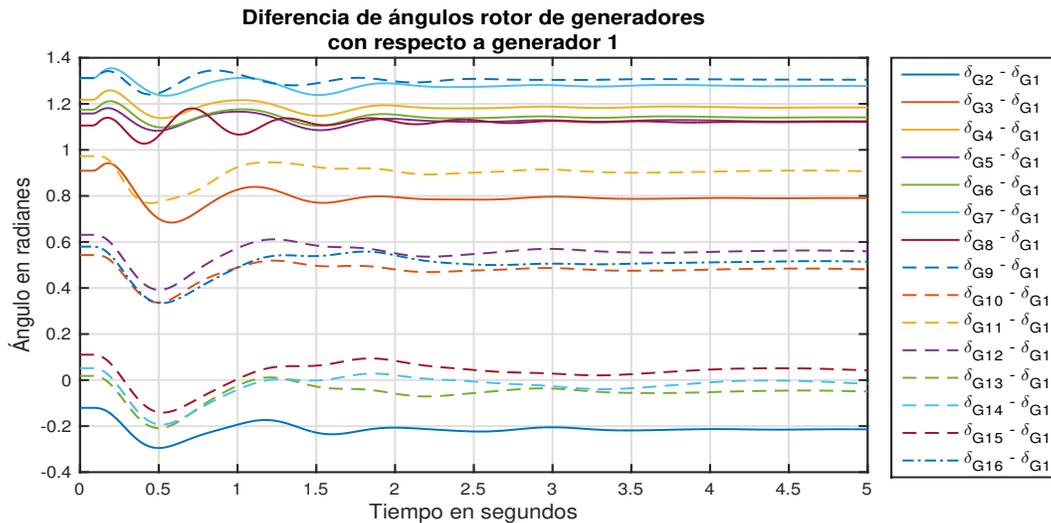


Fig. 4.11 Diferencia de ángulos rotor de generadores con respecto al generador 1 caso 1)

En el caso de la Fig. 4.12 se puede ver que en la mayoría de los generadores hay oscilaciones, las cuales no tienen una magnitud importante estas oscilaciones también van desapareciendo para estar casi extintas al final de la prueba.

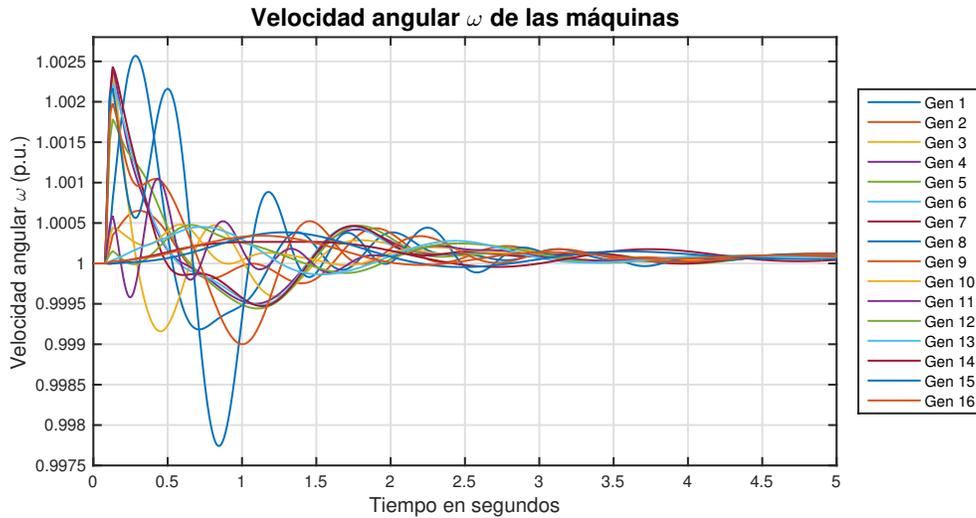


Fig. 4.12 Velocidad angular ω de los generadores caso 1)

2) Sistema base con BESS conectados en buses 37, 40 y 50 (estrategia 1)

Al sistema base se conectan 3 BESS en los buses 37, 40 y 50 uno por bus y nuevamente se aplica una falla en la línea 15-16 en el tiempo 0.08 segundos, la falla se libera retirando esta línea 0.05 s (3 ciclos) después, en el tiempo 0.13 segundos. Se obtienen resultados de diferencias de ángulo rotor, velocidad angular y algunas gráficas propias de la batería, cuando las BESS están colocadas en los buses que son el extremo final de las líneas con mayores pérdidas.

En la Fig. 4.13 ya se tienen 3 BESS conectados a los buses 37, 40 y 50, se puede establecer que el sistema recupera su estabilidad después de la falla ya que no hay ninguna diferencia que tome un valor indefinido. Si bien hay diferencia entre la Fig. 4.11 y la Fig. 4.13 estas son pequeñas por lo cual no se podría establecer algo que sea significativo.

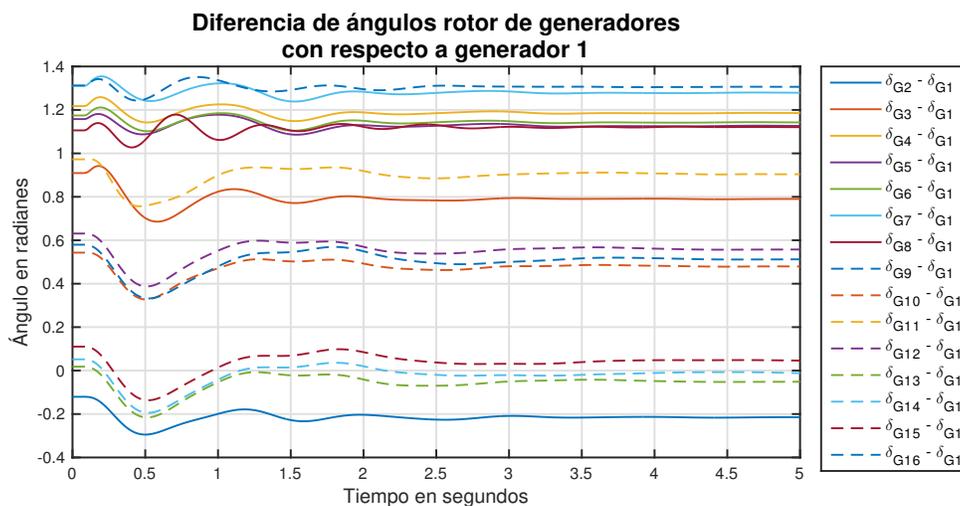


Fig. 4.13 Diferencia de ángulos rotor de generadores con respecto al generador 1 caso 2)

Con la Fig. 4.14 se puede comprobar que el sistema recupera la estabilidad después de que se libera la falla al comparar la Fig. 4.14 con la Fig. 4.12 se puede ver que las oscilaciones disminuyen más rápido en el caso 2) que en el caso 1).

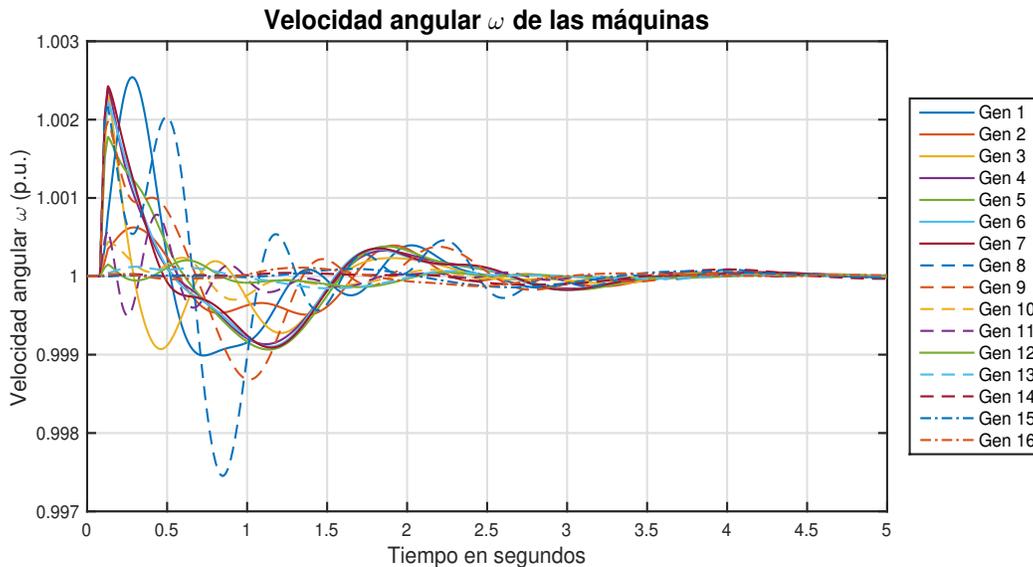


Fig. 4.14 Velocidad angular ω de los generadores caso 2)

En la Fig. 4.15 se observa que las tres baterías que están ubicadas en buses diferentes con características diferentes presentan la misma respuesta de voltaje en terminales su comportamiento indica que se está cargando ligeramente.

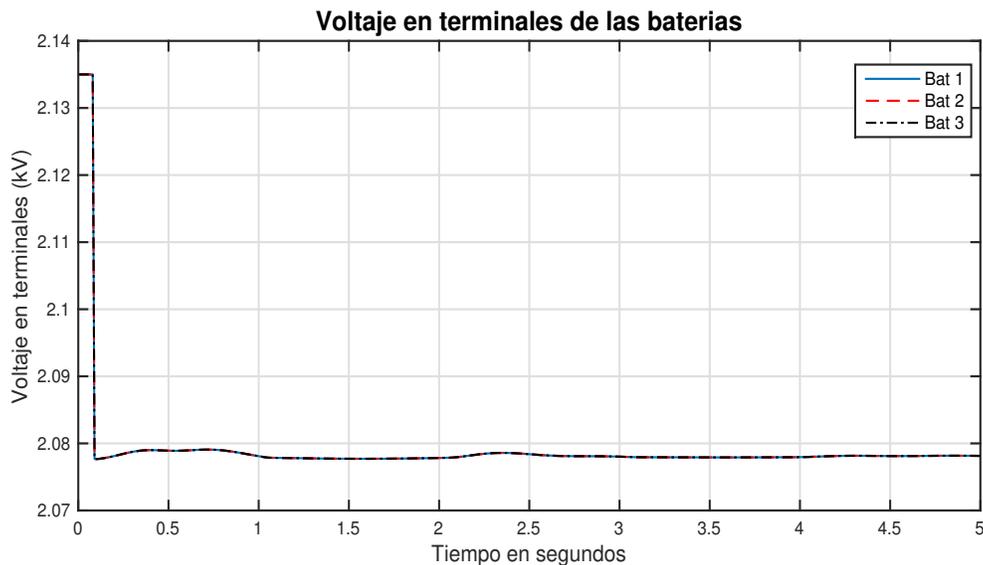


Fig. 4.15 Voltaje en terminales de las baterías caso 2)

En la Fig. 4.16 se puede ver que la corriente de las baterías es la misma en cada una, la corriente tiene la mayor parte del tiempo un valor positivo lo que nos indica que la batería está cargando o inyectando corriente al sistema.

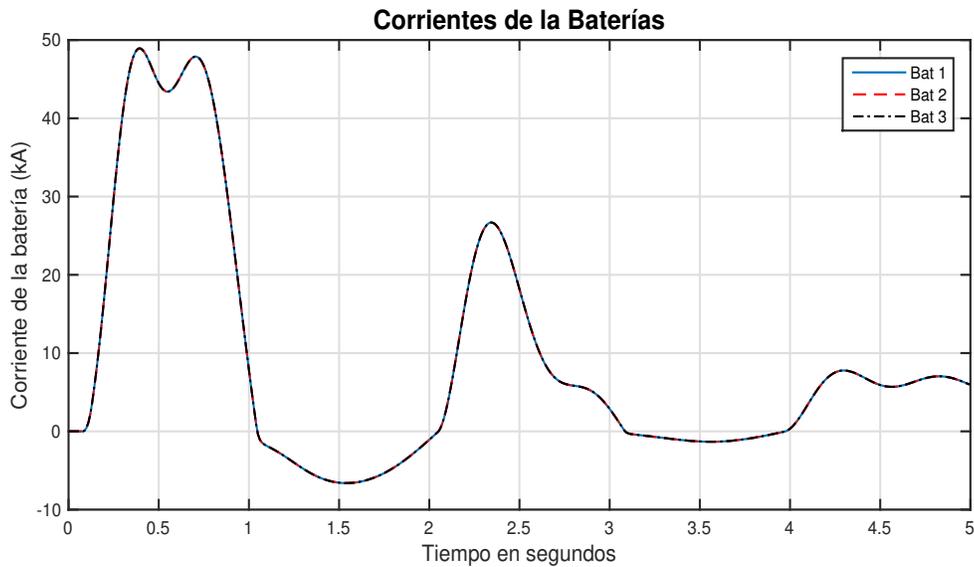


Fig. 4.16 Corriente de las baterías caso 2)

La curva del estado de la carga de la Fig. 4.17 es la mismo para las 3 baterías lo cual se podía esperar después que el voltaje en terminales y la corriente en baterías eran iguales. La gráfica nos muestra que las baterías tienen tendencia a estarse cargando durante el periodo de prueba con dos momentos en los que la batería tendía a la descarga.

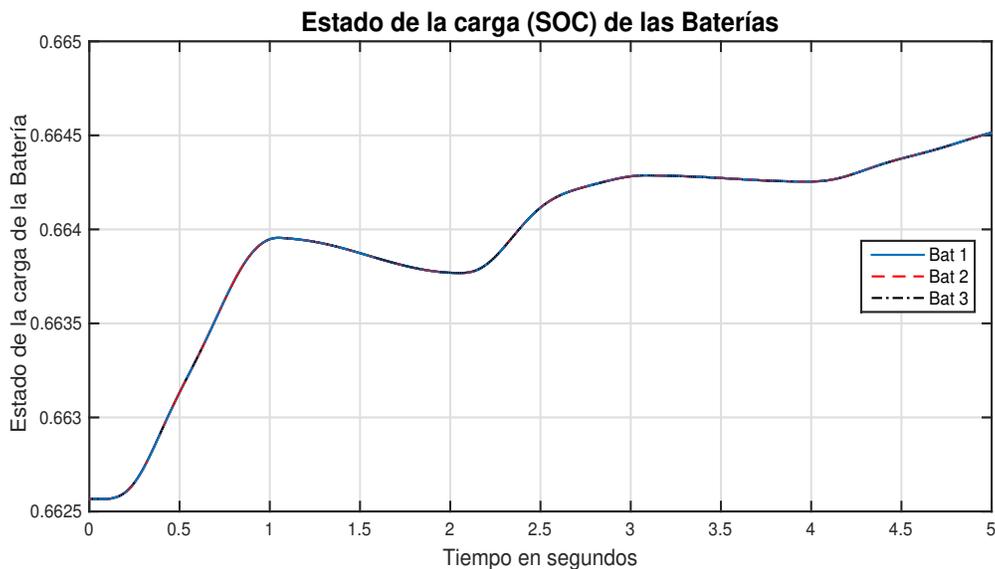


Fig. 4.17 Estado de la carga de las baterías caso 2)

3) Sistema base con BESS conectados en buses 37, 42 y 52 (estrategia 2)

Para este caso se conectan 3 BESS en los buses 37, 42 y 52 al sistema base uno por bus y al igual que en los otros casos se aplica una falla en la línea 15-16 cuando se tienen 0.08 segundos, la falla se libera retirando esta línea 0.05 s (3 ciclos) después, en el tiempo 0.13 segundos, durante 5 segundos. Se obtienen resultados de diferencias de ángulo rotor, velocidad angular y algunas gráficas propias de la batería.

En la figura Fig. 4.18 vemos que nuevamente los cambios con respecto al caso uno no es muy notables, si se puede decir que las oscilaciones en el presente caso son un poco mayores. El sistema mantiene su estabilidad después de que la falla se libera.

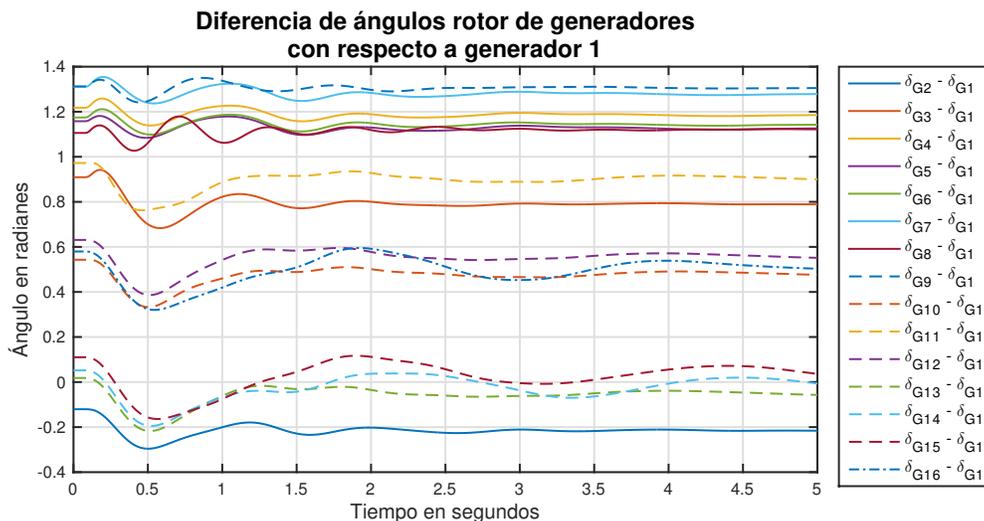


Fig. 4.18 Diferencia de ángulos rotor de generadores con respecto al generador 1 caso 3)

En la Fig. 4.19 donde se muestra la velocidad angular de las maquinas es posible ver algo similar, si se compara la con la velocidad angular del caso 1) se puede ver que las oscilaciones de caso 3 son mayores y tardan más tiempo en desaparecer, en este caso el sistema recupera su estabilidad después de que la falla es liberada.

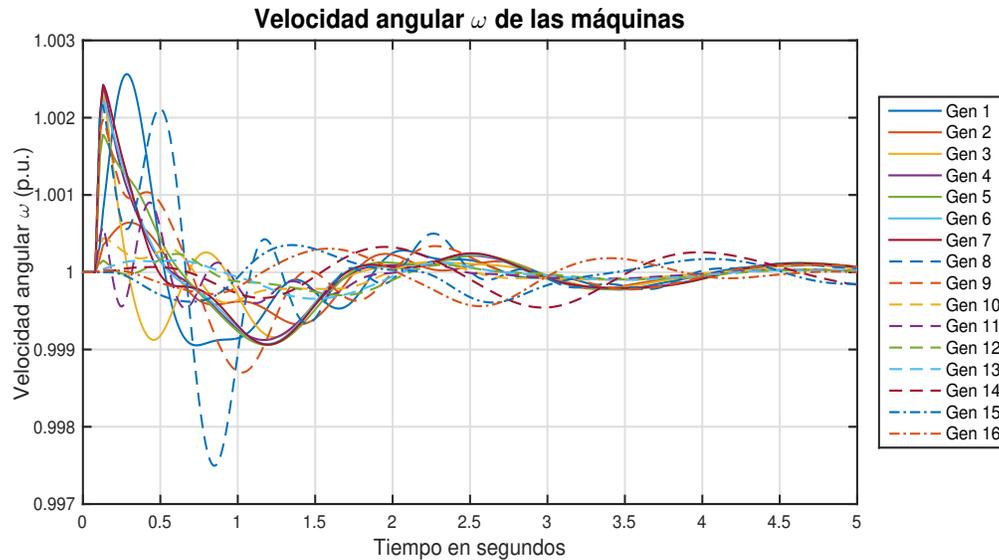


Fig. 4.19 Velocidad angular ω de los generadores caso 3)

La Fig. 4.20 muestra el voltaje terminal de las baterías, nuevamente se observa que es el mismo para las 3 baterías y muy similar al caso 2) en el que se observa una tendencia a que la batería este cargando.

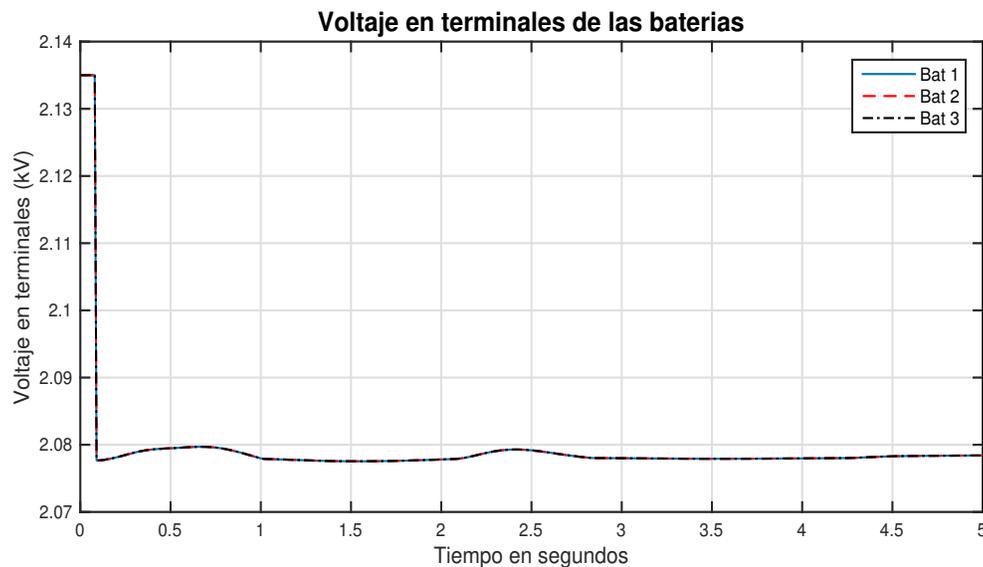


Fig. 4.20 Voltaje en terminales de las baterías caso 3)

Si se ve la Fig. 4.21 vemos que la corriente en las 3 baterías es la misma y nuevamente muy similar al caso 2. Se observa que la corriente es positiva la mayor parte del tiempo de prueba lo que indica que la batería está cargando o aportando corriente al sistema.

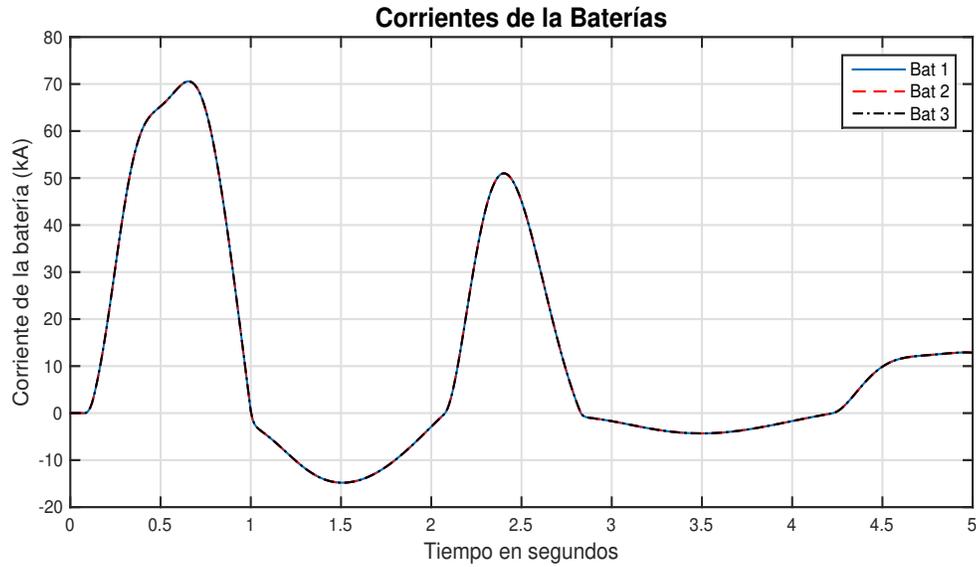


Fig. 4.21 Corriente de las baterías caso 3)

En la Fig. 4.22 se puede comprobar que las 3 baterías están cargando a partir de que se libera la falla lo que nos indica que están inyectando corriente al sistema. Hay dos momentos en los que la batería está en descarga, el inicio de estos momentos tiene una ligera coincidencia con los tiempos en los que la corriente de las baterías es negativa o tienen una tendencia a disminuir en magnitud.

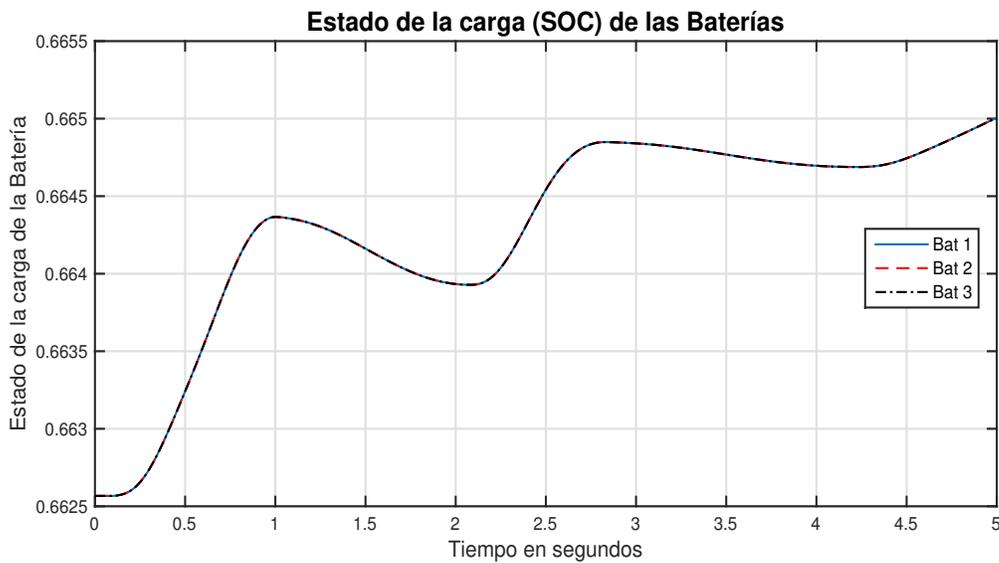


Fig. 4.22 Estado de la carga de las baterías caso 3)

4) Sistema base con BESS conectados en buses 37, 41 y 52 (estrategia 3)

En este caso las 3 BESS se conectan en los buses 37, 41 y 52 al sistema base una BESS por bus, al igual que en los casos anteriores se simula una falla en la línea 15-16 cuando han pasado 0.08 segundos, la falla se libera al retirar la línea 0.05 s (3 ciclos) después, en el tiempo 0.13 segundos esto durante 5 segundos. Se obtienen resultados de diferencias de ángulo rotor, velocidad angular y algunas gráficas propias de la batería.

En la Fig. 4.23 se puede ver que las oscilaciones son ligeras y de corta duración, la gráfica es muy similar a la Fig. 4.11 del caso. Se puede ver que el sistema es estable al final del tiempo de prueba.

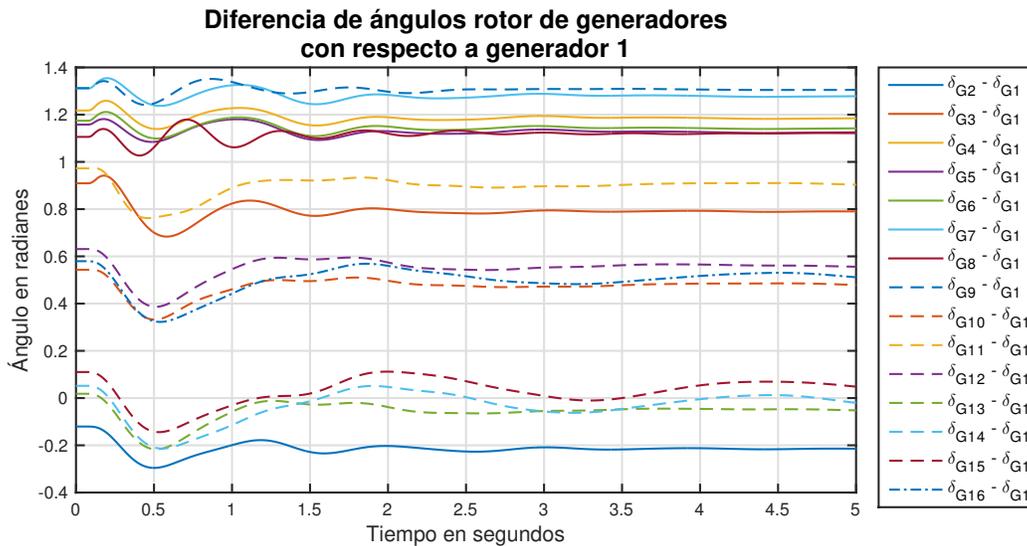


Fig. 4.23 Diferencia de ángulos rotor de generadores con respecto al generador 1 caso 4)

En la Fig. 4.24 es posible ver la velocidad angular de las máquinas, se observan oscilaciones un poco mayores a las del caso 1). La tendencia de las oscilaciones es a disminuir todas siguen una misma trayectoria lo que indica que el sistema es estable al final del periodo de prueba.

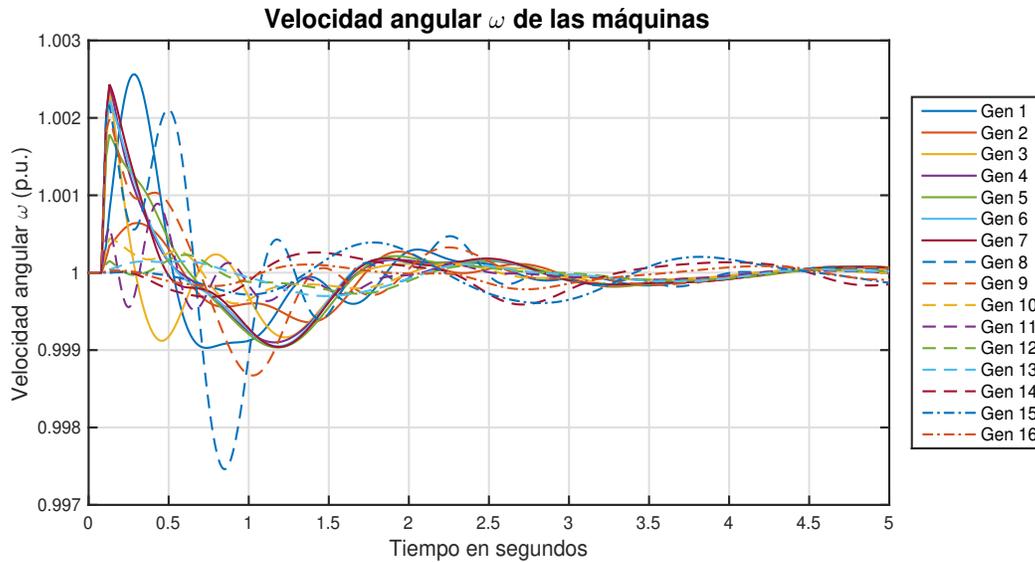


Fig. 4.24 Velocidad angular ω de los generadores caso 4)

En la Fig. 4.25 voltajes en terminales y en la Fig. 4.26 corrientes en las baterías se puede ver que son similares a lo ya observado en los casos 2) y 3), los voltajes muestran tendencia a que las baterías carguen y las corrientes indican que la mayor parte del tiempo las baterías están cargándose y que solo en dos periodos muestran que están descargándose.

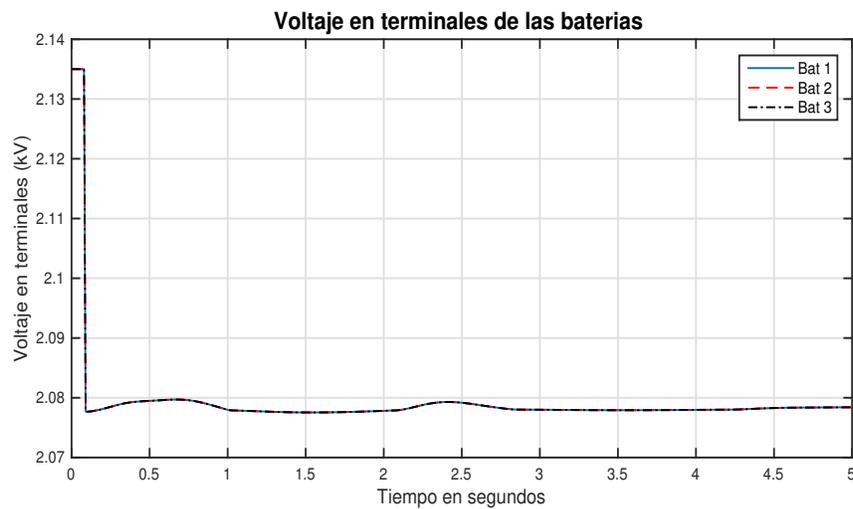


Fig. 4.25 Voltaje en terminales de las baterías caso 4)

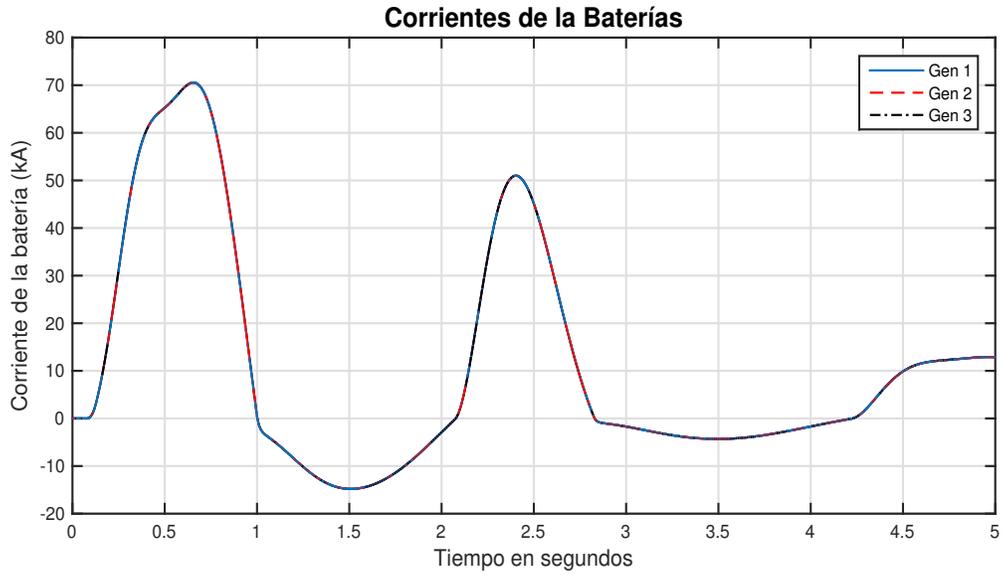


Fig. 4.26 Corriente de las baterías caso 4)

La Fig. 4.27 es muy similar a la de los casos 2) y 3) muestra que las baterías están cargándose y hay dos tiempos donde las baterías están descargándose, pero en general las baterías están cargándose.

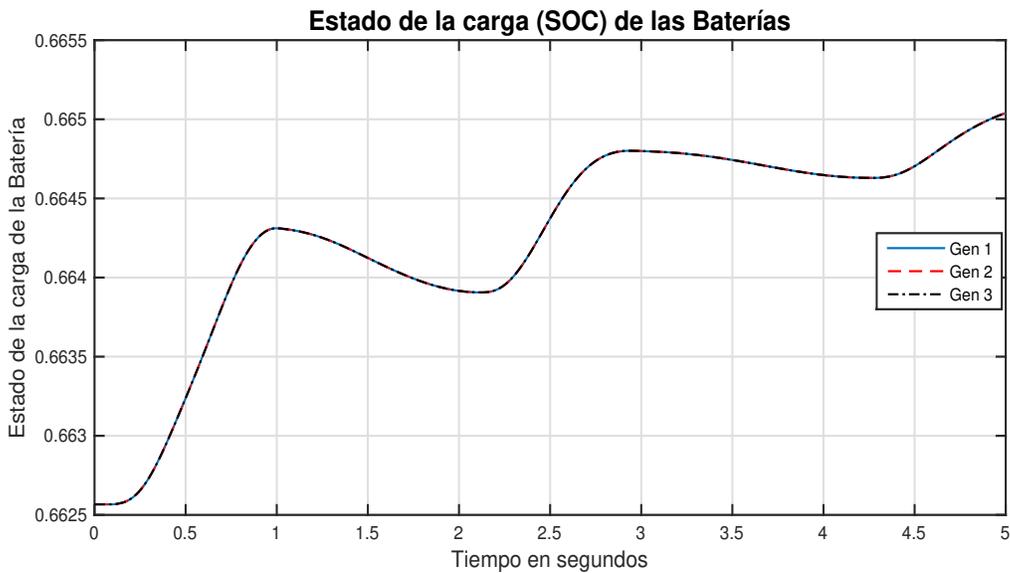


Fig. 4.27 Estado de la carga de las baterías caso 4)

Capítulo 5 Conclusiones y trabajos futuros

5.1 Conclusiones

El estado del arte indica que cada vez es más necesario el uso de sistemas de almacenamiento de energía ya sea para acompañar a la planta de generación a base de energías renovables o sola, de los sistemas de almacenamiento de energía destaca por su tamaño, practicidad y costo el que almacena la energía en baterías. De aquí la necesidad de conocer su desempeño y tener la posibilidad de manipularlo, de tal manera contribuya en una correcta operación del sistema de potencia bajo este nuevo escenario de generación intermitente y nuevos fenómenos indeseables que se presentan ante la ocurrencia de algún tipo de falla o cambios súbitos en la carga. Asimismo, el impacto que puede tener en la red eléctrica en la etapa de planeación y toma de decisiones.

El aplicar el modelo de un sistema eléctrico de potencia multimáquinas y la integración de la BESS para estudios de estabilidad transitoria ha permitido establecer una metodología de programación, que establezca la posibilidad de modificar algún componente o someter al sistema de potencia a diferente tipo de disturbio. Los resultados que se presentan en la tesis son al analizar dos sistemas de potencia, uno de 3 máquinas 9 nodos y un sistema de 16 máquinas. En el análisis que se presenta se puede observar los modos de operación de la batería, entonces la posibilidad de contribuir a la red cuando se presenta un disturbio.

Los resultados obtenidos demuestran el impacto de los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías sobre la estabilidad transitoria del sistema de potencia con n generadores, se puede observar que ante la presencia de una falla la potencia almacenada en la batería contribuye para minimizar los efectos indeseables de grandes caídas de tensión, manteniendo el sistema en sincronismo. Sin embargo, es necesario profundizar en esquemas de regulación que permitan definir estados de carga y descarga de manera precisa, para obtener una contribución mayor en el amortiguamiento de oscilaciones ante la presencia de fallas en el sistema. Para este estudio se ha empleado una BESS con batería de plomo-ácido.

5.2 Trabajos futuros

En este trabajo se está demostrando el impacto que tiene una BESS en un sistema con generadores convencionales, un trabajo futuro es el de analizar el impacto que tiene una o varias BESS al ser incluidas a un sistema con generadores eólicos o fotoceldas.

Otro trabajo futuro es el de estudiar el comportamiento de un grupo o varios grupos generador eólico-BESS en un sistema de potencia, la diferencia con el anterior es que en este caso el generador y la BESS se tratarían siempre en pares y estarían ubicados en el mismo nodo. Otro trabajo futuro es el de hacer lo mencionado, pero ahora con paneles fotovoltaicas.

Si bien se ha demostrado la operación de la BESS, es necesario incluir un lazo de control secundario que determine la forma de carga y descarga de las baterías considerando el estado actual de operación de la red. Por ejemplo, considerar las mediciones de magnitud de tensión y frecuencia de la red, para conseguir una contribución mayor del sistema y amortiguar fluctuaciones de potencia activa y reactiva. Asimismo, si se considera que el sistema de potencia puede tener diversos sistemas de control, una tarea importante es la sintonización correcta de las ganancias de cada uno de ellos, para que su aportación en la estabilidad transitoria del sistema sea positiva. Se debe considerar que si no se tiene una correcta sintonización de las ganancias de cada controlador su desempeño puede afectar la respuesta dinámica de los ángulos de los generadores y en general de los estados del sistema de potencia.

Referencias

- [1] J. K. Kaldellis y D. Zalfirakis, «The wind energy (r)evolution: A short review of a long story,» *Renewable Energy*, nº 36, pp. 1887-1901, 2011.
- [2] P. F. Ribeiro, B. K. Johnson, M. L. Crow, A. Arsoy y Y. Liu, «Energy Storage Systems for Advanced Power Applications,» *Proceedings of the IEEE*, vol. 89, nº 12, pp. 1744-1756, 2001.
- [3] C. A. Hill, M. C. Such, D. Chen, J. Gonzales y W. M. Grady, «Battery energy storage for enabling integration of distributed solar power generation,» *IEEE Transactions on smart grid*, vol. 3, nº 2, pp. 850-857, 2012.
- [4] T. F. o. T. & Definitions, S. D. P. Subcommitte y P. s. e. committee, «Proposed terms & definitions for power system stability,» *IEEE Transactions on power apparatus and systems.*, Vols. %1 de %2PAS-101, nº 7, pp. 1894-1898, 1982.
- [5] I. J. T. F. o. S. T. a. Definitions, «Definition and Classification of Power System Stability,» *IEEE Transactions on power systems.*, vol. 19, nº 2, pp. 1387-1401, 2004.
- [6] X. Y, Z. W, H. G, K. S y L. Z, «Cooperative control of distributed energy storage systems in a microgrid,» *IEEE Trans. Smart Grid*, nº 6, pp. 238-248, 2015.
- [7] N. R. M., «A survey on performance of photovoltaic systems in iran,» *Iranica J. Energy Environ*, nº 6, pp. 77-85, 2015.
- [8] O. Palizban y K. Kauhaniemi, «Energy storage systems in modern grids -Matrix of technologies and applications,» *Journal of energy storage*, nº 6, pp. 248-259, 2016.
- [9] B. Ge, W. Wang, D. Bi, C. B. Rogers, F. Z. Peng, A. T. de Almeida y H. Abu-Rub, «Energy storage system-based power control for grid-connected wind power farm,» *Electrical power and energy systems*, nº 44, pp. 115-122, 2013.
- [10] A. M. Kassem y A. M. Yousef, «Robust control of an isolated hybrid wind diesel power system using linear quadratic gaussian approach.,» *Int J Electr Power Energy Syst*, vol. 4, nº 33, pp. 1092-100, 2011.
- [11] L. Yong, H. Jinbo, Y. Jun y Z. Kai, «Power smoothing control strategy of direct-driven permanent magnet synchronous generator for wind turbine with pitch angle control and torque dynamic control.,» *Proc CSEE*, nº 29, pp. 71-7, 2009.
- [12] Z. Chen, M. Ding y J. Su, «Modeling and control for large capacity battery energy storage system,» *International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, pp. 1429-1436, 2011.
- [13] M. M. Aly, M. Abdel-Akher, S. M. Said y T. Senjyu, «A developed control strategy for mitigating wind power generation transients using superconducting magnetic energy storage with reactive power support,» *Electrical Power and Energy Systems*, nº 83, pp. 485-494, 2016.
- [14] A. R. Sparacino, G. F. Reed, R. J. Kerestes, B. M. Grainger y Z. T. Smith, «Surver of battery energy storage systems and modeling techniques.,» *Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [15] N. Lu, M. Weimar, Y. Makarov y C. Loutan, «An evaluation of the NaS battery storage potencial for providing regulation service in California,» *IEEE/PES power systems conference and exposition*, pp. 1-9, 2011.

- [16] X. Xu, M. Bishop, D. G. Oikarinen y C. Hao, «Application and modeling of battery energy storage in power systems.,» *CSEE Journal of power and energy systems*, vol. 2, n° 3, pp. 82-90, 2016.
- [17] H. J y N. F, «Sodium sulfur battery energy storage and its potencial to enable further integration of wind (wind to battery project),» Xcel Energy, Denver, CO., 2011.
- [18] L. (. Electric transmission Texas, «ETTexas Presidio NaS battery project. Austin Texas,» Sep 2009. [En línea]. Available: <http://www.ettexas.com/Projects/Presidio>.
- [19] «Smart microgrid project overview, fact sheet and components diagram. Oakland, CA.,» Marzo 2012. [En línea]. Available: <http://www.acgov.org/pdf/SRJMicrogrid.pdf>.
- [20] T. X, L. Q y W. H, «Advances and trends of energy storage technology in microgrid,» *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, n° 44, pp. 179-191, 2013.
- [21] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms , «Definition and Classification of Power System Stability,» *IEEE Transactions on power systems.*, vol. 19, n° 2, pp. 1387-1401, 2004.
- [22] P. Kundur, Power system stability and control, Palo Alto, CA: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [23] G. W. Stagg y A. H. El-Abiad, Computer Methods in Power System Analysis, Tokio, Japón: McGraw-Hill, 1968.
- [24] G. Andersson, Modelling and Analysis of Electric Power Systems, Zurich: ETH, 2008.
- [25] P. W. Sauer, M. Pai y J. H. Chow, Power System Dynamics And Stability 2da edition, Illinois: Wiley, 2016.
- [26] P. Kundur, Power system stability and control, Palo Alto, California: McGraw-Hill, Inc., 1994.
- [27] J. Chow y R. Graham, *Power System Toolbox Version 3.0*, Ontario, Canada, 1991-2008.
- [28] CENACE, «CENACE,» 29 octubre 2018. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx>. [Último acceso: 29 octubre 2018].
- [29] M. Reza Aghamohammadi y H. Abdolahinia, «A new approach for optimal sizing of battery energy storage system for primary frequency control of islanded Microgrid,» *Electrical power and energy systems*, n° 54, pp. 325-333, 2014.
- [30] J. W. Beck, D. Carrol, G. Gareis, P. Krause y C. M. Ong, «A computer study of battery energy storageand power conversión equipment operation,» *IEEE Trans. power appar.syst.*, n° 95, pp. 1064-1072, 1976.
- [31] G. E. Gareis, D. P. Carroll, C. M. Ong y P. Wood, «The interaction of battery and fuel cells with electrical distribution system:force commutated converter interface,» *IEEE Trans. power appar. syst.*, n° 96, pp. 1242-1250, 1977.
- [32] F. Lu, C. Liu y J. Wu, «Dynamic modelling of battery energy stotage system and application to power system stability.,» *IEE Proc.- Gener. Transm. Distrib.*, vol. 142, n° 4, pp. 429-435, 1995.
- [33] E. W. Kimbark, Direct current transmisión vol. I, Canada: John Wiley & sons, 1971.
- [34] G. Tian y J. H. Chow, *Simulation-based Investigation of Solar Plant Siting Strategies*, Troy, NY: Stanford University.
- [35] G. Tian y J. H. Chow, *Simulation Based Solar Plant Integration and Siting Strategy Study*, Troy NY: Rensselaer Polytechnic Institute.

Apéndice A

En este apéndice se presentan los datos de los dos sistemas utilizados para los casos de estudio. Los datos presentados son diagrama unifilar del sistema, datos de las maquinas síncronas, de las líneas de transmisión

A.1 Datos del sistema de 3 máquinas 9 nodos.

A continuación, se muestran el unifilar y las tablas con los datos principales del sistema.

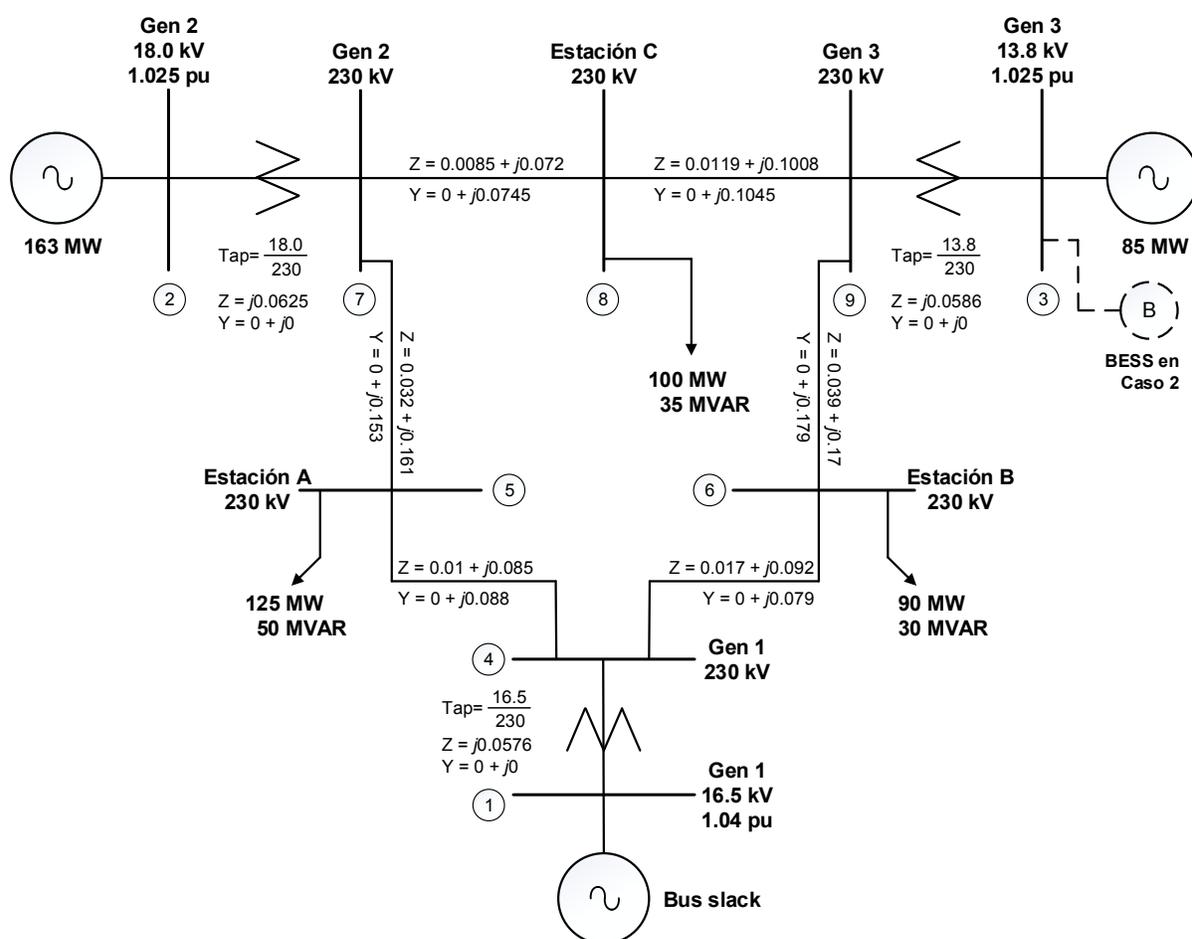


Fig. 0.1 Diagrama unifilar del sistema de 3 máquinas 9 buses

Tabla 0.1 Datos de buses del sistema de 3 máquinas 9 buses

Número de bus	voltaje (pu)	ángulo (grado)	P_{gen} (pu)	Q_{gen} (pu)	P_{carga} (pu)	Q_{carga} (pu)	G_{shunt}	B_{shunt}	Tipo de bus*
1	1.04	0	0.716	0.27	0	0	0	0	1
2	1.025	9.3	1.63	0.067	0	0	0	0	2
3	1.025	4.7	0.85	-0.109	0	0	0	0	2
4	1.026	-2.2	0	0	0	0	0	0	3
5	0.996	-4	0	0	1.25	0.5	0	0	3
6	1.013	-3.7	0	0	0.9	0.3	0	0	3
7	1.026	3.7	0	0	0	0	0	0	3
8	1.016	0.7	0	0	1	0.35	0	0	3
9	1.032	2	0	0	0	0	0	0	3

* Tipo de bus:

- 1 Bus swing
- 2 Bus generador (bus PV)
- 3 Bus (bus PQ)

Tabla 0.2 Datos de líneas de transmisión del sistema de 3 máquinas 9 buses

Desde bus	Hasta bus	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	line charging (pu)	Relación del tap
1	4	0	0.0576	0	1
4	5	0.01	0.085	0.176	0
6	9	0.039	0.17	0.358	0
3	9	0	0.0586	0	1
8	9	0.0119	0.1008	0.209	0
7	8	0.0085	0.072	0.149	0
2	7	0	0.0625	0	1
7	5	0.032	0.161	0.306	0
4	6	0.017	0.092	0.158	0

Tabla 0.3 Datos de las máquinas del sistema de 3 máquinas 9 buses

Número de maquina	1	2	3
Número de bus	1	2	3
MVA Base	100	100	100
Reactancia de fuga x_l (pu)	0	0	0
Resistencia r_a (pu)	0.00001	1E-05	0.00001
Reactancia síncrona eje-d x_d (pu)	0.146	0.8958	1.3125
Reactancia transitoria eje-d x'_d (pu)	0.0608	0.1198	0.1813
reactancia subtransitoria eje-d x''_d (pu)	0	0	0
Constante de tiempo circuito abierto eje-d T'_{do} (sec)	8.96	6	5.89
Constante de tiempo subtransitorio circuito abierto eje-d T''_{do} (sec)	0	0	0
Reactancia síncrona eje-q x_q (pu)	0.0969	0.8645	1.2578
Reactancia transitoria eje-q x'_q (pu)	0.0969	0.1969	0.25
Reactancia subtransitoria eje-q x''_q (pu)	0	0	0
Constante de tiempo cto abierto eje-q T'_{qo} (sec)	0.31	0.535	0.6
Constante de tiempo subtransitorio circuito abierto eje-q T''_{qo} (sec)	0	0	0
Constante de inercia H (sec)	23.64	6.4	3.01
Coefficiente de amortiguamiento d_o (pu),	10	10	10
Coefficiente de amortiguamiento d_1 (pu),	0	0	0
Número de barra	1	2	3
Factor de saturación S(1.0)	0	0	0
Factor de saturación S(1.2)	0	0	0
Fracción de potencia activa	1	1	1
Fracción de potencia reactiva	1	1	1

A.2 Datos del sistema de 16 máquinas 68 buses.

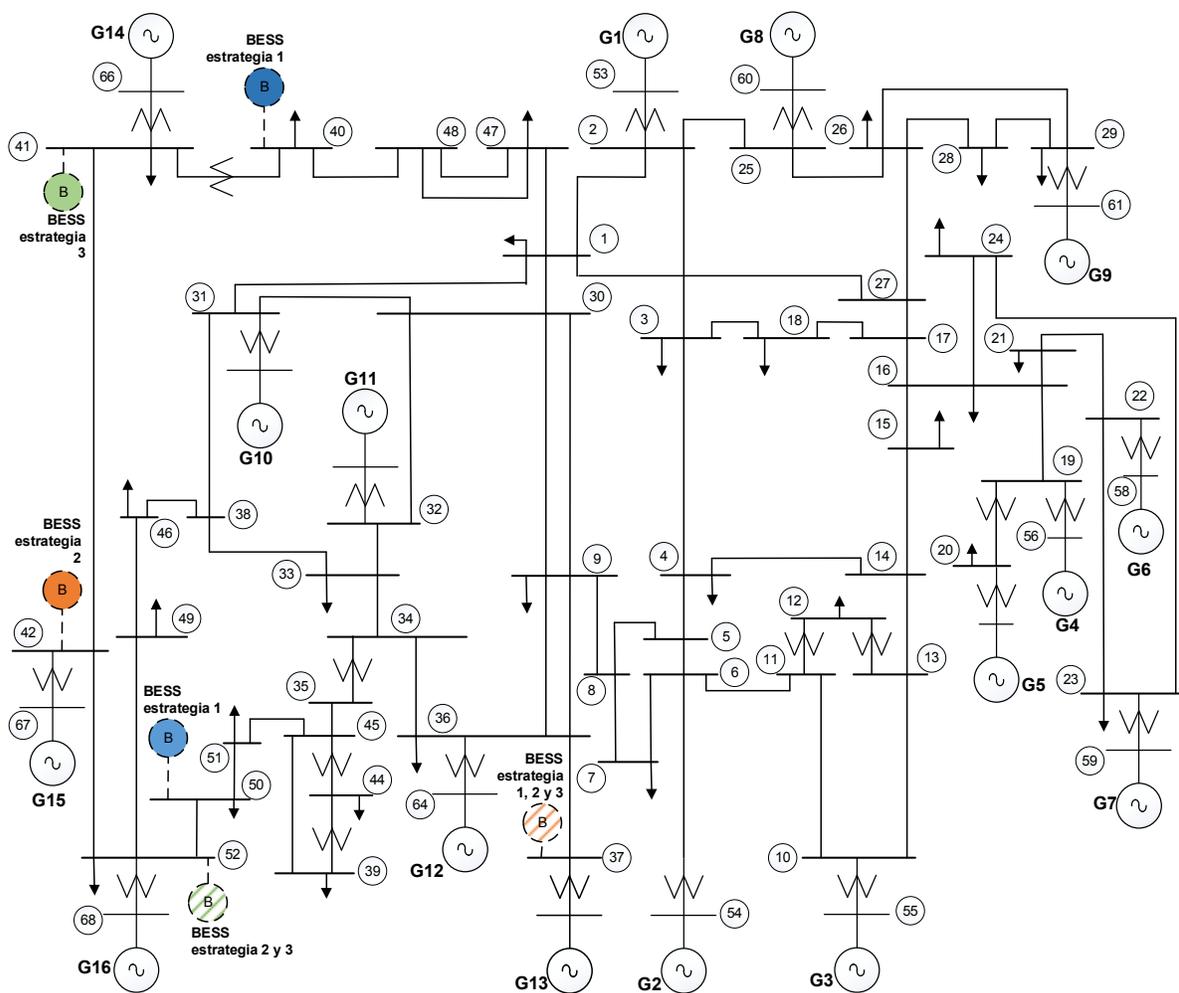


Fig. 0.2 Diagrama unifilar del sistema de 16 máquinas 68 buses

Tabla 0.4 Datos de buses de sistema de 16 máquinas 68 buses

Número de bus	voltaje (pu)	ángulo (degree)	P _{gen} (pu)	Q _{gen} (pu)	P _{carga} (pu)	Q _{carga} (pu)	G _{shunt}	B _{shunt}	Tipo de bus*
37	1	0	0	0	49.36	3	0	0	3
47	1	0	0	0	2.0312	0.3259	0	0	3
1	1	0	0	0	2.527	1.1856	0	0	3
2	1	0	0	0	0	0	0	0	3
3	1	0	0	0	3.22	0.02	0	0	3
4	1	0	0	0	5	1.84	0	0	3
5	1	0	0	0	0	0	0	0	3
6	1	0	0	0	0	0	0	0	3
7	1	0	0	0	2.34	0.84	0	0	3
8	1	0	0	0	5.22	1.77	0	0	3
9	1	0	0	0	1.04	1.25	0	0	3
10	1	0	0	0	0	0	0	0	3
11	1	0	0	0	0	0	0	0	3
12	1	0	0	0	0.09	0.88	0	0	3
13	1	0	0	0	0	0	0	0	3
14	1	0	0	0	0	0	0	0	3
15	1	0	0	0	3.2	1.53	0	0	3
16	1	0	0	0	3.29	0.32	0	0	3
17	1	0	0	0	0	0	0	0	3
18	1	0	0	0	1.58	0.3	0	0	3
19	1	0	0	0	0	0	0	0	3
20	1	0	0	0	6.8	1.03	0	0	3
21	1	0	0	0	1.74	1.15	0	0	3
22	1	0	0	0	0	0	0	0	3
23	1	0	0	0	1.48	0.85	0	0	3
24	1	0	0	0	3.09	-0.92	0	0	3
25	1	0	0	0	2.24	0.47	0	0	3
26	1	0	0	0	1.39	0.17	0	0	3
27	1	0	0	0	2.81	0.76	0	0	3
28	1	0	0	0	2.06	0.28	0	0	3
29	1	0	0	0	2.84	0.27	0	0	3
30	1	0	0	0	0	0	0	0	3
31	1	0	0	0	0	0	0	0	3
32	1	0	0	0	0	0	0	0	3
33	1	0	0	0	1.12	0	0	0	3
34	1	0	0	0	0	0	0	0	3

Número de bus	voltaje (pu)	ángulo (degree)	P _{gen} (pu)	Q _{gen} (pu)	P _{carga} (pu)	Q _{carga} (pu)	G _{shunt}	B _{shunt}	Tipo de bus*
35	1	0	0	0	0	0	0	0	3
36	1	0	0	0	1.02	-0.1946	0	0	3
38	1	0	0	0	0	0	0	0	3
39	1	0	0	0	2.67	0.126	0	0	3
40	1	0	0	0	-9.9837	0.2353	0	0	3
41	1	0	0	0	10	2.5	0	0	3
42	1	0	0	0	11.5	2.5	0	0	3
43	1	0	0	0	0	0	0	0	3
44	1	0	0	0	2.6755	0.0484	0	0	3
45	1	0	0	0	2.08	0.21	0	0	3
46	1	0	0	0	1.507	0.285	0	0	3
48	1	0	0	0	2.412	0.022	0	0	3
49	1	0	0	0	1.64	0.29	0	0	3
50	1	0	0	0	-8.64	-1.47	0	0	3
51	1	0	0	0	4.37	-1.22	0	0	3
52	1	0	0	0	24.7	1.23	0	0	3
53	1.045	0	0	0	0	0	0	0	3
54	0.98	0	0	0	0	0	0	0	3
55	0.983	0	7.64	0	0	0	0	0	2
56	0.997	0	7.46	0	0	0	0	0	2
57	1.011	0	6.19	0	0	0	0	0	2
58	1.05	0	8.14	0	0	0	0	0	2
59	1.063	0	6.74	0	0	0	0	0	2
60	1.03	0	6.54	0	0	0	0	0	2
61	1.025	0	9.14	0	0	0	0	0	2
62	1.01	0	5	0	0	0	0	0	2
63	1	0	10	0	0	0	0	0	2
64	1.0156	0	13.5	0	0	0	0	0	2
65	1.011	0	25.27	0	0	0	0	0	1
66	1	0	7.21	0	0	0	0	0	2
67	1	0	10	0	0	0	0	0	2
68	1	0	29.36	0	0	0	0	0	2

* Tipo de bus:

- 1 Bus swing
- 2 Bus generador (bus PV)
- 3 Bus (bus PQ)

Tabla 0.5 Datos de las líneas de transmisión del sistema de 16 máquinas 68 buses

Desde bus	Hasta bus	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Line charging (pu)	Relación del tap	Cambio de fase (grados)
1	2	0.007	0.0822	0.3493	0	0
1	30	0.0008	0.0074	0.48	0	0
2	3	0.0013	0.0151	0.2572	0	0
2	25	0.007	0.0086	0.146	0	0
2	53	0	0.0181	0	1.025	0
3	4	0.0013	0.0213	0.2214	0	0
3	18	0.0011	0.0133	0.2138	0	0
4	5	0.0008	0.0128	0.1342	0	0
4	14	0.0008	0.0129	0.1382	0	0
5	6	0.0002	0.0026	0.0434	0	0
5	8	0.0008	0.0112	0.1476	0	0
6	7	0.0006	0.0092	0.113	0	0
6	11	0.0007	0.0082	0.1389	0	0
6	54	0	0.025	0	1.07	0
7	8	0.0004	0.0046	0.078	0	0
8	9	0.0023	0.0363	0.3804	0	0
9	30	0.0019	0.0183	0.29	0	0
10	11	0.0004	0.0043	0.0729	0	0
10	13	0.0004	0.0043	0.0729	0	0
10	55	0	0.02	0	1.07	0
12	11	0.0016	0.0435	0	1.06	0
12	13	0.0016	0.0435	0	1.06	0
13	14	0.0009	0.0101	0.1723	0	0
14	15	0.0018	0.0217	0.366	0	0
15	16	0.0009	0.0094	0.171	0	0
16	17	0.0007	0.0089	0.1342	0	0
16	19	0.0016	0.0195	0.304	0	0
16	21	0.0008	0.0135	0.2548	0	0
16	24	0.0003	0.0059	0.068	0	0
17	18	0.0007	0.0082	0.1319	0	0
17	27	0.0013	0.0173	0.3216	0	0
19	20	0.0007	0.0138	0	1.06	0
19	56	0.0007	0.0142	0	1.07	0
20	57	0.0009	0.018	0	1.009	0
21	22	0.0008	0.014	0.2565	0	0
22	23	0.0006	0.0096	0.1846	0	0
22	58	0	0.0143	0	1.025	0

Desde bus	Hasta bus	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Line charging (pu)	Relación del tap	Cambio de fase (grados)
23	24	0.0022	0.035	0.361	0	0
23	59	0.0005	0.0272	0	0	0
25	26	0.0032	0.0323	0.531	0	0
25	60	0.0006	0.0232	0	1.025	0
26	27	0.0014	0.0147	0.2396	0	0
26	28	0.0043	0.0474	0.7802	0	0
26	29	0.0057	0.0625	1.029	0	0
28	29	0.0014	0.0151	0.249	0	0
29	61	0.0008	0.0156	0	1.025	0
9	30	0.0019	0.0183	0.29	0	0
9	36	0.0022	0.0196	0.34	0	0
9	36	0.0022	0.0196	0.34	0	0
36	37	0.0005	0.0045	0.32	0	0
34	36	0.0033	0.0111	1.45	0	0
35	34	0.0001	0.0074	0	0.946	0
33	34	0.0011	0.0157	0.202	0	0
32	33	0.0008	0.0099	0.168	0	0
30	31	0.0013	0.0187	0.333	0	0
30	32	0.0024	0.0288	0.488	0	0
1	31	0.0016	0.0163	0.25	0	0
31	38	0.0011	0.0147	0.247	0	0
33	38	0.0036	0.0444	0.693	0	0
38	46	0.0022	0.0284	0.43	0	0
46	49	0.0018	0.0274	0.27	0	0
1	47	0.0013	0.0188	1.31	0	0
47	48	0.0025	0.0268	0.4	0	0
47	48	0.0025	0.0268	0.4	0	0
48	40	0.002	0.022	1.28	0	0
35	45	0.0007	0.0175	1.39	0	0
37	43	0.0005	0.0276	0	0	0
43	44	0.0001	0.0011	0	0	0
44	45	0.0025	0.073	0	0	0
39	44	0	0.0411	0	0	0
39	45	0	0.0839	0	0	0
45	51	0.0004	0.0105	0.72	0	0
50	52	0.0012	0.0288	2.06	0	0
50	51	0.0009	0.0221	1.62	0	0
49	52	0.0076	0.1141	1.16	0	0

Desde bus	Hasta bus	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Line charging (pu)	Relación del tap	Cambio de fase (grados)
52	42	0.004	0.06	2.25	0	0
42	41	0.004	0.06	2.25	0	0
41	40	0.006	0.084	3.15	0	0
31	62	0	0.026	0	1.04	0
32	63	0	0.013	0	1.04	0
36	64	0	0.0075	0	1.04	0
37	65	0	0.0033	0	1.04	0
41	66	0	0.0015	0	1	0
42	67	0	0.0015	0	1	0
52	68	0	0.003	0	1	0
1	27	0.032	0.32	0.41	1	0

Tabla 0.6 Datos de las máquinas del sistema de 16 máquinas 68 buses

# maq.	1	2	3	4	5	6	7	8
# bus	53	54	55	56	57	58	59	60
MVA Base	1800	610.17	721.44	687.02	545.45	708.66	610.17	620.69
x_l (pu)	0.0125	0.035	0.0304	0.0295	0.027	0.0224	0.0322	0.028
r_a (pu)	0	0	0	0	0	0	0	0
x_d (pu)	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
x'_d (pu)	0.558	0.42529	0.38309	0.29954	0.36	0.35433	0.29898	0.35379
x''_d (pu)	0.45	0.30508	0.32465	0.24046	0.27273	0.28346	0.24407	0.27931
T'_{do} (sec)	10.2	6.56	5.7	5.69	5.4	7.3	5.66	6.7
T''_{do} (sec)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
x_q (pu)	1.242	1.7207	1.7098	1.7725	1.6909	1.7079	1.7817	1.7379
x'_q (pu)	0.504	0.3661	0.36072	0.27481	0.32727	0.3189	0.27458	0.31034
x''_q (pu)	0.45	0.30508	0.32465	0.24046	0.27273	0.28346	0.24407	0.27931
T'_{qo} (sec)	1.5	1.5	1.5	1.5	0.44	0.4	1.5	0.41
T''_{qo} (sec)	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035
H (sec)	2.3333	4.9494	4.9623	4.1629	4.7667	4.9107	4.3267	3.915
d_o (pu),	0	0	0	0	0	0	0	0
d_1 (pu),	0	0	0	0	0	0	0	0
# Bus	53	54	55	56	57	58	59	60
S (1.0)	0	0	0	0	0	0	0	0
S (1.2)	0	0	0	0	0	0	0	0
Fracción de P	1	1	1	1	1	1	1	1
Fracción de Q	1	1	1	1	1	1	1	1

# maq.	9	10	11	12	13	14	15	16
# bus	61	62	63	64	65	66	67	68
MVA Base	854.7	1065.1	1406.3	1782.2	12162	10000	10000	10112
x_l (pu)	0.0298	0.0199	0.0103	0.022	0.003	0.0017	0.0017	0.0041
r_a (pu)	0	0	0	0	0	0	0	0
x_d (pu)	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
x'_d (pu)	0.48718	0.48675	0.25312	0.55248	0.33446	0.285	0.285	0.35899
x''_d (pu)	0.38462	0.42604	0.16875	0.44554	0.24324	0.23	0.23	0.27809
T'_{do} (sec)	4.79	9.37	4.1	7.4	5.9	4.1	4.1	7.8
T''_{do} (sec)	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
x_q (pu)	1.7521	1.2249	1.7297	1.6931	1.7392	1.73	1.73	1.6888
x'_q (pu)	0.42735	0.47929	0.21094	0.49901	0.30405	0.25	0.25	0.30337
x''_q (pu)	0.38462	0.42604	0.16875	0.44554	0.24324	0.23	0.23	0.27809
T'_{qo} (sec)	1.96	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
T''_{qo} (sec)	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035	0.035
H (sec)	4.0365	2.9106	2.0053	5.1791	4.0782	3	3	4.45
d_o (pu),	0	0	0	0	8	6	6	8
d_1 (pu),	0	0	0	0	0	0	0	0
# Bus	61	62	63	64	65	66	67	68
S (1.0)	0	0	0	0	0	0	0	0
S (1.2)	0	0	0	0	0	0	0	0
Fracción de P	1	1	1	1	1	1	1	1
Fracción de Q	1	1	1	1	1	1	1	1