

Análisis de un esquema de regulación primaria de frecuencia en la microrred eléctrica de la Isla San Cristóbal aplicando un sistema de almacenamiento basado en baterías e inercia sintética

Analysis of a Primary Frequency Regulation Scheme in the Electric Microgrid of San Cristóbal Island Applying a Storage System Based on Batteries and Synthetic Inertia

Mgtr. Freddy Rodrigo Romero Bedón, Mgtr. William Armando Hidalgo Osorio, Mgtr. Paco Jovanni Vásquez Carrera, Mgtr. Paul Pazuña Naranjo, Mgtr. Johnatan Israel Corrales Bonilla

APRENDIZAJE

Junio, V°4-N°1; 2023

- ✓ **Recibido:** 02/03/2023
- ✓ **Aceptado:** 18/04/2023
- ✓ **Publicado:** 30/06/2023

INSTITUCIÓN

- Universidad Técnica De Cotopaxi

CORREO:

- ✉ freddy.romero9642@utc.edu.ec
- ✉ william.hidalgo7885@utc.edu.ec
- ✉ paco.vasquez@utc.edu.ec
- ✉ william.pazuna2@utc.edu.ec
- ✉ johnatan.corrales5518@utc.edu.ec

ORCID:

- 🌐 <https://orcid.org/0009-0007-8532-6120>
- 🌐 <https://orcid.org/0000-0001-6783-0947>
- 🌐 <https://orcid.org/0000-0003-4734-8584>
- 🌐 <https://orcid.org/0000-0003-0159-6734>
- 🌐 <https://orcid.org/0000-0003-0843-8704>

FORMATO DE CITA APA.

Romero, F. Hidalgo, W. Vásquez, P. Pazuña, P. Corrales, J. (2023) *Análisis de un esquema de regulación primaria de frecuencia en la microrred eléctrica de la Isla San Cristóbal aplicando un sistema de almacenamiento basado en baterías e inercia sintética*. Revista G-ner@ndo, V°4 (N°1), 1091-1117.

Resumen

La microrred de la Isla San Cristóbal en Galápagos, satisface su demanda de energía con generación térmica, quemando combustibles fósiles. Esto produce un impacto negativo al frágil y único ecosistema de las islas, es por ello que se busca desplazar esta forma de generación con fuentes de energía renovable (FER), principalmente la eólica y fotovoltaica. Al realizar esto, aparece el problema de la respuesta inercial para regular la frecuencia, luego de que ocurran desequilibrios entre la generación y la demanda, por fallos que pudiesen provocarse en el sistema. Esta regulación de frecuencia primaria la realizan, en los sistemas convencionales, los generadores sincrónicos de gran tamaño, pero al desplazar esta generación surge la necesidad de implementar estrategias alternativas de control tales como la inercia virtual o sintética. Para producir inercia sintética, una de las formas más factibles, es por medio de baterías o BESS (Battery Energy Storage System). Este trabajo introduce al sistema de la microrred de la isla San Cristóbal un BESS, para producir inercia sintética al producirse un desequilibrio entre la generación y la demanda, esto por medio de un control de regulación de frecuencia primaria. La implementación del control basado en inercia sintética, así como el análisis respectivo, se ejecutan el software DlgSILENT PowerFactory, en donde se modela la microrred y el control, para después realizar simulaciones que permitan establecer que tan beneficioso es el esquema propuesto.

Palabras clave: Regulación Primaria de Frecuencia, Inercia Sintética, BESS, microrred San Cristóbal, Fuentes de Energía Renovable.

Abstract

The microgrid on San Cristóbal Island in the Galapagos meets its energy demand with thermal generation, burning fossil fuels. This produces a negative impact on the fragile and unique ecosystem of the islands, which is why it seeks to displace this form of generation with renewable energy sources (RES), mainly wind and photovoltaic. When doing this, the problem of the inertial response to regulate the frequency appears, after imbalances occur between generation and demand, due to failures that could be caused in the system. This primary frequency regulation is carried out, in conventional systems, by large synchronous generators, but as this generation is displaced, the need arises to implement alternative control strategies such as virtual or synthetic inertia. To produce synthetic inertia, one of the most feasible ways is through BESS (Battery Energy Storage System). This work introduces a BESS to the microgrid system of San Cristóbal Island, to produce synthetic inertia when an imbalance between generation and demand occurs, this by means of a primary frequency regulation control. The implementation of the control based on synthetic inertia, as well as the respective analysis, are executed by the DlgSILENT PowerFactory software, where the microgrid and the control are modeled, to later carry out simulations that allow establishing how beneficial the proposed scheme is.

Keywords: Primary Frequency Regulation, Synthetic Inertia, BESS, San Cristóbal microgrid, Renewable Energy Sources.

Introducción

Cuando hay un evento de falla en el sistema, la generación y la demanda se desequilibran, lo que produce un cambio de frecuencia en el sistema. Entonces, la energía cinética almacenada en los generadores giratorios sincrónicos se libera, lo que ralentiza la disminución de frecuencia para dar tiempo a otros generadores, u otros mecanismos de compensación (baterías) para que restablezcan el equilibrio. Ahora, cuando la masa giratoria es reemplazada por energía eólica (basado por ejemplo en generadores *full converters*) o solar (fotovoltaica), la cual no tiene masa giratoria, la disponibilidad de inercia se ve afectada. Como no hay masa giratoria síncrona, a esto se le llama generación asíncrona. Algo similar ocurre en caso de la implementación de baterías (BESS), en la que los convertidores provocan una operación completamente asíncrona. Entonces, surge la problemática de que debido a estos generadores asíncronos se provocarán disminuciones de frecuencia más pronunciadas en el sistema; y, por lo tanto, una reducción de la fiabilidad del sistema debido a la ausencia de la inercia. (Sterling, 2020)

En estos escenarios, es necesario explorar alternativas que reemplacen la pérdida de la inercia que sufre la red, ante lo cual se ha desarrollado una tecnología de control de los convertidores electrónicos, a la cual se llama “inercia sintética”. Entonces, en el presente trabajo se propone analizar la implementación de este enfoque de inercia sintética en la microrred de la isla San Cristóbal, demanda de una particular atención en cuanto al uso de energías limpias. El constante transporte de combustibles fósiles por medio marítimo hacia las Islas hace que se incremente la probabilidad de que se produzcan accidentes y derrames. Así mismo y debido al uso de combustibles fósiles

para generación de electricidad, se emiten gases nocivos para el medio ambiente, provocando significantes impactos ambientales en una zona que posee un elevado endemismo que permite separarla como una región biogeográfica única, constituyéndose en un refugio de especies amenazadas y un atractivo turístico. Por tanto, no basta con que exista una microrred y se logre disminuir el consumo de combustibles fósiles en la isla, se debe hacer de ese sistema uno que opere de manera óptima y con estándares de calidad para los usuarios. Además, se debe garantizar estándares mínimos de seguridad ante posibles contingencias, por lo que se hace necesario actualizar el sistema de forma de hacer frente a problemas de regulación de frecuencia cuando se incremente la penetración de fuentes de energía renovable (FER) y desplace más y más a los generadores de combustión interna existentes actualmente. Es allí donde entra la inercia sintética aplicándola con sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías (BESS).

1. MICRORRED DE LA ISLA SAN CRISTÓBAL

En Ecuador, por su ubicación geográfica, las islas Galápagos se convierten en Microrredes naturales. Existen cuatro islas pobladas: San Cristóbal, Santa Cruz-Baltra, Isabela y Floreana, constituyendo cada una de ellas un sistema aislado y autónomo, alimentado por una combinación de fuentes renovables y convencionales (generadores térmicos basados en motores de combustión interna MCI). El parque generador de estas islas está compuesto en su mayoría por centrales termoeléctricas, seguida por centrales de generación de fuente renovable como: parques eólicos, motores duales que utilizan biocombustibles (aceite de piñón), centrales fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento de energía. Características generales de estos sistemas se detallan en la Tabla 1.

Tabla 1: Potencia nominal instalada en Galápagos

| Isla | Térmico [kW] | Eólico [kW] | Fotovoltaica [kW] | Baterías [kW] |
|---------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------------|---|
| San Cristóbal | 8390 | 2400 | 12,5 | |
| Santa Cruz – Baltra | 13900 | 2250 | 1565 | 4000 Pb- Acido 268 Ion- litio |
| Isabela | 2850 | ---- | ---- | |
| Floreana | 283 (138 Dual) | ---- | 21 | 192 |

Si bien en los cuatro sistemas de las islas existe un parque generador mixto que combina generación convencional con renovable intermitente, también existe el proyecto Conolophus que está en fase de adjudicación y que está orientado a implementar una microrred justamente en Galápagos, pero en la isla Santa Cruz. En este sentido, resulta innovador explorar alternativas para compensar la futura pérdida de inercia que además permita implementar este concepto de microrred inteligente. Por lo tanto, se define al sistema de la isla San Cristóbal como el que será motivo de análisis en este trabajo.

1.1. Operación de la Inercia Sintética

El funcionamiento de las fuentes de inercia sintéticas consiste en tomar o “inyectar” potencia activa adicional a un SP (Sistemas de Potencia), dependiendo de la dirección identificada y del valor del cambio de frecuencia en el SP. Esto debería limitar la dinámica y el rango de cambios de frecuencia en el SP. La identificación de la dirección de los cambios de frecuencia debe realizarse a través de sistemas de automatización apropiados instalados en estas fuentes y en los SP.

Se espera que la operación de las fuentes de inercia sintética comience lo antes posible después de que ocurra una perturbación en el SP. Entonces los cambios de frecuencia son los más grandes y están condicionados únicamente por la inercia del SP. (Szablicki et al., 2018)

En aras de limitar la desviación de frecuencia con respecto al de su valor nominal y mantener el SEP estable y seguro, son necesarias de acciones adicionales a la respuesta inercial. En la Fig. 1, se observa la respuesta primaria que se activa ante una eventual contingencia. Esta respuesta está en el aumento de la potencia generada por las máquinas sincrónicas y la reducción de carga llevada a cabo a través de los esquemas de alivio de carga. Con el objetivo de evitar que la frecuencia alcance valores peligrosos, y con esto producir un colapso total del SEP. Por otro lado, esta respuesta primaria estabiliza la frecuencia del sistema en un nuevo valor de estado estacionario que es menor mínimamente al valor nominal. Luego de esta respuesta primaria se activa la respuesta secundaria cuyo principal objetivo es llevar el valor de frecuencia del sistema a su valor nominal.

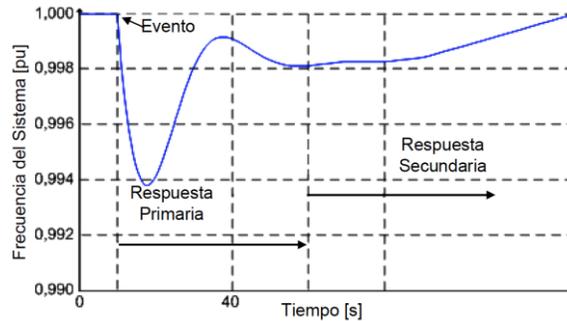


Figura ¡Error! No hay texto con el estilo especificado en el documento.: Respuesta primaria y secundaria ante un evento de subfrecuencia (Schwaegerl & Tao, 2013).

Las acciones primarias y secundarias dan lugar al concepto de regulación de frecuencia, la cual a su vez puede estar categorizada en regulación automática y regulación manual. La primera responde automáticamente a la desviación de frecuencia con respecto a su valor nominal o a al ROCOF (*Rate Of Change Of Frequency*), excediendo un umbral especificado.

1.1.1 Requerimientos de un BESS para ser una fuente de inercia sintética

La tecnología utilizada en los ES (*Energy Storage*) determina su comportamiento durante perturbaciones en los SEP. Determina la “respuesta” cuantitativa y cualitativa de los ES a los cambios de frecuencia en los SEP. Los ES diseñados para funcionar como fuentes de inercia sintéticas deben exhibir las siguientes propiedades:

- Respuesta rápida (milisegundos, como máximo decenas de milisegundos) a los cambios de frecuencia en un SP;
- Al menos algunos segundos (preferiblemente más de diez segundos) posibilidad de generar o consumir potencia activa, preferiblemente igual a la potencia nominal ES;

- Gran libertad de cambio entre la generación de energía y consumo;
- Gran gradiente de generación o consumo de energía cambia de gradiente;
- Rango amplio (idealmente cercano a la potencia nominal ES) de cambios en la generación y el consumo de energía;
- Posibilidad de cooperación continua entre los ES y SEP (dictado por la falta de posibilidad de predecir el momento de ocurrencia de la perturbación en el SP, si fuera necesario habilitar el ES solo después de identificar la perturbación en el SP);
- Gran número de ciclos de consumo y generación de energía en la operación a largo plazo, así como alta madurez tecnológica y adecuación prácticamente comprobada para el SP.

1.1.2 Normas de subfrecuencia y sobrefrecuencia

Para mantener el sistema de la microrred estable, los umbrales en donde la frecuencia debe mantenerse para no permitir que los sistemas de protecciones de los generadores se activen y a la vez que no sufran averías severas que pudieran llevar a un apagón total (*black out*) viene dado por la norma:

- Las normas IEC 60034-3 y el estándar C50.13 de la IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) establecen el valor mínimo de frecuencia en 0,95 pu, para funcionamiento de los generadores.
 - Los generadores también pueden desconectarse por eventos de sobrefrecuencia. Así, muchos códigos de red europeos establecen que los generadores deben desconectarse cuando la frecuencia aumenta más de 1,03 pu.
-

1.2. Centrales en San Cristóbal

El sistema de generación en la isla San Cristóbal, actualmente, dispone de las siguientes centrales de generación:

- El parque Eólico San Cristóbal, ubicado en el cerro “El Tropezón”, parroquia El Progreso, el cual dispone de 3 turbinas de 800 kW con una potencia total instalada de 2,4 MW.
- Se dispone de 9,3 MW en capacidad térmica diésel instalado, con el detalle que se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3: Parque Térmico en la Isla San Cristóbal

| Unidad No. | Año de Fabricación | Potencia Nominal [kW] | Potencia Efectiva [kW] |
|------------|--------------------|-----------------------|------------------------|
| 1 | 1991 | 650 | 560 |
| 2 | 2009 | 986 | 880 |
| 3 | 1993 | 650 | 560 |
| 4 | 1993 | 650 | 560 |
| 5 | 2014 | 1000 | 920 |
| 6 | 2014 | 850 | 760 |
| 7 | 2015 | 1700 | 1500 |
| 8 | 2015 | 1700 | 1500 |
| 9 | 2011 | 1100 | 960 |

Por medio de una donación complementaria se instalaron 2 sistemas fotovoltaicos, uno ubicado en la Escuela Pedro Pablo Andrade y el otro en la cubierta de la sala de control de la subestación, los cuales se encuentran conectados a la red de distribución de ELEGALAPAGOS en baja tensión. La capacidad instalada de los sistemas fotovoltaicos es de 0,012 MW y cada sistema cuenta con su equipo propio de medición de energía.

La microrred se encuentra compuesta por un sistema de distribución eléctrica en medio y bajo voltaje, sistemas de generación que comprenden generación eólica, generación a térmica a diésel, generación fotovoltaica, un BESS de ion-litio y cargas distribuidas en distintos nodos de la microrred, como se ve en la Fig. 2.

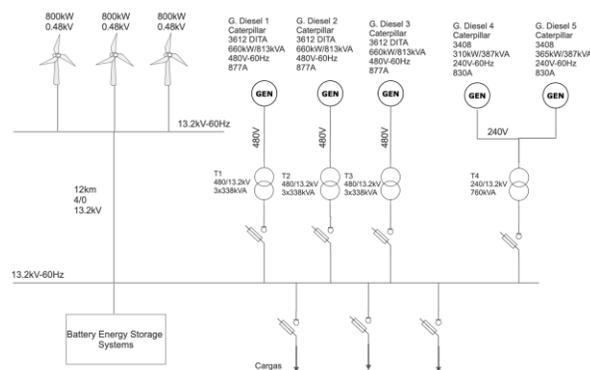


Figura 2: Diagrama eléctrico del sistema aislado de la Isla San Cristóbal.

2. Modelado del sistema de almacenamiento de energía en baterías y de su control basado en inercia sintética

El bloque de alimentación del sistema de almacenamiento de energía de la batería incluye un sistema de control y de enfriamiento, convertidores, circuitos de filtro de CC y armónicos y las cadenas de baterías. Usando una estrategia de control adecuada, el

BESS puede suministrar un cambio rápido de potencia activa y reactiva en ambas direcciones, proporcionando así control en los cuatro cuadrantes del plano P-Q. Por lo tanto, el dispositivo BESS es capaz de mejorar el rendimiento del control de frecuencia de carga al ofrecer una rápida compensación de potencia activa. Además, un dispositivo BESS como se muestra en la Fig. 3 es reconocido por su disponibilidad tecnológica, su alta confiabilidad y eficiencia, su modularidad y la compatibilidad ambiental.

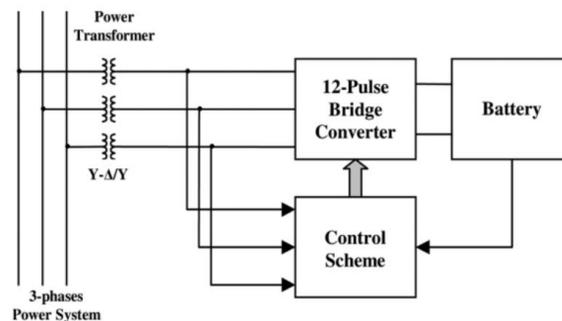


Figura 3: Diagrama de conexión y estructura del BESS (Mercier et al., 2009).

2.1. Modelo Dinámico del BESS

Las simulaciones realizadas utilizan modelos, tanto en modo de operación de carga como de descarga, derivados del circuito equivalente de la Fig. 4 para permitir un estudio de estabilidad. A este respecto, hay que tener en cuenta el hecho de que el voltaje de la batería no es constante y depende de las condiciones de funcionamiento. Además, se introduce pequeños retrasos de tiempo debido a la rápida pero no despreciable respuesta de tiempo. De acuerdo con el análisis del circuito del convertidor / batería como se muestra en la Fig. 4 y utilizando la estrategia de control de modulación P, el modelo dinámico del BESS incremental se implementa en software *DigSILENT PowerFactory*. El esquema de control se da como una función de transferencia de primer orden, que

tiene una ganancia K_{BP} y una constante de tiempo T_{BP} , entre la desviación de frecuencia $\Delta\omega$ y la potencia del BESS incremental para absorber/inyectar ΔP_{BESS} .

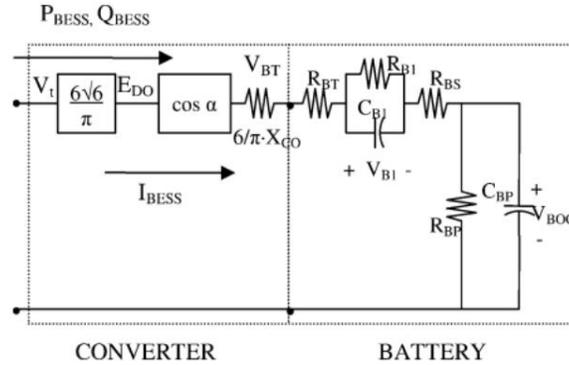


Figura 4. Circuito equivalente del dispositivo BESS (Mercier et al., 2009).

2.2. Sistema Investigado

Aplicando el sistema BESS a la microrred de la Isla San Cristóbal en Galápagos, modelando el sistema en el software *DigSILENT PowerFactory*, de acuerdo a la estructura de la Fig. 5.

Cada unidad generadora se modela con su sistema de control de velocidad y su correspondiente turbina. Los ejes respectivos se incluyen dentro de la suma de las constantes de inercia de todas las máquinas rotativas, a saber $\sum H_i$. Todas las contribuciones de los generadores en el sistema de energía se suman para obtener el equivalente de una sola máquina en la red. La diferencia con la carga total se usa luego en la ecuación de oscilación básica. La frecuencia de la red se obtiene fácilmente de la ecuación dinámica del rotor dada a continuación: (Mercier et al., 2009).

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0}{2 \sum_i H_i} \left(\sum_i P_{M_i} - \sum_i P_{L_i} \right) \quad (1)$$

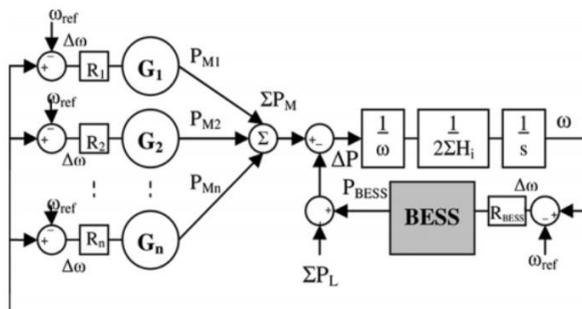


Figura 5. Esquema de la estructura del sistema de potencia LFC (Load-Frequency control) (Mercier et al., 2009).

Es necesario contar con una alternativa eficiente y amigable con el medio ambiente que mejore la regulación de frecuencia en MREs con elevada penetración de FERs. En este contexto, los BESS surgen como una alternativa viable para ser implementada en MREs (E. Espejo, 2018). Se ha propuesto mejorar la RPF en MREs haciendo uso de BESS más específicamente baterías de ion-litio junto con dispositivos convertidores basados en electrónica de potencia, para ejecutar inercia sintética.

2.3. Estrategia de Modelado y Control del BESS

Es deseable emular las características que se pueden utilizar para ayudar con el control de frecuencia, como la respuesta inercial, la amortiguación y el control de caída (*droop control*) (respuesta de frecuencia primaria). Los tres tipos de controladores de soporte de frecuencia involucrados en el BESS se muestran en el diagrama de bloques, Figura 6. La potencia de salida del BESS se puede sintetizar de acuerdo con la siguiente ecuación: (E. Espejo, 2018)

$$P_{BESS} = K_i \frac{df}{dt} - K_D (f - f_0) + \frac{f - f_0}{R} \quad (2)$$

Donde, f es la frecuencia medida, f_0 es la frecuencia nominal, K_i es la ganancia inercial, K_D es la ganancia de amortiguación, y R es la ganancia de caída (*Droop*). Los valores de las tres constantes de control usados en el presente trabajo se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4: Constantes de control usadas en el proyecto (E. Espejo, 2018).

| Sistema | Constante de inercia K_i (s) | Constante de amortiguamiento K_D (s) | Droop constant R (s) |
|---------|-----------------------------------|---|---------------------------|
| BESS | 0,05 | 0,03 | 0,0045 |

El control inercial del BESS depende de la derivada de la frecuencia, La importancia de la respuesta inercial de la batería es que puede crear un cambio en el ROCOF (*Rate of change of frequency*), proporcionando soporte de frecuencia al sistema. El control de caída también juega un papel vital en la regulación de la frecuencia del sistema al bloquear la potencia de salida del BESS con la demanda para evitar que el sistema colapse. La respuesta de amortiguación del BESS tiene la misma importancia que los controladores anteriores.

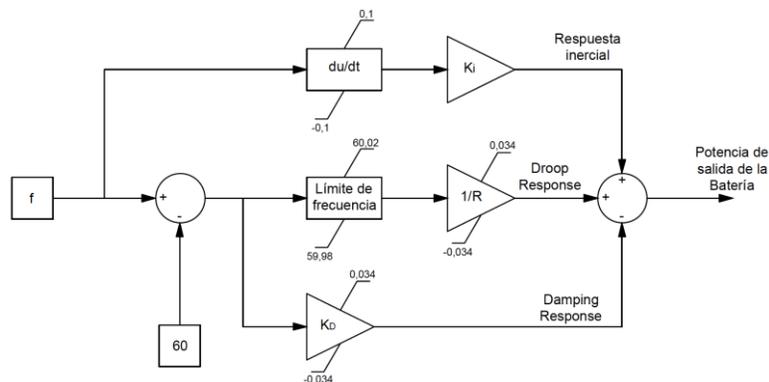


Figura 6: Diagrama de bloques de una estrategia de control integrado para el BESS.

Por lo tanto, es importante controlar la carga y descarga de la batería. El control SOC (*State of Charge*) es el más popular. El SOC del BESS se calcula mediante la siguiente ecuación,

$$SOC_{BESS} = SOC_{initial} - \frac{\int P_{BESS} dt}{E_{ESS}} \cdot 100 \quad (3)$$

Donde, E_{ESS} es la energía del BESS. Para el funcionamiento seguro y una mayor vida útil de la batería, se recomienda mantener el SOC de la batería del 20% al 80%. Entonces, si el SOC de la batería es superior al 20% y menos del 80%, suministrará la energía y si el SOC de la batería es inferior al 20%, comenzará a cargarse.

$$P_{BESS} = \begin{cases} > 0,20\% < SOC < 80\%, Descarga BESS \\ 0,20\% > SOC > 80\%, Carga BESS \end{cases} \quad (4)$$

La Fig. 7 representa el diagrama de bloques de todo el sistema de control del BESS. Primero, el sensor de frecuencia medirá la frecuencia de salida de generación térmica a diésel y determinará si la frecuencia está dentro de los límites permitidos. Si la frecuencia satisface los límites permitidos, la operación continuará sin emplear el BESS, pero si la frecuencia se desvía de los límites permitidos, inmediatamente activará una de las dos opciones. Una opción será cargar el BESS si la frecuencia excede el límite superior (60Hz) y la otra opción se activará si la frecuencia disminuye desde el límite inferior (59,25Hz). El sistema calculará automáticamente el SOC del BESS en este segundo caso de baja frecuencia y verificará si el SOC está dentro de sus límites de operación segura (20% a 80%). Si está cumpliendo con los límites, el BESS comenzará su operación para ayudar con la frecuencia general del sistema, pero si en el caso de

que el SOC se desvíe de sus límites permitidos, el sistema se activará el deslastre de carga por baja frecuencia.

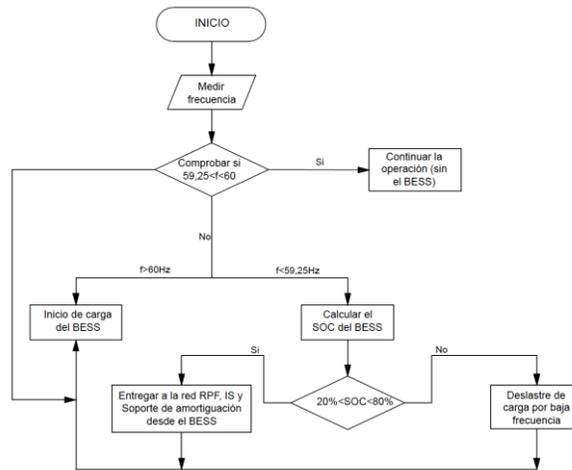


Figura 7. Representación del diagrama de bloques del sistema de control.

3. MODELADO DE LA MICRORRED

En la Fig. 8 se muestra la red modelada en el software.

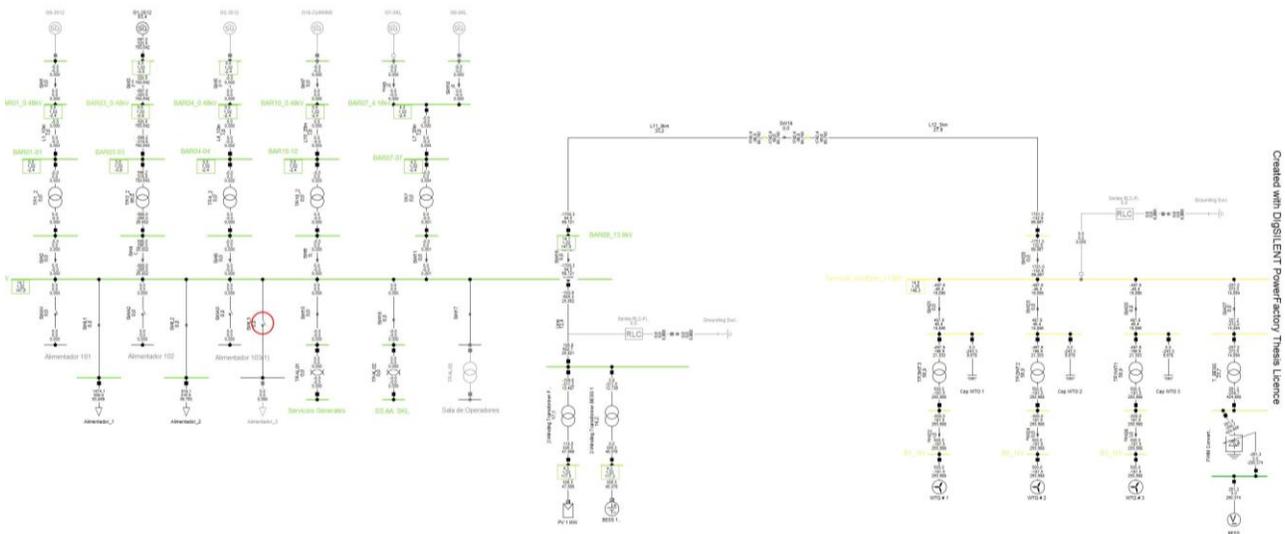


Figura 8: Microrred de la Isla San Cristóbal modelado en el software *DigSilent Power Factory*.

3.1. Modelo del Controlador de Frecuencia

Durante una perturbación de la frecuencia del sistema, se pierde el equilibrio de potencia de generación/demanda, la frecuencia del sistema cambiará a una velocidad inicialmente determinada por la inercia total del sistema (H_T). Las fuentes de energía y los BESS conectados a la red mediante convertidores de potencia nominal total tienen el potencial de proporcionar una respuesta de frecuencia muy rápida. (Gonzalez-Longatt & Alhejaj, 2016).

El controlador permite descargar la batería de forma controlada produciendo una potencia adicional en forma de potencia inercial. El controlador de inercia sintético puede entenderse como un bucle simple que aumenta la salida de energía eléctrica del PCS durante las etapas iniciales de un evento significativo de bajada de frecuencia. La potencia de inercia o la potencia producida durante la perturbación de la frecuencia del sistema se calcula utilizando el equivalente a la ecuación de oscilación de un generador síncrono, ec. (5).

$$\Delta P = 2fH_{syn} \frac{df}{dt} \quad (5)$$

donde H_{syn} representa el valor de la inercia sintética (seg) y f es la frecuencia del sistema (p.u.). La implementación del controlador de inercia sintética se muestra en la Fig. 9. Es importante señalar la inercia sintética H_{syn} , representa la ganancia del controlador proporcional en el controlador de frecuencia.

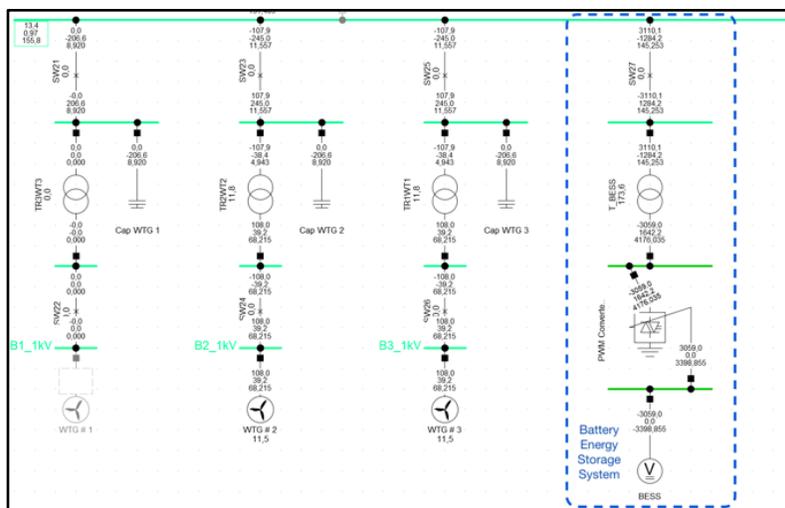


Figura 9: Parte de la microrred de la Isla San Cristóbal incorporado el BESS.

3.2. Programación en DSL del Modelo

En esta sección se verá brevemente la compilación de los sistemas modelados en *DigSilent Power Factory* mediante la programación en DSL (*DigSilent Simulation Language*).

3.2.1 Implementación del modelo del BESS en PF

El modelo del BESS consta de tres pasos: transformación de energía eléctrica a otra forma de energía, almacenamiento de energía y la reconversión de la energía de nuevo en eléctrica y consta con dos subsistemas principales: (i) un sistema de conversión de energía (PCS) y un sistema de almacenamiento de energía (ESS). En la Fig. 10 se puede observar la implementación del *Battery Frame*, la programación DSL en el diagrama de bloques, el ingreso de los parámetros de cada bloque y obtener el modelo compuesto del modelo de la batería ingresado en PF.

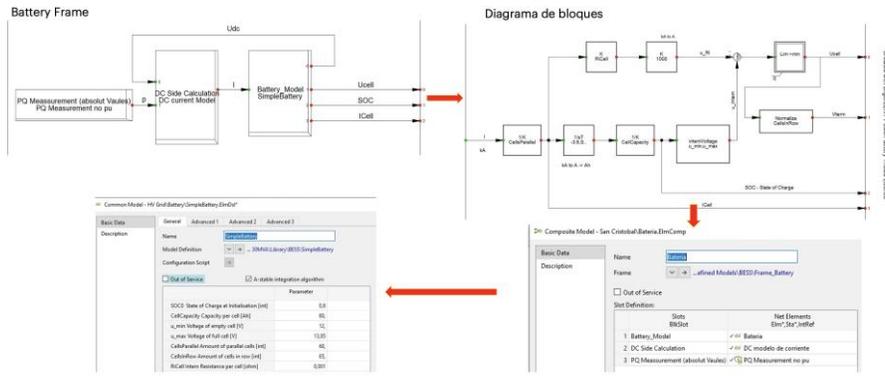


Figura 10: Programación en DSL del BESS.

3.2.2 Implementación del control de frecuencia por inercia sintética

En la Fig. 11 se observa todos los componentes del *frame* del control de la batería, en donde los importantes son el controlador de la frecuencia en donde está ingresado los bloques de la ecuación de transferencia de la ec. (2), esquematizado en la Fig. 5. Además de los parámetros del controlador establecidos en la Tabla 4.

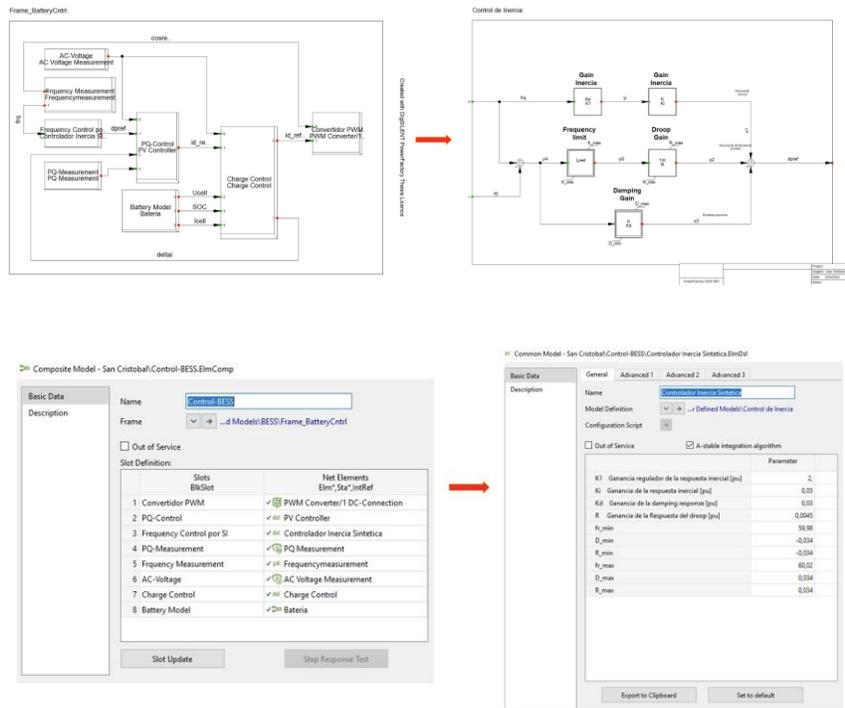


Figura 11: Control de frecuencia por inercia sintética.

3.2.3 Potencias de generación nominales de los principales elementos de la microrred modelada

En la Tabla 5 se muestra las potencias activas que entran en ejecución en las simulaciones realizadas para obtener los resultados del presente proyecto.

Tabla 5: Potencias de generación nominales de los principales elementos de la microrred modelada.

| Componente | Potencia nominal de generación o consumo |
|----------------------------|---|
| Generador Diesel | 650 kW |
| Parque de turbinas Eólicas | 3x500 kW=1500 kW |
| Generación Fotovoltaica | 557,7 kW |
| BESS | $\pm 3,5 MW$ |
| Carga | -2,4026 MW |

4. RESULTADOS

En los siguientes gráficos se podrá observar a la microrred de la Isla San Cristóbal, en primer lugar, en su funcionamiento normal sin contingencias y después a la microrred reaccionar ante una perturbación que la llevará a un desequilibrio entre la generación y la demanda ocasionando una caída en la frecuencia.

4.1. Funcionamiento Sin Contingencias

La Fig. 12 muestra los resultados de la simulación de la operación de la microrred sin tomar en cuenta el BESS con control de inercia sintética y también sin ninguna contingencia en el sistema. Se toma como criterio de evaluación que la frecuencia no debe caer por debajo de 0,95 pu, el cual es el límite en donde se activan los esquemas de desconexión de carga. Al inicio de la simulación aparece oscilaciones en los primeros segundos, es por la actuación de los sistemas de control para adquirir un funcionamiento en estado estacionario.

Otro resultado que se muestra en la Fig. 12 son las variaciones temporales de la frecuencia del sistema que debe mantenerse por encima de 0,95 pu evitando que se active el sistema de desconexión de carga, y, a la vez de incurrir en costos por energía no suministrada. Y la otra magnitud es la velocidad del Generador Diésel G1-CAT-3512 de 812,5kVA/650kW, que se encuentra entregando energía al sistema.

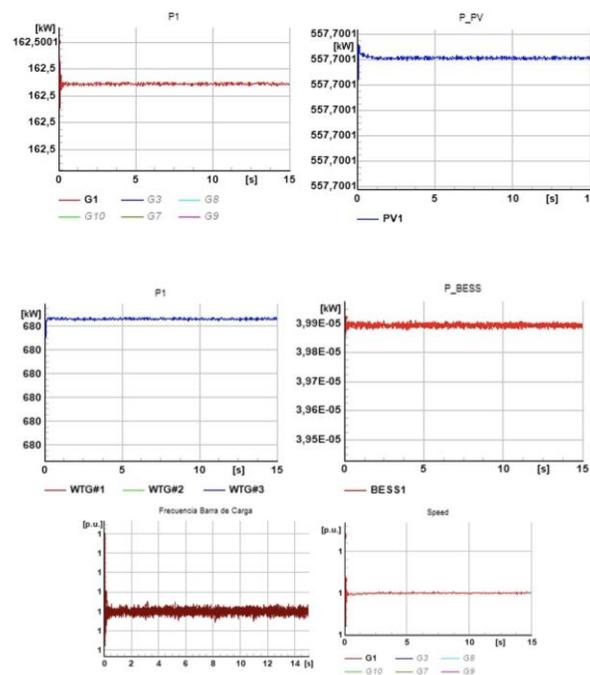


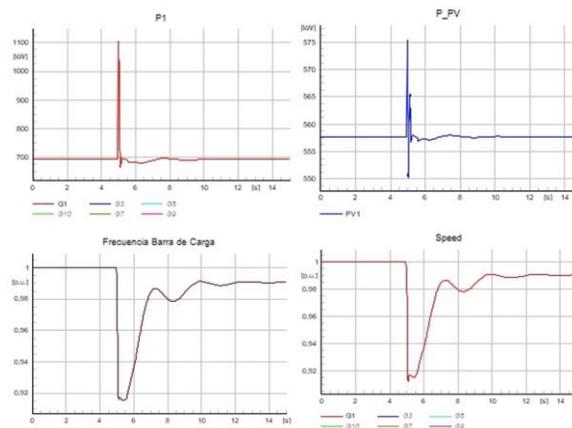
Figura 12: Magnitudes del SEP sin contingencias.

4.2. Salida de Generación

En esta sección se observa a la microrred reaccionando ante una perturbación en la que se desconecta un generador eólico de 800 kW.

4.1.1 Simulación sin el BESS y sin el control de inercia sintética

Al producirse la salida de generación se produce un desbalance produciendo un pico en el generador diesel (P1) que es el responsable de inyectar inercia al sistema, esto conlleva a que la velocidad de rotación se vea afectada (Speed) que decae de igual forma como se observa en la Fig. 13.

**Figura 13: Magnitudes del SEP con la salida súbita generación eólica.**

Se puede observar que en la medición de frecuencia de la barra de carga sobrepasa el límite de subfrecuencia de 0,95 pu.

4.1.2 Simulación con el BESS y con el control de inercia sintética

Al producirse la misma contingencia de la salida del generador eólico pero esta vez con el control por inercia sintética y las baterías en línea, se observa como las magnitudes de la microrred responden y se muestran en la Fig. 14.

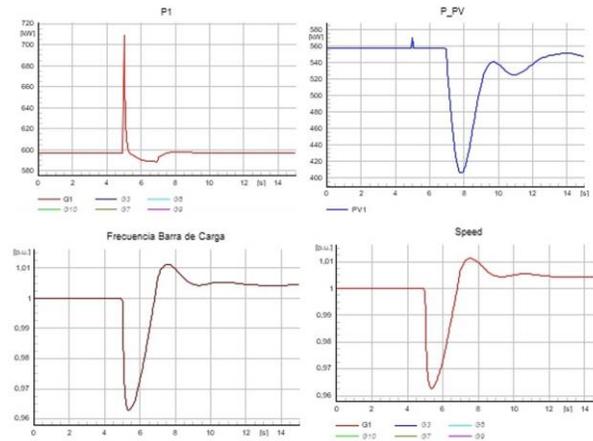


Figura 14: Magnitudes del SEP con la actuación del control por inercia sintética.

Con lo que se puede observar como el control por inercia sintética no permite que la frecuencia llegue al límite establecido, sino que aún es menor al límite con un valor aproximado de 0,96 pu.

Y en la Fig. 15 se observa cómo reacciona la batería ante la contingencia inyectando potencia a la microrred en el instante del desbalance, dicha potencia es equivalente al del generador eólico que se desconecta.

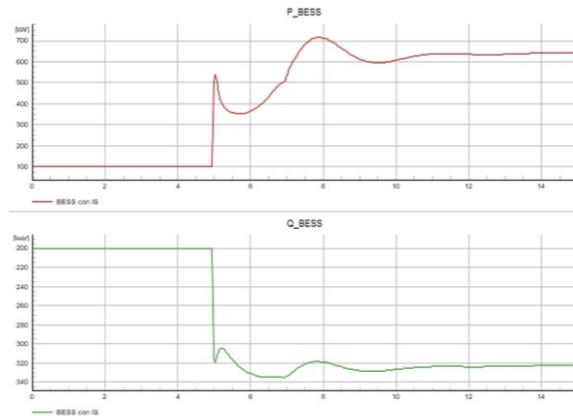


Figura 15: Respuesta de potencia activa del BESS con inercia sintética a la caída de una unidad de generación.

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En el presente proyecto se ha analizado sobre la inclusión de sistemas BESS en los Sistemas Eléctricos de Potencia, en donde se ha podido observar el fuerte impacto que tiene esta tecnología y lo rápido que ha entrado no solo en los sistemas eléctrico robustos sino en la generación distribuida, la cual su principal objetivo es poner la generación más cerca del consumidor esto, junto a las Fuentes de Energía Renovable, principalmente con la energía eólica y fotovoltaica. Gracias a estos cambios surge el concepto de microrredes con sus ventajas y desventajas que deben plantearse para permitir la implementación de estos nuevos sistemas de distribución de energía.

Después de realizar este estudio ha sido posible modelar en el software de análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia *DigSILENT PowerFactory*, los principales componentes de la microrred de la Isla San Cristóbal, punto clave de este estudio debido a la importancia ambiental que presenta al hacer lo posible para disminuir el consumo de combustibles fósiles para generar energía eléctrica y, de esta forma establecer que una

microrred puede ser robusta en términos de estabilidad de frecuencia al incluir más Fuentes de Energía Renovables. Los componentes de esta microrred constan de Generación Diésel, Generación Eólica y Generación Fotovoltaica, además de la inclusión de sistemas BESS basado en baterías de ion-litio y en el lado de la carga tres grandes alimentadores. Una vez armada la red y verificar el correcto funcionamiento de la simulación se llevó a cabo la inclusión del sistema BESS con un control apropiado basado en una fuente de voltaje y un conversor para realizar regulación primaria de frecuencia mediante inercia sintética.

Posteriormente, para realizar la evaluación del desempeño de la microrred se tomó una de sus principales referencias y objeto de este estudio la frecuencia medida en cada uno de los generadores diésel. De esta magnitud se ha establecido como valor límite inferior de 0,95 pu, valor en el que se activan las protecciones de desconexión de carga.

Se ha realizado la simulación del comportamiento dinámico de la microrred de la isla San Cristóbal bajo distintos modos de operación y se ha obtenido resultados que han sido detallados y analizados en los resultados. De lo que se obtiene que la red es susceptible a las contingencias que pueden presentarse, incluso es probable que la frecuencia este por debajo del límite de la subfrecuencia y se active las protecciones y desconecten carga.

Por último, se determinó que mediante la incorporación de un BESS basado en baterías de ion-litio es posible mejorar el desempeño dinámico de la microrred de la isla San Cristóbal y es posible evitar que la frecuencia caiga bajo el límite de subfrecuencia. También se obtuvo que la microrred de San Cristóbal es más eficiente al incluir sistemas

BESS al ver que dicho elemento mejora la estabilidad de la frecuencia del sistema aumentando la eficiencia energética. Y al igual que lo hace en la microrred, incluir este tipo de control resulta beneficioso también para un sistema robusto ya que como se cita en el paper un control por inercia sintética basada en baterías con elementos de electrónica de potencia (tiristores, SCR, IGBT's, etc.) actúan más rápido que la inercia propia de las masas rotantes de las máquinas sincrónicas del sistema ayudando en la eficiencia de los SEP ante perturbaciones relacionadas con el desbalance entre la generación y la demanda.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amundarain Ormaza, M. (2012). La energía renovable procedente de las olas. *Ikastorratza, e-Revista de didáctica*, 8, 1–14.
- Anderson, P. M., & Fouad, A. A. (2003). Power System control and Stability. En Wiley (Ed.), *Power System Control and Stability* (Segunda Ed). <https://doi.org/10.1109/9780470545577.ch3>
- Andersson, G. (2012). Dynamics and control of large electric power systems. En E. Zürich (Ed.), *EEH - Power Systems Laboratory* (Número February). <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Dynamics+and+control+of+large+electric+power+systems#0>
- Bennett, T., Zilouchian, A., & Messenger, R. (2012). Photovoltaic model and converter topology considerations for MPPT purposes. *Solar Energy*, 86(7), 2029–2040. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2012.04.005>
- Denholm, P., Cochran, J., & Brancucci Martinez-Anido, C. (2016). *Wind and Solar on the Power Grid: Myths and Misperceptions, Greening the Grid (Spanish Version) (Fact Sheet)*. <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66375.pdf>
- Días, V. (2017). LOCALIZACIÓN DE SISTEMAS DE BATERÍAS PARA EL MEJORAMIENTO DEL DESEMPEÑO EN ESTABILIDAD TRANSITORIA DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA [Universidad de Chile]. <http://repositorio.uchile.cl/bitstream/handle/2250/147157/Localizacion-de-sistemas-de-baterias-para-el-mejoramiento-del-desempeño-en-estabilidad.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Espejo, E. (2018). *Regulación Primaria de Frecuencia en Microrredes Eléctricas Aplicando Almacenamiento de Energía*. Universidad Nacional de San Juan.
-

- Espejo, E. J., & Molina, M. G. (2014). Desarrollo de software PVSET para evaluación y simulación de sistemas de generación de energía solar fotovoltaica. *2014 IEEE Biennial Congress of Argentina, ARGENCON 2014*, 669–674. <https://doi.org/10.1109/ARGENCON.2014.6868569>
- Gomez Marín, J., Carvajal, S., & Arango Manrique, A. (2015). Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque Sistémico. *Energética*, 0(46), 73–83.
- Gonzalez-Longatt, F. M., & Alhejaj, S. M. (2016). Enabling inertial response in utility-scale battery energy storage system. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, 605–610. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2016.7796453>
- Grainger, J. J., & Stevenson, W. D. (1985). *Análisis de Sistemas de Potencia* (McGRAW-HILL (ed.); 1a ed.).
- Guerrero, C. (2018). *ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DEL USO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA COMO ALTERNATIVA COMPLEMENTARIA A DECISIONES DE INVERSIÓN EN EL SISTEMA DE TRANSMISIÓN*. UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA.
- Heier, S. (2014). Grid Integration of Wind Energy Onshore and Offshore Conversion Systems. En John Wiley & Sons (Ed.), *Kassel University, Fraunhofer Institute for Wind Energy and Energy System Technology (IWES) Kassel, Germany* (Tercera).
- JIMÉNEZ, G., & CAMPOVERDE, A. (2017). *ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DINÁMICA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN EN LA ISLA SAN CRISTÓBAL – GALÁPAGOS.* <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/99617/D-106208.pdf>
- Lu, C.F.; Liu, C.; Wu, C. (1995). Dynamic modelling of battery energy storage system and application to power system stability. *Proc. Inst. Elect. Eng., Gen., Transm., Distrib.*, 142, 429–425.
- Machowski, J.; Bialek, J.; Bumby, J. (2008). *Power system dynamics: Stability and Control* (West Sussex: John Wiley & Sons Ltd (ed.); Segunda ed).
- Madrid, D., & Velásquez, F. (2015). *Controlador Multivariable Adaptativo Del tipo PI con Asignación Robusta de Valores Propios para un Sistema de Generación Eólica Basado en un DFIG* [Universidad Tecnológica de Pereira]. <https://repositorio.utp.edu.co/server/api/core/bitstreams/ec62b545-d876-4682-9f62-640a21102ece/content>
- Meinel, A; Meinel, M. (1982). *Aplicaciones de la Energía Solar*.
- Moeini, A., Kamwa, I., Brunelle, P., & Sybille, G. (2018). Synchronous Machine Stability Model, an Update to IEEE Std 1110-2002 Data Translation Technique. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2018-Augus*, 1–5. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2018.8586169>
-

- Ndala, P. (2019). *Almacenamiento de energía en las redes eléctricas inteligentes* [Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas]. [https://dspace.uclv.edu.cu/bitstream/handle/123456789/11508/Pedro Ndala Mulangui.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://dspace.uclv.edu.cu/bitstream/handle/123456789/11508/Pedro%20Ndala%20Mulangui.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Ochani, M. K., Zhang, H., Rafiq, H., & Nawaz, A. (2019). Coordinated Frequency Control Strategy of BESS integrating high proportion of Wind power plant with a Steam turbine. *2018 International Conference on Power System Technology, POWERCON 2018 - Proceedings, 201804230000042*, 979–985. <https://doi.org/10.1109/POWERCON.2018.8601781>
- Perninge, M., & Eriksson, R. (2017). Optimal Tertiary Frequency Control in Power Systems with Market-Based Regulation. *IFAC-PapersOnLine, 50(1)*, 4374–4381. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.881>
- Rapizza, M. R., & Canevese, S. M. (2019). Optimal Design for Synthetic Inertia and Fast Frequency Regulation in a Power System with High Penetration of Renewable Energy Sources. *IEEE International Conference on Control and Automation, ICCA, 2019-July*, 1488–1493. <https://doi.org/10.1109/ICCA.2019.8899518>
- Schwaegerl, C., & Tao, L. (2013). Microgrid: Architectures and Control - Chapter 1 - The Microgrid Concept. *The Microgrids Concept*, 1–24. <https://books.google.co.jp/%0Abooks?id=ywxzAgAAQBAJ%0A>
- Sood, V. K., & Abdelgawad, H. (2019). Microgrids architectures. En *Distributed Energy Resources in Microgrids: Integration, Challenges and Optimization*. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817774-7.00001-6>
- Sterling, J. (2020). Episodio de un Evento Bélico. *Revista Petróleo&energía, 126*, 58–59. https://issuu.com/revistapetroleoenergia/docs/petroleo126-julio-agosto_1_
- Szablicki, M., Sowa, P., Rzepka, P., & Halinka, A. (2018). Energy storages as synthetic inertia source in power systems. *Proceedings of the 2018 IEEE 38th Central America and Panama Convention, CONCAPAN 2018*, 1–6. <https://doi.org/10.1109/CONCAPAN.2018.8596425>
- Vedady, Mohammad; Ma, Richard; Zhang, R. (2013). DISTRIBUTED FREQUENCY CONTROL VIA DEMAND RESPONSE IN SMART GRIDS. *IEEE Power and Energy Magazine, 5233–5237*.
-