

Trabajo de Fin de Máster  
Sistema de Energía Eléctrica

Estudio del impacto económico de la introducción de recursos de almacenamiento para el control de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana

Autor: Emely Cruz De Jesús

Tutor: José Luis Martínez Ramos

Dpto. de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2021





Proyecto Fin de Máster  
Sistema de Ingeniería Eléctrica

# **Estudio del impacto económico de la introducción de recursos de almacenamiento para el control de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana**

Autor:

Emely Cruz De Jesús

Tutor:

José Luis Martínez Ramos

Departamento de Ingeniería Eléctrica  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla  
Sevilla, 2021



Trabajo de Fin de Máster: Estudio del impacto económico de la introducción de recursos de almacenamiento para el control de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana

Autor: Emely Cruz De Jesús

Tutor: José Luis Martínez Ramos

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal



*A mi familia*

*A mi país*



# Agradecimientos

---

En primer lugar quiero agradecer a Dios por darme vida, salud y energía para realizar este máster desde el principio hasta el final. Agradezco en gran manera al Ministerio de Educación Superior, Ciencia y Tecnología (MESCyT) por haberme otorgado la beca para realizar este máster y de esta manera contribuir con mi desarrollo profesional y el desarrollo de la República Dominicana, mi país.

Agradezco a mis padres (Martina de Jesús Soriano y Héctor Manuel Cruz Froilán), a mis hermanos, a mis primos y a todos mis familiares que tanto me han apoyado y han estado conmigo a lo largo de este trayecto.

Quiero agradecer a mi tutor José Luis Martínez por todo su apoyo, cooperación, por su alta calidad profesional, por todo el conocimiento excepcional aportado, por sus comentarios y por aclarar dudas durante el desarrollo del TFM y durante todas sus asignaturas que tuve la oportunidad de impartir.

También agradezco al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Sevilla y a todo el personal administrativo por su disponibilidad en todo momento, alta calidad de servicio, y por la alta calidad de enseñanza. Al conjunto de profesores de las asignaturas del máster porque han aportado a mi crecimiento profesional, porque cada uno ha dejado plantado una semilla en mí. También agradezco al Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana por la contribución de información necesaria para hacer posible la realización de este TFM.

Finalmente quiero agradecer a todos mis compañeros, a todos mis amigos que estuvieron en la disposición de colaborar conmigo y a todos mis hermanos en Cristo que con sus oraciones me ayudaron a finalizar este proyecto.

A todos muchas gracias.

*Emely Cruz De Jesús*

*Sevilla, 2021*



Las plantas de generación convencionales han sido muy utilizadas para ofrecer el servicio de regulación de frecuencia reduciendo así su capacidad en potencia para cubrir demanda y provocando aumento en los costos del sistema. Los sistemas de almacenamiento con baterías también se están utilizando en diversos países para contribuir con este servicio, lo que ha facilitado la integración de las renovables.

El objetivo principal de este trabajo es analizar el impacto económico que puede provocar la introducción de almacenamiento de energía para regular frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (SENI). Para cumplir con el mismo se procedió a realizar un despacho óptimo semanal de las centrales de generación considerando principalmente las reservas de regulación primaria y secundaria y la inclusión de almacenamiento. Se realizaron comparaciones entre los costos marginales obtenidos con y sin almacenamiento. Es importante mencionar que se consideró un margen del 3 % del total generado para regulación primaria de frecuencia y un margen del 3 % del total generado para regulación secundaria de frecuencia.

Para la simulación de este despacho se agruparon las centrales por tecnología, se utilizaron datos de demanda y disponibilidad real de generación, se modelaron las principales restricciones de las centrales térmicas y de los sistemas de almacenamiento. Se simularon varios casos de estudio considerando diferentes escenarios de generación y demanda. Para una mejor resolución se realizó una representación semanal de la demanda por agrupación de meses.

Los principales resultados obtenidos mostraron que los costos marginales con y sin almacenamiento no tenían una diferencia significativa, se obtuvo como diferencia apreciable un 2.26 %, de reducción de los costos promedios con almacenamiento con relación a los costos marginales sin almacenamiento aportando energía para la regulación de frecuencia, este porcentaje fue correspondiente al escenario 2 del caso 3 de estudio. También se analizaron las inyecciones y retiros, la influencia del estado de carga y la eficiencia de las baterías.

La máxima capacidad en potencia modelada de las baterías fue de 120 MW, correspondiente al escenario 5 y el mayor impacto fue de una disminución de 0.08 % de los costos marginales y se presentó en el caso 2 de estudio, sin embargo, la mayor diferencia entre costos marginales con y sin el aporte de baterías en la regulación de frecuencia se presentó en el caso 3 de estudio, en el escenario 2, donde la batería modelada tenía una capacidad máxima de 30 MW.

Para estados de carga inicial de 80 %, 70 % 50 %, los costos marginales evolucionaron en 11.09 \$US/MWh, 12 \$US/MWh, 11.15 \$US/MWh, a medida que disminuyó el estado de carga inicial los costos aumentaron ligeramente, no de manera lineal, sin embargo el costo marginal del escenario base fue de 11.10 US/MWh, menor que los CMG con la inclusión de baterías. En todos los escenarios el retiro de energía de las baterías excedía aproximadamente en un 23 % las inyecciones y se determinó que la eficiencia de carga de las baterías incidía de manera directa en este comportamiento, para eficiencia de carga de 85 %, 90 %, 95 % y 100 %, el consumo respecto a las inyecciones fue de 31 %, 23 %, 17 % y 11 % mayor.

Las conclusiones más relevantes fueron las siguientes: En los diferentes escenarios de demanda y generación se comprobó que entre el incremento de potencia de las baterías para regular frecuencia y los costos marginales no existe una relación lineal. A medida que aumenta el estado inicial de carga de las baterías, el consumo de energía de las mismas en el primer periodo se reduce, pero no afecta proporcionalmente el consumo total, tampoco las inyecciones totales, este último dependerá de los requerimientos de reserva y el estado de carga de las baterías durante la evolución de la demanda en el horizonte de estudio.



Conventional generation plants have been widely used to offer the frequency regulation service, thus reducing their power capacity to meet demand and causing an increase in system costs. Battery storage systems are also being used in different countries to contribute to this service, which has facilitated the integration of renewables.

The main objective of this work is to analyze the economic impact that the introduction of energy storage to regulate frequency can cause in the National Interconnected Electric System of the Dominican Republic (SENI). To comply with this target, a unit commitment of the generation plants was carried out, considering mainly the primary and secondary regulation reserves and the inclusion of storage. Comparisons were made between the marginal costs obtained with and without storage. It is important to mention that a margin of 3 % of the total generated for primary frequency regulation and a margin of 3 % of the total generated for secondary frequency regulation was considered.

For the simulation of this dispatch, the power plants were grouped by technology, demand data and real generation availability were used, and the main restrictions of the thermal power plants and storage systems were modeled. Several study cases were simulated considering different generation and demand scenarios. For a better resolution, a weekly representation of the demand was made by grouping of months.

The main results obtained showed that the marginal costs with and without storage did not have a significant difference, an appreciable difference was obtained of 2.26 %, of reduction of the average costs with storage in relation to the marginal costs without storage, providing energy for the regulation of frequency, this percentage corresponded to scenario 2 of case 3 of the study. Injections and consumptions, the influence of the state of charge and the efficiency of the batteries were also analyzed.

The maximum modeled capacity of the batteries was 120 MW, corresponding to scenario 5 and the greatest impact was a 0.08 % decrease in marginal costs and was presented in case 2 of the study, however, the greatest difference between marginal costs with and without the contribution of batteries in the frequency regulation was presented in case 3 of the study, in scenario 2, where the modeled battery had a maximum capacity of 30 MW.

For initial states of charge of 80 %, 70 % 50 %, the marginal costs evolved by 11.09 \$ US / MWh, 12 \$ US / MWh, 11.15 \$ US / MWh, as the initial state of charge decreased, costs increased slightly, not linearly. However, the marginal cost of the base scenario was 11.10 US / MWh, lower than the CMG with the inclusion of batteries. In all scenarios, the consumption of energy from the batteries exceeded the injections by approximately 23 % and it was determined that the charging efficiency of the batteries had a direct impact on this behavior, for charging efficiency of 85 %, 90 %, 95 % and 100 %, consumption compared to injections was 31 %, 23 %, 17 % and 11 % higher.

The most relevant conclusions were the following: In the different demand and generation scenarios, it was found that there is no linear relationship between the increase in battery power to regulate frequency and the marginal costs. As the initial state of charge of the batteries increases, the energy consumption of the batteries in the first period is reduced, but it does not proportionally affect the total consumption, nor will the total injections, the latter depend on the reserve requirements and the state of charge of the batteries during the evolution of demand in the study horizon.

# Índice

---

<b>Agradecimientos</b>	<b>ix</b>
<b>Resumen</b>	<b>xi</b>
<b>Abstract</b>	<b>xiii</b>
<b>Índice</b>	<b>xiv</b>
<b>Índice de Tablas</b>	<b>xvi</b>
<b>Índice de Figuras</b>	<b>xvii</b>
<b>1 Introducción</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Motivación</i>	1
1.2 <i>Objetivos</i>	2
1.2.1 <i>Objetivos</i>	2
1.2.2 <i>Objetivos específicos</i>	2
<b>2 Sistemas de almacenamiento de energía en la regulación de frecuencia</b>	<b>3</b>
2.1 <i>Tecnologías de almacenamiento de energía</i>	3
2.2 <i>Contribución del BESS a la regulación de frecuencia</i>	4
2.3 <i>Sistema de control de un BESS</i>	4
2.3.1 <i>Control de frecuencia</i>	5
2.3.2 <i>Control de potencia de BESS</i>	6
2.4 <i>Costos del BESS y vida útil</i>	8
<b>3 Sistema eléctrico de la República Dominicana</b>	<b>9</b>
3.1 <i>Modelo del mercado eléctrico dominicano</i>	10
3.2 <i>Márgenes de frecuencia permisibles en el SENI</i>	10
3.3 <i>Servicios Auxiliares</i>	10
3.4 <i>Regulación primaria y secundaria de frecuencia</i>	10
3.5 <i>Reserva de Regulación primaria y secundaria de frecuencia en los despachos</i>	11
<b>4 Metodología propuesta</b>	<b>13</b>
4.1 <i>Modelo de estudios económico en GAMS (Sistema de Modelado Algebraico General)</i>	13
4.1.1 <i>Datos de entrada</i>	13
4.1.2 <i>Formulación matemática del problema de optimización</i>	15
<b>5 Resultados y simulaciones</b>	<b>23</b>
5.1 <i>Resultados de análisis energético</i>	23
5.1.1 <i>Caso 1 de estudio: Mediana demanda y generación anual.</i>	23
5.1.2 <i>Caso 2 de estudio: Alta generación eólica, baja generación hidroeléctrica, alta generación fotovoltaica y baja demanda.</i>	26
5.1.3 <i>Caso 3 de estudio: Alta generación eólica, generación hidroeléctrica y generación fotovoltaica, y baja demanda.</i>	27
5.1.4 <i>Caso 4 de estudio: Baja generación eólica, generación hidroeléctrica y generación fotovoltaica, y alta demanda.</i>	27
<b>6 Conclusiones</b>	<b>30</b>
<b>Referencias</b>	<b>31</b>

**Anexos:**

**34**

**Anexo A. Artículo. Estudio del impacto económico de la introducción de recursos de almacenamiento para el control de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana 34**

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 4–1. Costos Variables de Producción	14
Tabla 5–1. Promedio de demanda	23
Tabla 5–2. Reserva total para regulación de frecuencia utilizada (MW)	23
Tabla 5–3. Parámetros A de sistemas de almacenamiento con baterías	24
Tabla 5–4. Caso 1: Costos marginales promedios por escenario (US\$/MWh)	24
Tabla 5–5. Caso 1: Inyecciones totales de baterías (MWh)	24
Tabla 5–6. Caso 1: Retiros totales de baterías (MWh)	25
Tabla 5–7. Parámetros B de sistemas de almacenamiento con baterías	25
Tabla 5–8. Caso 1.B: Costos marginales promedios por escenario (US\$/MWh)	25
Tabla 5–9. Caso 1.B: Inyecciones y retiros totales de baterías (MWh)	26
Tabla 5–10. Caso 1: Inyecciones y retiros totales de baterías (MWh) por eficiencia	26
Tabla 5–11. Caso 2: Porcentaje de participación por fuente de energía primaria	26
Tabla 5–12. Caso 2: Costos marginales promedios por escenario (US\$/MWh)	27
Tabla 5–13. Caso 2: Inyecciones y retiros totales de baterías (MWh)	27
Tabla 5–14. Caso 3: Costos marginales promedios por escenario (US\$/MWh)	27
Tabla 5–15. Caso 3: Inyecciones y retiros totales de baterías (MWh)	27
Tabla 5–16. Caso 4: Porcentaje de participación por fuente de energía primaria	28
Tabla 5–17. Caso 4: Costos marginales promedios por escenario (US\$/MWh)	28
Tabla 5–18. Caso 4: Inyecciones y retiros totales de baterías (MWh)	28

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1-1. Capacidad instalada mundial por tecnología 2005-2020	1
Figura 2-1. Tecnologías de sistemas de almacenamiento	3
Figura 2-2. Principales componentes de un BESS	4
Figura 2-3. Componentes del controlador de un BESS	5
Figura 2-4. Control por pendiente de un BESS	6
Figura 2-5. Compensador de adelanto	6
Figura 2-6. Control de potencia de un BESS	6
Figura 2-7. Control de carga de BESS	7
Figura 2-8. Precio de las baterías de ion-litio para aplicaciones estacionaria	8
Figura 3-1. Principales agentes del mercado eléctrico dominicano	9
Figura 4-1. Metodología de estudio propuesta	13
Figura 5-1. Representación de semana de alta demanda (sábado a viernes).	29
Figura 5-2. Escenario 2: Costos marginales con y baterías en alta demanda (sábado a viernes).	29



# 1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se explicará el motivo por el cual se realiza este Trabajo de Fin de Máster seguido por el objetivo general y los objetivos específicos que se han planteado alcanzar con el desarrollo del mismo.

## 1.1 Motivación

El esfuerzo mundial para evitar el incremento de la temperatura media del planeta y hacer frente al cambio climático, descarbonatando matrices energéticas, ha sido un impulso para la inclusión de las energías renovables en los sistemas eléctricos. La Figura 1-1 [1] muestra cómo ha incrementado en el mundo la capacidad instalada de renovables desde 2005 hasta 2020. Además de los beneficios que ofrecen, introducen incertidumbre en la operación [2], lo que ha incentivado al desarrollo de equipos que reduzcan el impacto que produce la variabilidad de las renovables, puesto que esta es una característica intrínseca de este recurso que repercute directamente en diversos parámetros como el voltaje y la frecuencia del sistema.

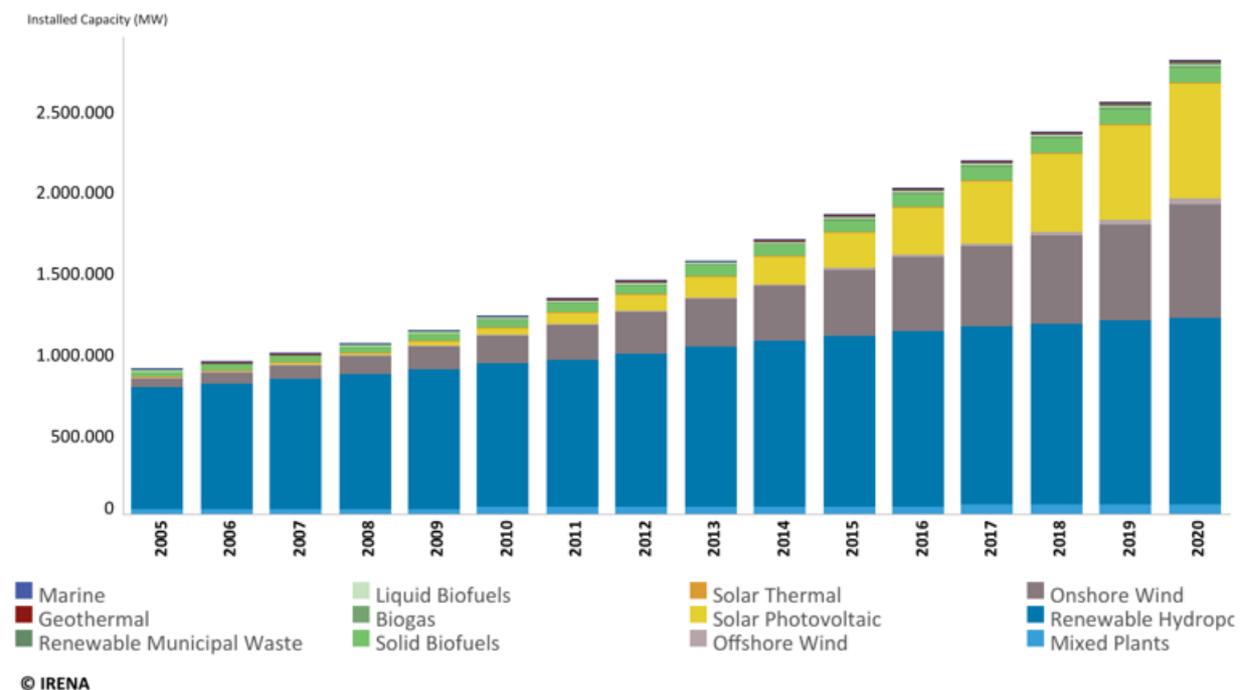


Figura 1-1. Capacidad instalada mundial por tecnología 2005-2020

La frecuencia de un sistema eléctrico es uno de los parámetros primordiales a controlar para garantizar la estabilidad del mismo. Un desvío de la frecuencia respecto a su valor nominal puede provocar daños en los generadores, equipos de transmisión, la actuación de las protecciones, provocando corte de suministro, salida de máquinas síncronas y hasta la pérdida general del sistema, lo cual genera grandes pérdidas económicas. Actualmente el sistema eléctrico nacional interconectado de la República Dominicana está compuesto principalmente por centrales térmicas que aportan inercia al momento de una contingencia. Esta masa rotante es la que inicialmente limita la caída de la frecuencia ante un evento de salida de generación o cambio brusco de la carga, seguido por la reserva de generación destinada para regular frecuencia.

La reserva de regulación es proporcionada por centrales convencionales, quiere decir que su capacidad para suplir demanda se ve limitada por el margen que deben aportar para regulación primaria de frecuencia, de manera

obligatoria, y para regulación secundaria, en caso de que ofrezcan este servicio, esto encarece los costos operativos y marginales del sistema. La matriz energética está evolucionando hacia la incorporación de centrales renovables que han de desplazar gran parte de la inercia aportada por las centrales convencionales, por lo que el papel de baterías y otros sistemas de almacenamiento tiene gran importancia en este aspecto. En el SENI, se encuentra habilitado un sistema de almacenamiento con baterías de 10 MW para ofrecer el servicio de regulación primaria de frecuencia, que reemplaza la reserva de giro de la central Aes Andrés [3], actualmente no está en operación.

Utilizar las baterías para ofrecer este servicio auxiliar permite la máxima optimización de las plantas valorizando su capacidad de reserva sin utilizar [4], el rápido tiempo de respuesta que puede ser inferior a 1 segundo y la rampa de potencia que pueden manejar son algunas de las características que las hacen atractivas para esta aplicación [5] [6]. Además, disminuyen la cantidad de combustibles fósiles quemados para regulación de frecuencia, lo que reduce la emisión de gases de efecto invernadero, reducen la generación forzada de máquinas para regular frecuencia por lo que rebajan los costos en el que incurre el sistema al realizar esta operación.

Adicionalmente, el sistema de almacenamiento contribuye con la transición energética hacia las energía renovable en el sistema [2] [4].

En [7] se determinó que para la integración meta de energía renovable en la matriz de generación del SENI (Sistema Eléctrico Nacional Interconectado) para el 2030, es necesario incrementar la capacidad de reservas de regulación secundaria del sistema, ya sea con centrales a gas, centrales térmicas con capacidad de realizar ciclos diarios de apagado y encendido en poco tiempo o almacenamiento. Dentro de los escenarios evaluados, se obtuvo que para la incorporación del 26 % de generación eólica y el 8 % de generación solar se necesitan 310 MW aportados por sistemas de almacenamiento para reserva secundaria.

La incorporación de este activo para regulación de frecuencia genera un impacto no solo en los costos sino también en el desempeño dinámico del sistema. Evaluar el impacto económico en los costos marginales que implica incluir almacenamiento para regular frecuencia constituye un gran aporte para el sistema, puesto que sirve de señal económica para los Agentes y los diferentes bloques del mismo. Actualmente en la República Dominicana no se cuenta con una normativa explícita para los sistemas de almacenamiento [3], esta evaluación económica sirve como incentivador al organismo regulador para emitir un procedimiento de cómo debería tratarse esta tecnología de generación, lo cual constituye un paso muy importante para atraer proyectos que incluyan sistemas de almacenamiento.

## 1.2 Objetivos

### 1.2.1 Objetivos

El objetivo general de este proyecto es evaluar el impacto económico de introducir almacenamiento de energía para regular frecuencia ante diferentes escenarios de generación y demanda.

### 1.2.2 Objetivos específicos

- Realizar el despacho óptimo de las centrales de generación eléctrica con sus restricciones de reserva para regulación de frecuencia para un horizonte de 24 y 168 horas.
- Realizar el despacho óptimo de las centrales de generación eléctrica con sus restricciones de reserva para regulación de frecuencia incluyendo sistema de almacenamiento de energía para un horizonte de 24 y 168 horas.
- Comparar los costos marginales estimados del sistema ante los diferentes escenarios de demanda y generación utilizados.

# 2 SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA REGULACIÓN DE FRECUENCIA

En este capítulo se explicará de manera breve el uso de sistemas de almacenamiento de energía en la regulación de frecuencia. Adicionalmente, se tratarán algunos aspectos importantes como el sistema de control de almacenamiento con baterías y los costos del mismo.

## 2.1. Tecnologías de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía cada día se hacen más necesarios debido al crecimiento de la demanda de electricidad, al incremento del índice de penetración de energía renovable en los sistemas eléctricos y a las nuevas exigencias de las normativas de calidad. Modulación de la demanda, restauración del sistema, soporte a infraestructuras de transporte como alivio de sobrecargas, servicios auxiliares, como control de tensión y regulación de frecuencia, son algunos de las aplicaciones de estos dispositivos que se han clasificado de acuerdo a su tecnología en la Figura 2-1 [8].

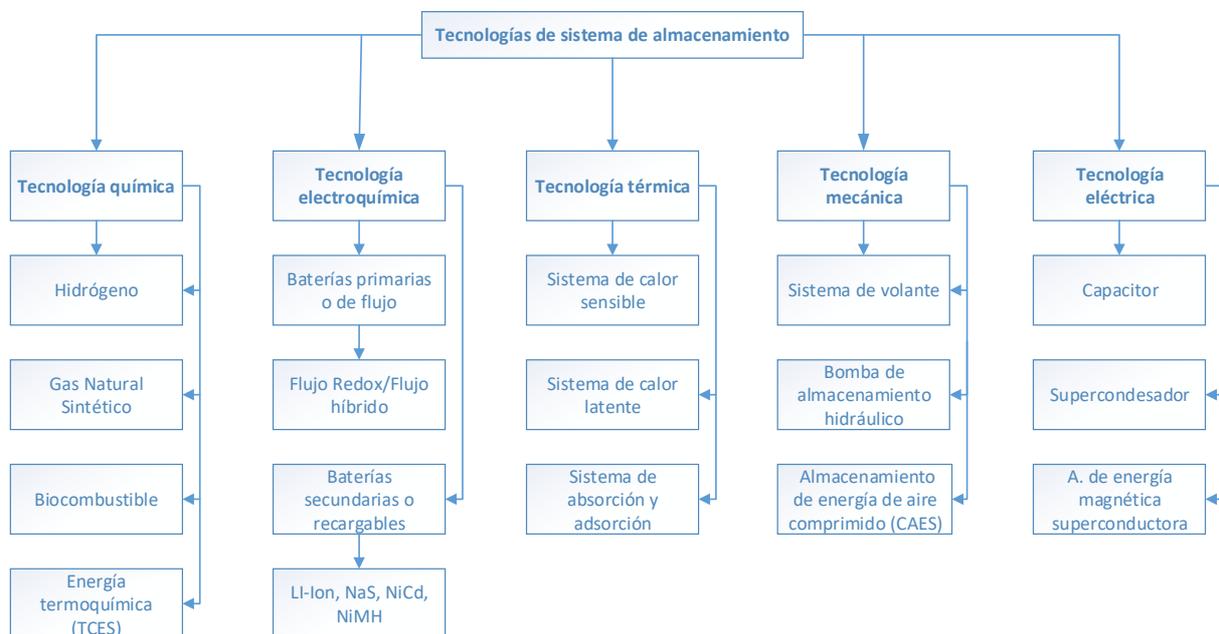


Figura 2-1. Tecnologías de sistemas de almacenamiento

En esta ocasión se hará mención del uso de sistema de almacenamiento de batería secundaria o recargable para la regulación primaria de frecuencia. No se harán comparaciones entre una tecnología y otra, pero es importante resaltar que la densidad, valor inicial de la resistencia interna, ciclo de vida útil, la profundidad de descarga de operación, el estado de salud, el radio de potencia/energía, son parámetros a considerar al momento de seleccionar una tecnología y otra.

## 2.2. Contribución del BESS a la regulación de frecuencia

En los sistemas eléctricos existe la necesidad de mantener el equilibrio entre oferta y demanda en todo momento, por lo que se debe mantener una reserva de potencia para los eventos fortuitos. Tradicionalmente esta reserva la mantenían los generadores síncronos convencionales. El sistema de almacenamiento con baterías puede sustituir la reserva de giro, logrando así un mayor aprovechamiento de centrales de bajo costo para suplir demanda al igual que contribuye con el aumento de calidad del sistema. Otra de las ventajas de estos sistemas, es que pueden distribuir el control de frecuencia en puntos de la red donde hay centrales que regulan frecuencia pero que pueden estar limitadas por congestiones de red. El alto costo que aún presentan estos sistemas es una de sus desventajas, debido a la etapa en la que se encuentran, aunque se espera una reducción de sus costos en los próximos años.

## 2.3. Sistema de control de un BESS

Los principales componentes de un BESS se pueden ver en la Figura 2-2 [9]. La disposición de las baterías depende del nivel de tensión de diseño. Los inversores convierten la energía DC en AC, los inversores de onda sinusoidal pura permiten generar una onda de salida bien similar a un sistema AC. El BMS (Sistema de Gestión de Baterías) controla el proceso de carga y descarga de la batería para asegurar una operación confiable, aumenta la vida útil de la batería y estima el estado de la batería para una eficiencia energética considerando el SOC (Estado de Carga) y el SOH (Estado de Salud). El controlador se comunica con el BMS y actúa en caso de detectar alguna anomalía como algún parámetro fuera de rango, control de potencia inyectada. El sistema de protección se encarga de enviar una señal de comando a los interruptores para protección de las baterías en caso de fallo. Generalmente hay un transformador que eleva el nivel de tensión que sale de los inversores al nivel de tensión de red a la que se conectará el BESS (Sistema de Almacenamiento de Energía con Baterías) [10].

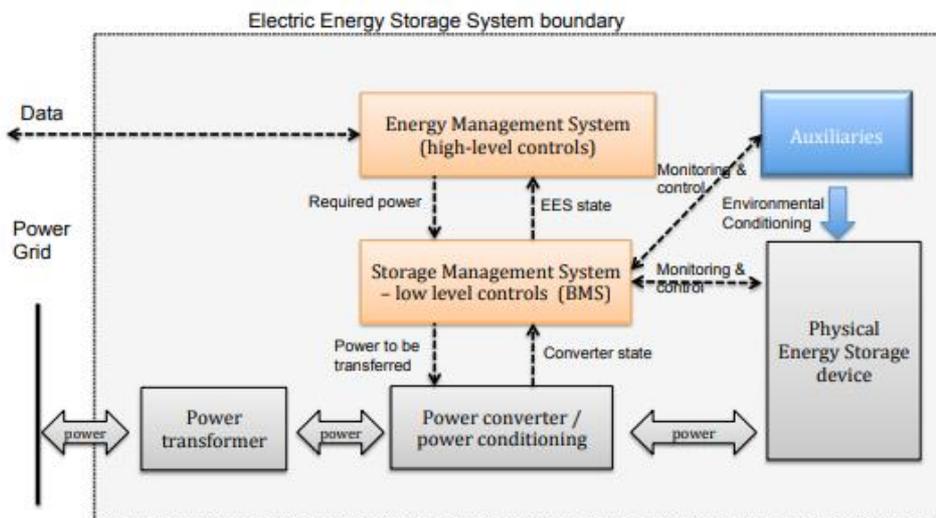


Figura 2-2. Principales componentes de un BESS

El sistema de control de un BESS se puede observar en la Figura 2-3 [11] [12].

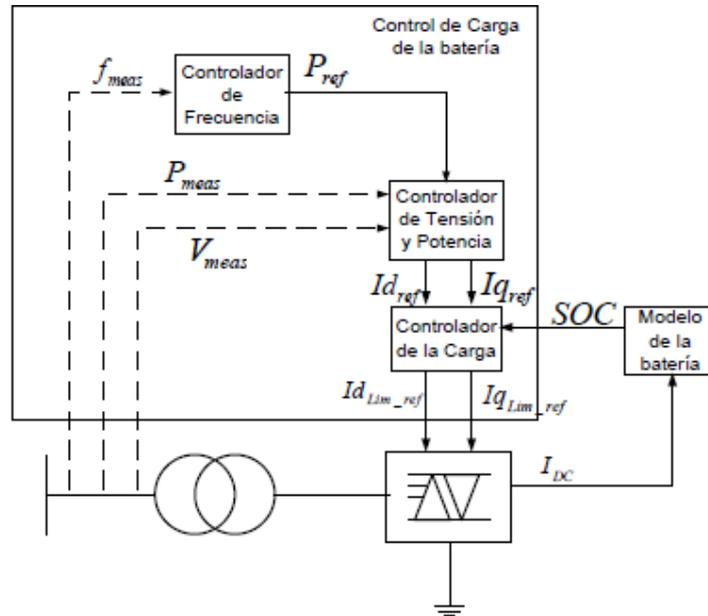


Figura 2-3. Componentes del controlador de un BESS

### 2.3.1 Control de frecuencia

Existen dos principales sistemas de control de frecuencia de un BESS, el control por pendiente y el compensador de adelanto. El control por pendiente se basa en un control proporcional para inyectar y absorber potencia, visto en la Figura 2-4 [12], al igual que los generadores convencionales. En este control la ganancia está definida por (2-1) [13].

$$k = \frac{1}{R} \tag{2-1}$$

Donde:

$$\%R = \frac{\text{Porcentaje de cambio de frecuencia}}{\text{Porcentaje de cambio de potencia de salida}} \tag{2-2}$$

La potencia de salida de este control es entrada de referencia en el control de potencia y está determinada (2-3)

$$P_{ref} = \frac{\text{ErrFreq}}{\%R} P_{MAX} \tag{2-3}$$

En este caso,  $P_{MAX}$  es la potencia máxima que puede proporcionar la batería.

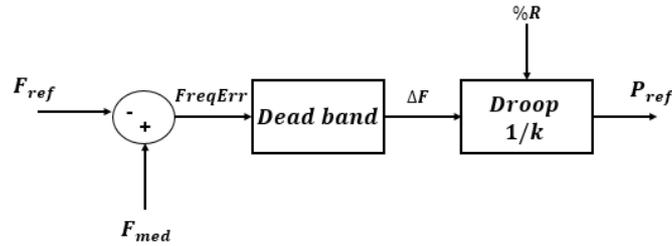


Figura 2-4. Control por pendiente de un BESS

El compensador de adelanto también es utilizado en la regulación de frecuencia. En este control el error de frecuencia pasa por una función de zona muerta, que entrega una salida nula para un rango determinado de frecuencia, el compensador y luego por el bloque de ganancia.

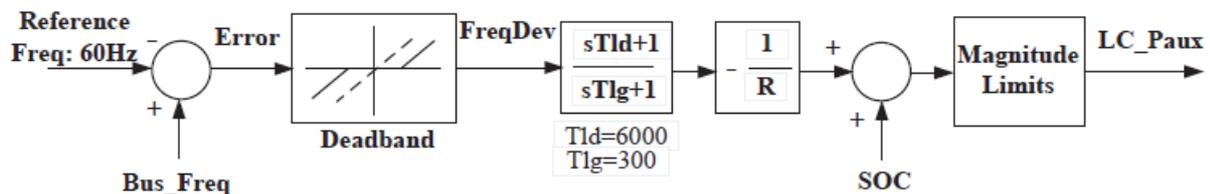


Figura 2-5. Compensador de adelanto

LC\_paux es la potencia de salida .La función de transferencia del sistema es (2-4) [13] :

$$G(s) = -\frac{1}{R} * \frac{1 + sT_{ld}}{1 + sT_{lg}} \quad (2-4)$$

### 2.3.2 Control de potencia de BESS

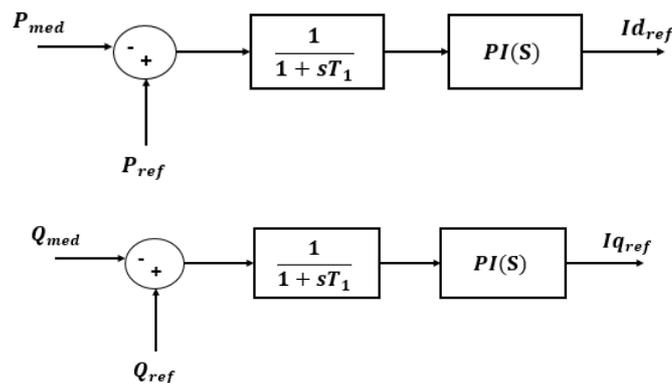


Figura 2-6. Control de potencia de un BESS

La Figura 2-6 presenta el control de potencia de un BESS. De manera simplificada se pueden obtener las corrientes de referencia a partir de (2-5) y (2-6), considerando las conversiones a dq [14] [15]:

$$i_{dref} = \frac{2}{3} \left[ \frac{V_d}{V_d^2 + V_q^2} P_{ref} + \frac{V_q}{V_d^2 + V_q^2} Q_{ref} \right] \quad (2-5)$$

$$i_{qref} = \frac{2}{3} \left[ \frac{V_q}{V_d^2 + V_q^2} P_{ref} - \frac{V_d}{V_d^2 + V_q^2} Q_{ref} \right] \quad (2-6)$$

Como equipo que regula frecuencia, el BESS debe mantener un estado de carga óptimo para su funcionamiento en el tiempo que el sistema lo requiere y le indique el operador del sistema. Siendo el SOC en el tiempo t definido por (2-7).

$$s(t) = \frac{e(t)}{E_{max}} \quad (2-7)$$

Dónde: e (t) es la cantidad de energía almacenada en la batería en el tiempo t, Emax es la máxima cantidad de energía que puede almacenar la batería, por lo tanto s (t) varía entre 0 y 1 [5]. La potencia de la batería no puede superar el valor de potencia aparente máxima (2-8).

$$S_{max} = \sqrt{P^2_{BESS} + Q^2_{BESS}} \quad (2-8)$$

El BESS puede suplir energía solo si tiene carga disponible (2-9) [16].

$$S(t) > 0 \quad (2-9)$$

El BESS puede absorber energía solo si tiene capacidad para cargarse (2-10) [16]

$$S(t) < 0 \quad (2-10)$$

El limitador de corriente de salida del BESS se basa en la capacidad del convertor. La potencia reactiva no depende de la capacidad de la batería pero sí está limitada por la capacidad del convertor.

El diagrama en bloque del modelo de carga de la batería es presentado en la Figura 2-7 [11] [12]:

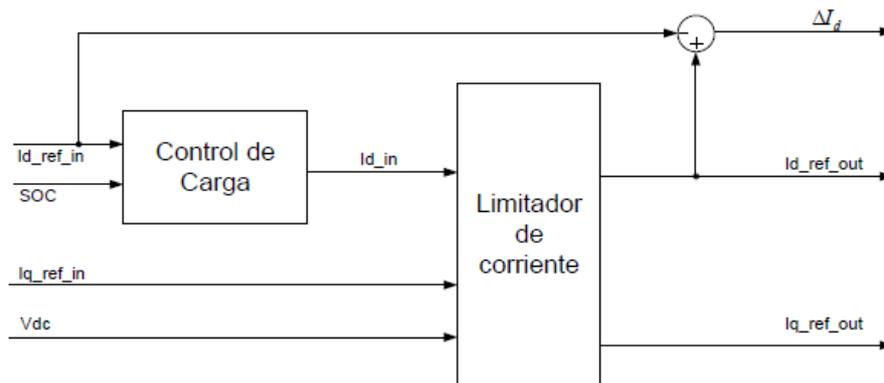


Figura 2-7. Control de carga de BESS

En el bloque de control de carga se necesitan la corriente de carga, el valor mínimo y máximo del SOC y el valor máximo de la corriente absoluta, el valor SOC de entrada proviene del modelo de la batería. En este caso la corriente Id está relacionada con la potencia activa. ΔId es la diferencia entre la corriente de potencia activa que se obtiene del control de potencia y la corriente modificada obtenida por el limitador de corriente. Las señales de referencia de corriente son entradas al convertor.

El modelo de la batería puede representarse como una fuente de tensión que está en función del estado de carga [16] [12], al igual que la resistencia interna. En (2-11) se ha asumido como constante la resistencia interna y la tensión como variable lineal dependiente del estado de carga.

$$U_{DC} = U_{max} * SOC + U_{min} * (1 - SOC) - I * Z \quad (2-11)$$

El estado de carga depende de la corriente (estado actual de descarga) y la capacidad de la batería (Q), se puede obtener mediante (2-12) [15] [17].

$$SOC = 100 \left[ 1 - \frac{1}{Q} \int_0^t i(t) dt \right] \quad (2-12)$$

Además, se puede expresar el estado de carga como (2-13) [16].

$$\frac{dSOC}{dt} = I(t) \quad (2-13)$$

## 2.4. Costos del BESS y vida útil

Para comparar la rentabilidad entre los distintos tipos de tecnologías de almacenamiento usualmente se utiliza el LCOS. Son las siglas correspondientes a Levelized Cost of Storage, en español, costo nivelado de almacenamiento. En [18] se analizó que las baterías de ión litio presentan precios más decrecientes que las demás tecnologías de almacenamiento. En [19] se expone que los precios de las baterías ion litio descenderán en un 34 % de 2018 a 2023 y 57 % de 2018 a 2030, estos precios incluyen cableado, montaje y sistemas de gestión y control. Incremento de la demanda de vehículos eléctricos y mejoras en la densidad energética, el desarrollo de baterías híbridas, nuevos métodos de producción, avances tecnológicos relacionados a nuevos compuestos químicos para los cátodos, son algunas de las causas que justifican la reducción de estos costos [4].

Entre el 2010 y el 2018 disminuyó de 1000 \$/kWh a 200 \$/kWh el precio de sistemas estacionarios de 4 horas y se estima que para el 2030 estos precios se desplomen por debajo de los 100 \$/kWh, como se presenta en la Figura 2-8 [4].

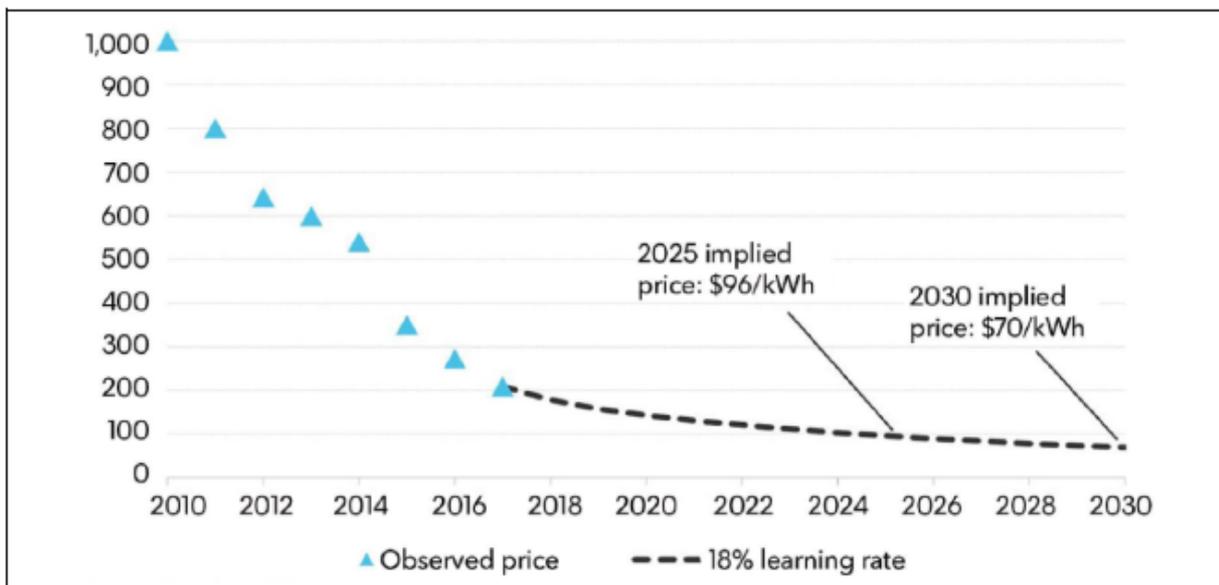


Figura 2-8. Precio de las baterías de ion-litio para aplicaciones estacionaria

# 3 SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REPÚBLICA DOMINICANA

En este capítulo se explicará brevemente la estructura, normativa y modelo del sistema eléctrico de la República Dominicana. Se pretende explicar el funcionamiento del mercado de regulación de frecuencia nacional para entender el papel técnico y económico del almacenamiento en el mismo.

La Figura 3-1 presenta un esquema general de los principales participantes en el sector eléctrico dominicano.

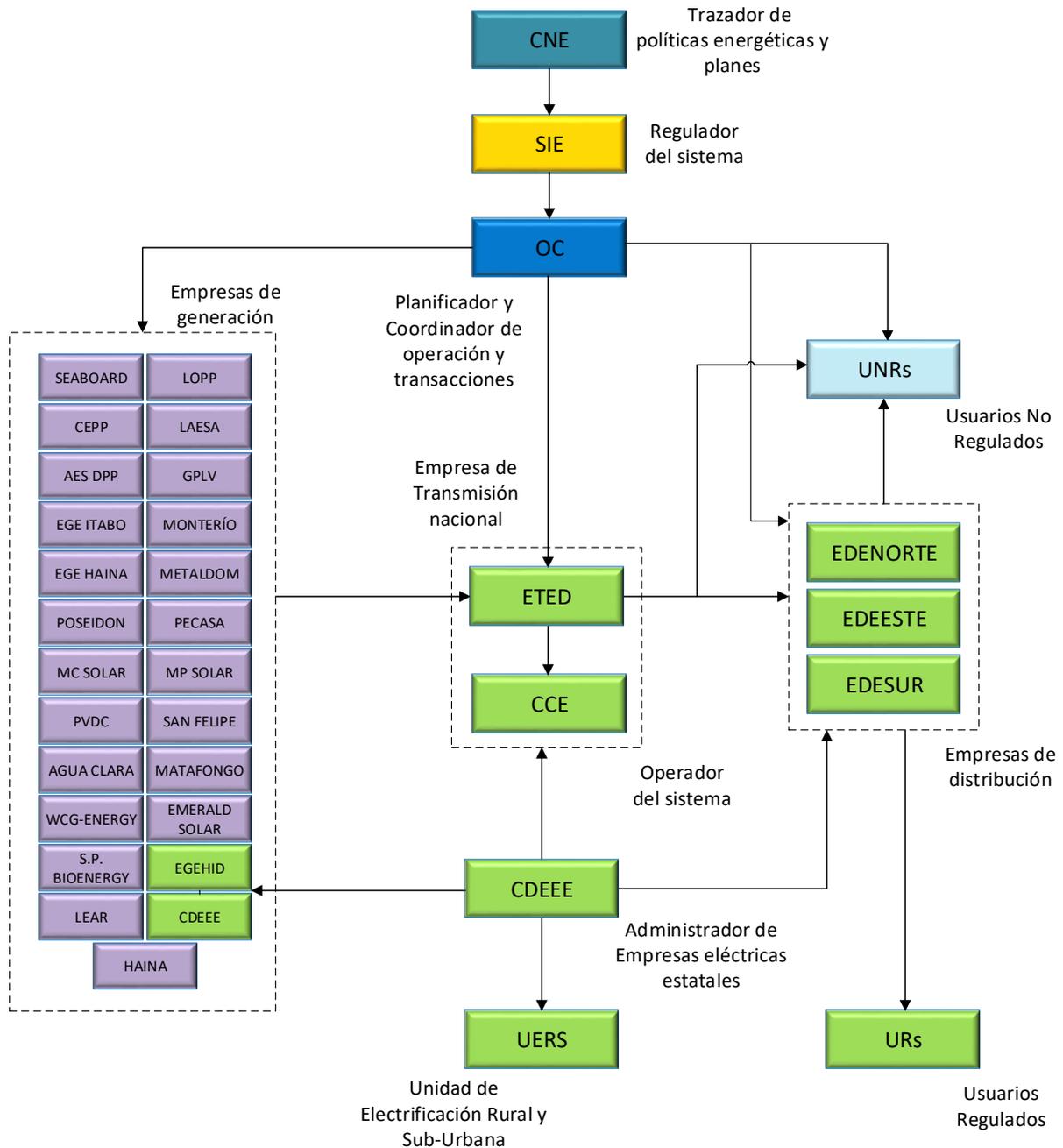


Figura 3-1. Principales agentes del mercado eléctrico dominicano

### 3.1 Modelo del mercado eléctrico dominicano

Las actividades de distribución y transmisión de energía son monopólicas y son realizadas solamente por las empresas mencionadas anteriormente en la Figura 3-1. Las empresas de distribución venden su energía a clientes regulados utilizando las diferentes tarifas aprobadas por la normativa, también venden su energía a los usuarios no regulados, estos usuarios, a diferencia de los regulados, tienen la opción de comprar su energía directamente a los generadores. La actividad de generación, en cambio, es una actividad de competencia.

El sistema eléctrico dominicano es marginalista. Las valorizaciones de transferencia de potencia y energía entre entidades generadoras, distribuidores y usuarios no regulados se realizan a costo marginal de potencia y energía de corto plazo Art. 39 [20].

Los precios de venta de electricidad en el mercado de largo plazo de generadores a distribuidoras resultarán de los precios obtenidos por medio de procedimientos competitivos de licitación pública dirigidos por la SIE. La diferencia entre la demanda de una distribuidora y sus contratos será transferida por los generadores a costo marginal de corto plazo. El mercado de contratos no podrá ser mayor al 80 % de la demanda del SENI, mientras que el mercado spot representará como mínimo el 20 % de la demanda del SENI. El mercado spot comprende la compra y venta de energía a corto plazo valorizado al costo marginal de corto plazo Art. 110 [20].

### 3.2 Márgenes de frecuencia permisibles en el SENI

La frecuencia nominal del SENI es 60 Hz. De acuerdo a [20] los rangos de frecuencia permitidos son los siguientes:

-59.85 a 60.15 Hz durante el 99.0 % del tiempo.

- 59.75 a 60.25 Hz durante el 99.8 % del tiempo.

Adicionalmente, los equipos conectados al sistema deben ser capaces de soportar transitorios de frecuencia de +3 y -2 Hz.

### 3.3 Servicios Auxiliares

En el SENI, estos son aquellos necesarios para mantener la confiabilidad y seguridad del sistema durante su planificación y operación. Dentro de estos se encuentra la regulación de tensión, compensación de reactivos y la regulación de frecuencia.

### 3.4 Regulación primaria y secundaria de frecuencia

La regulación de frecuencia es uno de los servicios complementarios en un sistema eléctrico y busca mantener la frecuencia en sus valores permisibles utilizando mecanismos de control con capacidad de generación que permitan alcanzar el objetivo trazado. La regulación de frecuencia, en el sistema eléctrico dominicano, está a cargo de los agentes pertenecientes al bloque de generación, los cuales son operados por el CCE.

El control de frecuencia en un primer nivel es realizado por las unidades de generación de acuerdo al estatismo de cada una, luego por las centrales de regulación. La regulación primaria de frecuencia es rápida. Las máquinas que participan en la regulación primaria de frecuencia (RPF) deben entregar todo su margen asignado en un tiempo inferior a los 30 segundos y sostenerlo. El propósito de esta es equilibrar generación y demanda.

La regulación secundaria se realiza de forma manual y automática, es una regulación lenta. El objetivo de este servicio es corregir la desviación de frecuencia dejada por la RPF y devolver las unidades de generación a su valor nominal de despacho.

Los Artículos 390-397 de la Ley General de Electricidad 125-01 y su Reglamento de Aplicación indican los requisitos técnicos, habilitación y procedimiento de pruebas para las máquinas poder participar en el mercado de RPF y RSF [20]. La Resolución SIE-030-2014 “Emisión procedimiento para el servicio de regulación

primaria de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado”, aclara la ejecución del proceso para ofrecer el servicio de RPF. Los Artículos 404-409 de la Ley General de Electricidad 125-01 y su Reglamento de Aplicación detallan las fórmulas de compensación por RPF y RSF en el SENI.

A diferencia de otros sistemas, el servicio de regulación primaria es obligatorio y es compensado de acuerdo al margen asignado al generador que inyecta en la barra  $i$  en la hora  $h$  y al costo de corto plazo de la energía en la hora  $h$ . Adicionalmente se suma un incentivo de regulación (IR) fijado anualmente por la superintendencia de electricidad. En (3-1) [20] se presenta la manera en que son compensados los generadores que ofrecen el servicio de RPF.

$$compRPF_{hi} = (CMGCPenergía_{hi} - CVP_i + IR) * MRAsignadoRPF_{hi} \quad (3-1)$$

En cuanto a la compensación por RSF se considera a (3-2), donde el factor de eficiencia depende de un índice de eficiencia calculado por el OC.

$$compRSF_{hi} = (CMGCPenergía_{hi} - CVP_i + IR * Factor\_Eficiencia_{hi}) * MRAsignadoRSF_{hi} \quad (3-2)$$

(3-1) Y (3-2) son aplicables cuando las máquinas que ofrecen la RPF y RSF están despachadas por orden de mérito de CVP para cubrir demanda. En caso de generación forzada para RPF o RSF, se aplica (3-3).

$$compCVP_{hi} = (CVP_i - CMGCPenergía_{hi}) * EnergíaGenerada_{hi} + IR * Factor\_Eficiencia_{hi} * MRAsignadoRSF_{hi} \quad (3-3)$$

El OC deberá sumar los montos deudores y acreedores de cada hora para obtener el total en el mes con (3-4).

$$P_j = \sum_h M_h * \left( \frac{G_{jh}}{\sum_{k=1}^n G_{kh}} \right) \quad (3-4)$$

Donde el monto total horario se calcula sumando la compensación por RPF, RSF y la compensación de regulación forzada (3-5).

$$M_{h,j} = \sum_{h,i} compRPF_{hi} + \sum_{h,i} compRSF_{hi} + compCVP_{hi} \quad (3-5)$$

Con (3-4) se hace el pago a todos los generadores, considerando el monto total horario, la energía generada por cada generador entre la energía total generada.

### 3.5 Reserva de Regulación primaria y secundaria de frecuencia en los despachos

El Art. 399 de [20] establece que la programación de la operación debe contemplar un margen de reserva primaria del 3 % al 5 % de la demanda horaria estimada, este margen también se aplica para la reserva de RSF. La reserva de regulación primaria y secundaria en los despachos no deberá pasar del 5 % en cada una.

De acuerdo al Art. 401 de [20] así como se realiza una lista de mérito de las unidades generadoras a despachar, también se realiza una lista de mérito para la regulación primaria y otra para la regulación secundaria en la programación semanal y diaria de la operación. La lista de mérito para la RPF se realiza de acuerdo al factor A de cada máquina:

$$A = \frac{(P_{máxima} - P_{mínima}) * Gradiente\ de\ toma\ de\ carga}{Estatismo} \quad (3-6)$$

Con base al indicador A se realiza el despacho de las unidades habilitadas y disponibles para RPF.

La lista de mérito de las unidades habilitadas y disponibles para RSF se realiza de acuerdo a los costos variables de operación (CVP), de mayor costo a menor costo, de las unidades y sus parámetros. De esta manera se trata de disminuir el encarecimiento de los costos del sistema. En este sistema, el margen de reserva asignado para subir y bajar es el mismo y es determinado mediante las pruebas técnicas especificadas en la resolución SIE-030-2014 y los Artículos 383-391 en [20].

# 4 METODOLOGÍA PROPUESTA

En este capítulo se presentará la metodología utilizada para el análisis de los distintos escenarios considerados en este proyecto. Los datos de entrada de este modelo son los parámetros de los generadores, sistemas de almacenamiento, demanda y precios de combustible, la salida son los diferentes escenarios operativos del sistema con la integración de sistemas de almacenamiento y los costos marginales.

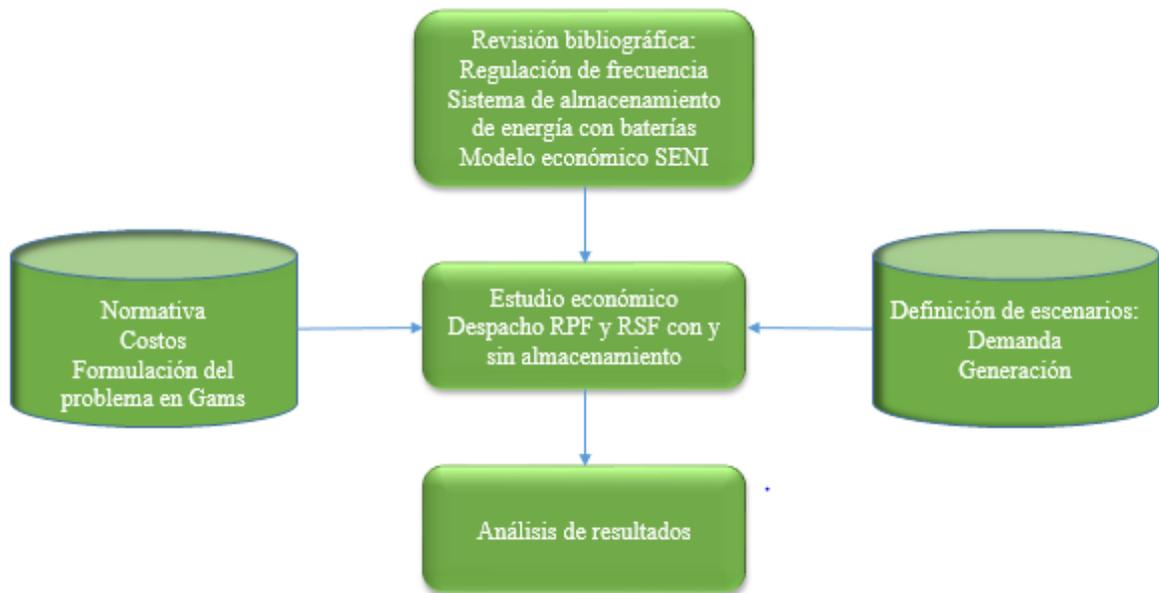


Figura 4-1. Metodología de estudio propuesta

## 4.1 Modelo de estudios económico en GAMS (Sistema de Modelado Algebraico General)

El modelo de despacho seleccionado es el modelo simple, este se caracteriza por contemplar un solo nodo de inyección y retiro, no contempla el comportamiento de la red de transmisión, por lo que no incluye restricciones de red, tampoco pérdidas en transmisión. El horizonte máximo estudiado en este proyecto es el corto plazo para un día y una semana, conocido en inglés como unit commitment. El modelo desarrollado resuelve un problema lineal entero mixto (MIP) sujeto a restricciones técnicas del sistema, centrales y sistemas de almacenamiento. Como resultado se obtienen los costos marginales horarios, generación por tecnología, las reservas primarias y secundarias asignadas, inyecciones y retiros de los sistemas de almacenamiento.

### 4.1.1 Datos de entrada

Los datos de entrada de este modelo son los parámetros de los generadores, sistemas de almacenamiento, demanda y precios de combustible.

#### 4.1.1.1 Demanda

La demanda es un parámetro estacional, varía dependiendo de las estaciones del año, por lo general para analizar su comportamiento es posible realizar una representación estacional del consumo típico. Para este estudio, como

dato general se ha de considerar la demanda real abastecida para los 24 periodos de un día. Para estudiar el comportamiento más detallado de la carga se observó el consumo de 1 semana por agrupación de meses con consumo similar y se calcularon perfiles de demanda baja, mediana y alta para obtener escenarios cercanos a la realidad. Los meses se agruparon de la siguiente manera: enero-febrero, marzo - abril, mayo - junio, julio-octubre y noviembre - diciembre. Los datos de demanda fueron proporcionados por el Organismo Coordinador.

#### 4.1.1.2 Generación

Para la modelación de las centrales eléctricas, se ha considerado la agrupación por tecnologías. La disponibilidad de generación de las centrales hidroeléctricas se ha dividido entre centrales de regulación y centrales de pasadas, se ha utilizado datos reales de generación horaria para el año 2019 y 2020, agrupados por meses considerando perfiles bajos, medianos y altos de generación agrupados en una central considerando el total de margen de regulación primaria y secundaria. Para las centrales eólicas y solares se ha utilizado la generación horaria del 2020. Adicionalmente, se ha de considerar perfiles horarios de generación real baja, mediana y alta agrupados en una central.

Las centrales térmicas se han modelado considerando el promedio horario-anual de disponibilidad declarada para el 2020 exceptuando algunas centrales como las CESP (Compañía de Electricidad de San Pedro de Macorís), Punta Catalina, Aes Andrés y Los Mina. También se usaron datos de 2019. Existen centrales que operan con más de una modalidad de combustible y/o tecnología, se consideró una sola modalidad. La mayoría de las centrales térmicas se agruparon por tecnología.

En el caso de las centrales no renovables, se consideró el tiempo de arranque en caliente, para las centrales que llegan a su potencia mínimo técnico en un tiempo mayor a una hora, en la realidad, se asumió que el mínimo técnico lo alcanza en una hora. Para aquellas centrales que alcanzan su mínimo en menos de una hora, se calculó la potencia que pueden entregar en una hora, si este valor excedía o era igual a la potencia máxima, entonces se asumió esta último como rampa de arranque, en caso de que el valor calculado fuese mayor que el mínimo técnico y menor que la potencia máxima, se dejó igual. Los parámetros de las centrales, generación y disponibilidad real fueron proporcionados por el Organismo Coordinador.

#### 4.1.1.3 Precios de combustible

Para los precios de combustible de las centrales utilizadas, se ha de utilizar precios emitidos por la Administración de Información Energética (EIA) para el gas natural, fuel oil no.2, el fuel oil no. 6 y el carbón para el año 2019 [21]. La Tabla 4-1 presenta los CVP (Costos Variables de Producción asociados para las centrales.

Tabla 4-1. Costos Variables de Producción

Código	Central	Combustible	CVP (US\$/MWh)
P15	San Pedro Bio-Energy	Biomasa	0.00
P16	Centrales Hidroeléctricas	Agua	0.00
P17	Centrales Solares Fotovoltaicas	Sol	0.00
P18	Centrales Eólicas	Viento	0.00
P1	Punta Catalina 1	Carbón	6.99
P2	Punta Catalina 2	Carbón	7.06
P3	Itabo	Carbón	7.1
P5	Barahona Carbón	Carbón	7.17
P4	Aes Andrés	Gas natural	9.45
P8	Quisqueya 2	Gas Natural	9.86
P6	Parque Energético Los Mina Total	Gas natural	9.93
P10	Compañía de Electricidad de San Pedro de Macorís	Gas natural	10.1
P9	Estrella del Mar 2	Gas Natural	11.81
P11	Quisqueya 1	Gas natural	12.39

P7	Los Orígenes Power Plant	Gas natural	13.65
P13	Centrales de Motores de Combustión Interna 2	Fuel Oil #6	46.81
P12	Centrales de Motores de Combustión Interna 1	Fuel Oil #6	47.39
P14	Haina TG	Fuel Oil #2	55.79

#### 4.1.1.4 Sistemas de almacenamiento

Se ha utilizado el modelo eléctrico del sistema de almacenamiento. Este modelo exhibe en detalles la capacidad energética y el estado de carga de la batería en cada periodo, además, presenta las restricciones de potencia máxima de carga y descarga permitida. Las restricciones del modelo eléctrico condicionan al BESS para operar de manera segura y dependen del tipo de tecnología modelada.

Este proyecto se enfoca en el impacto en los costos marginales que provocan la incorporación de sistemas de almacenamiento para regular frecuencia, no se presenta el modelo de degradación del sistema de almacenamiento.

Se han utilizado parámetros genéricos para la modelación de baterías, adicionalmente se ha consultado las principales características por tecnología de almacenamiento en [22], [23], [24], [25] y [26]. Los principales requerimientos que deben cumplir los BESS para regular frecuencia son: Alta potencia, bajo costo de ciclos, respuesta rápida y elevados ciclos parciales de carga y descarga [27] [6]. Adicionalmente, se consultaron investigaciones, instalaciones en estudio y habilitados comercialmente, algunos de estos proyectos se pueden verificar en [28], [29] [3], [30], [31], [32], [33], [34].

### 4.1.2 Formulación matemática del problema de optimización

#### 4.1.2.1 Nomenclatura

$P_g$	Plantas de generación eléctrica
$T_e$	Plantas de generación térmicas
$H_g$	Plantas de generación hidroeléctrica
$F_v$	Plantas de generación fotovoltaica
$E_o$	Plantas de generación eólica
$B$	Sistemas de almacenamiento con baterías
$t$	Horizonte de estudio desde $t_0$ hasta $t_{168}$
$h(t)$	Subconjunto de periodos desde $t_1$ hasta $t_{168}$
$CVP_{pg}$	Costo variable de generación
$Tec_{pg}$	Tecnologías de generación
$Pmin_{pg}$	Potencia mínima técnica
$Pmax_{pg}$	Potencia máxima técnica
$R\_up_{pg}$	Rampa de subida
$R\_dw_{pg}$	Rampa de bajada
$Max_{pg,t}$	Máxima potencia disponible horaria
$Mrpf_{pg}$	Margen asignado para regulación primaria de frecuencia
$Mrsf_{pg}$	Margen asignado para regulación secundaria de frecuencia
$Drpf_{pg,t}$	Disponibilidad de generadores para regulación primaria por periodo
$Drsf_{pg,t}$	Disponibilidad de generadores para regulación secundaria por periodo

---

$On\_t_{pg}$	Mínimo tiempo en línea
$Off\_t_{pg}$	Mínimo tiempo fuera de línea
$U\_a_{pg}$	Cantidad de horas que la central lleva acoplada antes del inicio del horizonte de estudio
$U\_f_{pg}$	Cantidad de horas que la central lleva fuera de línea antes del inicio del horizonte de estudio
$U\_ini_{pg}$	Condición inicial de los generadores
$W_{pg}$	Cantidad de horas que la central debe permanecer en línea a inicio del horizonte de estudio
$N_{pg}$	Cantidad de horas que la central debe permanecer apagada a inicio del horizonte de estudio
$J$	Cantidad de horas del horizonte de estudio
$Su_{pg}$	Rampa de arranque
$Sd_{pg}$	Rampa de apagado
$Load_t$	Demanda horaria
$Prpf_t$	Porcentaje de reserva primaria requerida por periodo
$Prsf_t$	Porcentaje de reserva secundaria requerida por periodo
$Cbe0_B$	Capacidad inicial de energía de las baterías
$Cbmax_B$	Capacidad máxima de energía de las baterías
$Eff\_c_B$	Eficiencia de carga de las baterías
$Eff\_d_B$	Eficiencia de descarga de las baterías
$Socmin_B$	Estado de carga mínimo de la batería
$Socmax_B$	Estado de carga máximo de la batería
$Pcmin_B$	Potencia mínima de carga de la batería
$Pcmax_B$	Potencia máxima de carga de la batería
$Pdmin_B$	Potencia mínima de descarga de la batería
$Pdmax_B$	Potencia máxima de descarga de la batería
$Dbrp_B$	Disponibilidad de las baterías para regulación primaria por periodo
$Dbrs_B$	Disponibilidad de las baterías para regulación secundaria por periodo
$Pm_{pg,t}$	Potencia máxima por periodo considerada para cálculo de costo marginal
$Regl_{pg,t}$	Reserva de generadores en línea
$Regf_{pg,t}$	Reserva de generadores fuera de línea
$Racu_{pg,t}$	Reserva acumulada de generadores con CVP menor a la central evaluado en el periodo t
$Racg_{pg,t}$	Reserva acumulada general
$Reto_{pg,t}$	Reserva en línea más reserva fuera de línea
$Rfor_{pg,t}$	Reserva forzada
$Cmgl_t$	Costo marginal de central en línea por periodo
$Cmgf_t$	Costo marginal de central fuera de línea por periodo
$Cmgd_t$	Costo marginal de central desacoplada por periodo
$Cmgc_t$	Costo marginal de corto plazo del SENI
$Dto$	Costo de desabastecimiento

$F_{pen}$  Factor penalizador por insuficiencia de margen para regulación de frecuencia  
Alias (t, tt), (h, d), (Te, Tm)

#### 4.1.2.2 Variables

$C_t$	Costos totales de operación a minimizar
$u_{Pg,t}$	Variable binaria de estado de generadores
$y_{Pg,t}$	Variable binaria para arranque
$z_{Pg,t}$	Variable binaria para apagado
$ed_{B,t}$	Variable binaria para estado de descarga de la batería
$ec_{B,t}$	Variable binaria para estado de carga de la batería
$G_{Pg,t}$	Variable positiva, generación de central por periodo
$P_{max_{Pg,t}}$	Variable positiva, potencia máxima operativa de generadores
$Mrpfg_{Pg,t}$	Variable positiva, margen de regulación de RPF por central
$Mrsfg_{Pg,t}$	Variable positiva, margen de regulación de RSF por central
$Rmpf_{Pg,t}$	Variable positiva, relajación de margen de RPF
$Rmsf_{Pg,t}$	Variable positiva, relajación de margen de RSF
$Pds_{B,t}$	Variable positiva, potencia de descarga de baterías
$Pcs_{B,t}$	Variable positiva, potencia de carga de baterías
$Pdsp_{B,t}$	Variable positiva, potencia de descarga de baterías para RPF
$Pcsp_{B,t}$	Variable positiva, potencia de carga de baterías para RPF
$Pdss_{B,t}$	Variable positiva, potencia de descarga de baterías para RSF
$Pcss_{B,t}$	Variable positiva, potencia de carga de baterías para RSF
$Cbss_{B,t}$	Variable positiva, capacidad de las baterías
$Soc_{B,t}$	Variable positiva, estado de carga de las baterías

#### 4.1.2.3 Función objetivo

$$\sum_t \sum_{Te} (CVP_{Te} * G_{T,t}) \quad (4-1)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$\sum_t \sum_{Te} (CVP_{Te} * G_{T,t}) + Fpen * \sum_{Pg,t} (Rmpf_{Pg,t}) + Fpen * \sum_{Pg,t} (Rmsf_{Pg,t}) \quad (4-2)$$

$$+ \sum_t Cmgc_t * \sum_{Pg,t} Mrpfg_{Pg,t} + \sum_t Cmgc_t * \sum_{Pg,t} Mrsfg_{Pg,t}$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$\sum_t \sum_{Te} (CVP_{Te} * G_{T,t}) + Fpen * \sum_{Pg,t} (Rmpf_{Pg,t}) + Fpen * \sum_{Pg,t} (Rmsf_{Pg,t}) \quad (4-3)$$

$$+ \sum_t Cmgc_t * \sum_{Pg,t} Mrpfg_{Pg,t} + \sum_t Cmgc_t * \sum_{Pg,t} Mrsfg_{Pg,t}$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

Las ecuaciones (4-1) – (4-3) corresponden a la función objetivo de los tres problemas en secuencia a resolver. En el primer planteamiento se obtienen los costes de energía de corto plazo que luego son usados para penalizar los márgenes de RPF y RSF en el segundo y tercer planteamiento, en este último se incluye el aporte del sistema de almacenamiento en la reserva para regulación de frecuencia [20] [35].

#### 4.1.2.4 Restricciones

- Balance de carga:

$$\sum_{Pg} G_{Pg,t} \geq Load_t \quad (4-4)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$\sum_{Pg} G_{Pg,t} \geq Load_t + \sum_B P_{csp_{B,t}} + \sum_B P_{css_{B,t}} \quad (4-5)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

La expresión (4-4) es usada para el balance de carga y generación en el planteamiento 1 y 2. La expresión (4-5) expresa el balance de carga incluyendo el consumo de las baterías cuando están retirando energía del sistema [35].

- Encendido y apagado de unidades [35]:

$$y_{Pg,t} - z_{Pg,t} = u_{Pg,t} - u_{Pg,t-1} \quad (4-6)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$y_{Pg,t} + z_{Pg,t} \leq 1 \quad (4-7)$$

$$\forall t$$

- Mínimo tiempo de encendido [35]:

$$\sum_{t>1}^{W_{Pg}+1} [1 - u_{Pg,t}] = 0 \quad (4-8)$$

$$W_{Pg} \geq 1$$

$$\sum_{tt \geq t}^{t+On\_t_{Pg}-1} u_{Pg,tt} \geq On\_t_{Pg} * y_{Pg,t} \quad (4-9)$$

$$\forall t \in h$$

$$\forall t = W_{Pg} + 1 \dots J - On\_t_{Pg} + 1$$

$$W_{Pg} + 1 < J - On\_t_{Pg} + 1$$

$$\sum_{d=h}^J [u_{pg,d} - y_{pg,h}] \geq 0 \quad (4-10)$$

$$\forall h = J - On\_t_{pg} + 2 \dots J$$

$$On\_t_{pg} \geq 2$$

Donde:  $W_{pg} : Min [J, (On\_t_{pg} - U\_a_{pg}) * U\_ini_{pg}]$

- Mínimo tiempo fuera de línea [35]:

$$\sum_{t>1}^{N_{pg}+1} u_{pg,t} = 0 \quad (4-11)$$

$$N_{pg} \geq 1$$

$$\sum_{tt \geq t}^{t+Off\_t_{pg}-1} [1 - u_{pg,tt}] \geq N_{pg} * z_{pg,t} \quad (4-12)$$

$$\forall t \in h$$

$$\forall t = N_{pg} + 1 \dots J - Off\_t_{pg} + 1$$

$$N_{pg} + 1 < J - Off\_t_{pg} + 1$$

$$\sum_{d=h}^J [1 - u_{pg,d} - z_{pg,h}] \geq 0 \quad (4-13)$$

$$\forall h = J - Off\_t_{pg} + 2 \dots J$$

$$Off\_t_{pg} \geq 2$$

Donde:  $N_{pg} : Min [J, (Off\_t_{pg} - U\_f_{pg}) * (1 - U\_ini_{pg})]$

- Límites operacionales de los generadores:

$$Pmax_{pg,t} \leq Max_{pg,t} [u_{pg,t} - z_{pg,t+1}] + z_{pg,t+1} * Sd_{pg} \quad \forall t \quad (4-14)$$

$$Pmax_{pg,t} \leq G_{pg,t-1} + R_{up_{pg}} * u_{pg,t-1} + Su_{pg} * y_{pg,t} \quad \forall t = 2 \dots J \quad (4-15)$$

$$G_{pg,t} \leq Pmax_{pg,t} \quad \forall t \quad (4-16)$$

$$G_{pg,t} \geq Pmin_{pg} * u_{pg,t} \quad \forall t \quad (4-17)$$

$$G_{pg,t-1} - G_{pg,t} \leq R_{dw_{pg}} * u_{pg,t} + Sd_{pg} * z_{pg,t} \quad (4-18)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$G_{Pg,t} \leq Pmax_{Pg,t} - Mrpfg_{Pg,t} - Mrsfg_{Pg,t} \quad \forall t \quad (4-19)$$

$$G_{Pg,t} \geq Pmin_{Pg} * u_{Pg,t} + Mrpfg_{Pg,t} + Mrsfg_{Pg,t} \quad \forall t \quad (4-20)$$

Las ecuaciones (4-14) – (4-18) son utilizadas para el planteamiento 1, en el caso del planteamiento 2 y 3 donde se incluyen las reservas para regulación de frecuencia, se sustituye la ecuación (4-16) por (4-19) y la ecuación (4-17) por la ecuación (4-20) [20] [35].

- Reservas para RPF y RSF:

$$Mrpfg_{Pg,t} \leq Mrpf_{Pg} * u_{Pg,t} \quad \forall t = 2 \dots J \quad Drpf_{Pg,t} \geq 1 \quad (4-21)$$

$$Mrsfg_{Pg,t} \leq Mrsf_{Pg} * u_{Pg,t} \quad \forall t = 2 \dots J \quad Drsfg_{Pg,t} \geq 1 \quad (4-22)$$

$$\sum_{Pg, Drpf_{Pg,t} \geq 1} Mrpf_{Pg} + \sum_{Pg} Rmpf_{Pg,t} \geq Prpf_t * \sum_{Pg} G_{Pg,t} \quad \forall t = 2 \dots J \quad (4-23)$$

$$\sum_{Pg, Drsfg_{Pg,t} \geq 1} Mrsf_{Pg} + \sum_{Pg} Rmsf_{Pg,t} \geq Prsf_t * \sum_{Pg} G_{Pg,t} \quad \forall t = 2 \dots J \quad (4-24)$$

$$\sum_{Pg, Drpf_{Pg,t} \geq 1} Mrpf_{Pg} + \sum_{Pg} Rmpf_{Pg,t} + \sum_B Pdsp_{B,t} \geq Prpf_t * \sum_{Pg} G_{Pg,t} \quad \forall t = 2 \dots J \quad (4-25)$$

$$\sum_{Pg, Drsfg_{Pg,t} \geq 1} Mrsf_{Pg} + \sum_{Pg} Rmsf_{Pg,t} + \sum_B Pdss_{B,t} \geq Prsf_t * \sum_{Pg} G_{Pg,t} \quad \forall t = 2 \dots J \quad (4-26)$$

Las ecuaciones (4-21) – (4-26) son utilizadas en el planteamiento 2 y 3. En el caso del planteamiento 3, se sustituye la ecuación (4-23) por (4-25) y la ecuación (4-24) por (4-26). Ambas ecuaciones (4-25) y (4-26) reflejan el aporte de las baterías en la regulación de frecuencia [20] [35].

- Sistema de almacenamiento con baterías:

$$Soc_{B,t} \geq Socmin_B \quad \forall t \quad (4-27)$$

$$Soc_{B,t} \leq Socmax_B \quad \forall t \quad (4-28)$$

$$Pds_{B,t} \geq Pdmin_B * ed_{B,t} \quad \forall t \quad (4-29)$$

$$Pds_{B,t} \leq Pdmax_B * ed_{B,t} \quad \forall t \quad (4-30)$$

$$Pcs_{B,t} \geq Pcmin_B * ec_{B,t} \quad \forall t \quad (4-31)$$

$$Pcs_{B,t} \leq Pcmax_B * ec_{B,t} \quad \forall t \quad (4-32)$$

$$ed_{B,t} + ec_{B,t} \leq 1 \quad (4-33)$$

La potencia máxima y mínima de carga y descarga de las baterías está expresada en las ecuaciones (4-27) –

(4-33), estos límites se deben al sistema que conecta la batería con el sistema eléctrico. Para impedir que las baterías se carguen y descarguen en el mismo periodo se ha considerado la ecuación (4-33) [36] [37].

$$Cbss_{B,tinicial} = Cbe0_B = Cbss_{final} \quad (4-34)$$

$$Cbss_{B,t} = Cbe0_{Bt=t0} + Cbss_{B,t-1t>t0} + Pcs_{B,t} * Eff_{cB} - \frac{Pds_{B,t}}{Eff_{dB}} \quad \forall t \quad (4-35)$$

$$Soc_{B,t} = \frac{Cbss_{B,t}}{Cbmax_B} \quad \forall t \quad (4-36)$$

Para mantener el estado de carga en cada ciclo de estudio, para esto caso, 168 horas, se ha considerado que la capacidad de energía de la batería al final del periodo de estudio sea igual a la capacidad inicial, como muestra la ecuación (4-34). La capacidad energética de cada periodo depende del capacidad de energía final del periodo anterior más la potencia de carga por el rendimiento de su ciclo menos la potencia inyectada por el rendimiento de su respectivo ciclo, presentado en la ecuación (4-35). Finalmente se calcula el estado de carga para cada periodo considerando la capacidad energética del periodo t y la capacidad energética máxima de las baterías como se observa en la ecuación (4-36) [36] [38] [37].

$$Pdsp_{B,t} = Pds_{B,t} * Dbrp_B \quad \forall t = 2 \dots J \quad (4-37)$$

$$Pcsp_{B,t} = Pcs_{B,t} * Dbrp_B \quad \forall t = 2 \dots J \quad (4-38)$$

$$Pdss_{B,t} = Pds_{B,t} * Dbrs_B \quad \forall t = 2 \dots J \quad (4-39)$$

$$Pcss_{B,t} = Pcs_{B,t} * Dbrs_B \quad \forall t = 2 \dots J \quad (4-40)$$

Como se tienen baterías que aportan energía y potencia para RPF y otras para RSF, se ha considerado incluir las ecuaciones (4-37) – (4-40). Con estas ecuaciones se permite segregar las baterías que aportarán margen para RPF y/o para RSF.

#### 4.1.2.5 Lógica para costos marginales

$$Pm_{Te,t} = Max_{Te,t} \quad (4-41)$$

$$Regl_{Te,t} = Pm_{Te,t} - G_{Te,t} \quad \forall t \quad G_{Te,t} > 0 \quad (4-42)$$

$$Regl_{Te,t} = Pm_{Te,t} - G_{Te,t} - Mrpfg_{Pg,t} - Mrsfg_{Pg,t} \quad \forall t \quad G_{Te,t} > 0 \quad (4-43)$$

$$Regf_{Te,t} = Pm_{Te,t} \quad \forall t \quad G_{Te,t} = 0 \quad (4-44)$$

$$Reto_{Te,t} = Regl_{Te,t} + Regf_{Te,t} \quad \forall t \quad (4-45)$$

$$Racu_{Te,t} = \sum_{Tm} Reto_{Tm,t} \quad \forall t \quad CVP_{Tm} < CVP_{Te} \quad G_{Te,t} > 0 \quad (4-46)$$

$$Racg_{Te,t} = \sum_{Tm} Reto_{Tm,t} \quad \forall t \quad CVP_{Tm} < CVP_{Te} \quad (4-47)$$

$$Rfor_{Te,t} = Pm_{Te,t} - G_{Te,t} \quad \forall t \quad G_{Te,t} > 0 \quad Racu_{Te,t} > G_{Te,t} \quad (4-48)$$

$$Rfor_{Te,t} = Pm_{Te,t} - G_{Te,t} - Mrpfg_{Pg,t} - Mrsfg_{Pg,t} \quad \forall t \quad G_{Te,t} > 0 \quad Racu_{Te,t} > G_{Te,t} \quad (4-49)$$

Para el cálculo de los costos marginales se ha considerado principalmente la potencia máxima horaria, las reservas en línea, fuera de línea, la reserva acumulada por las centrales más baratas que la central Pg evaluada en el periodo y la reserva de centrales forzadas expresadas de manera detallada en las ecuaciones (4-41) – (4-49) [20].

Para el planteamiento 2 y 3, la ecuación (4-42) correspondiente a la reserva en línea se sustituye por la ecuación (4-43) y la ecuación (4-48) correspondiente a la reserva forzada, se sustituye por (4-49).

$$Cmgl_t = Max[Te, CVP_{Te}] \quad \forall t \quad (4-50)$$

$$G_{Te,t} > 0 \quad Regl_{Te,t} \geq 1 \quad Racu_{Te,t} < G_{Te,t} \quad Rfor_{Te,t} = 0$$

$$Cmgd_t = Min[Te, CVP_{Te}] \quad \forall t \quad (4-51)$$

$$G_{Te,t} = 0 \quad Pm_{Te,t} > 0 \quad Regf_{Te,t} \neq 0$$

Se ha considerado que el costo marginal de la central en línea corresponde al CVP más alto de aquella central térmica cuya generación es mayor que cero, capaz de aportar 1 MW adicional en el periodo t y que no se encuentra forzada, es decir, que se encuentra despachada por demanda, la reserva acumulada por las centrales más baratas es menor que la potencia que está entregando al sistema, está expresado en la ecuación (4-50) [20].

El costo marginal de la central fuera de línea, en este caso, solo se ha considerado, aquella central térmica más barata fuera de línea y con potencia disponible, como se puede ver en la ecuación (4-51).

$$If \ Cmgd_t \neq +\infty \ then \ Cmgf_t = Cmgd_t, \ else \ Cmgf_t = 0 \quad \forall t \quad (4-52)$$

$$If \ Cmgl_t > 0 \ then \ Cmgc_t = Cmgl_t, \ else \ Cmgc_t = Cmgf_t \quad \forall t \quad (4-53)$$

$$If \ Cmgf_t \leq 0 \ and \ Cmgl \leq 0 \ then \ Cmgc_t = Dto \quad \forall t \quad (4-54)$$

En ocasiones, no hay centrales en operación que cumplan con las condiciones para establecer el costo marginal, por lo que una central fuera de línea que cumpla con los requisitos termina marginando. Por razones de insuficiencia de generación se puede dar el caso de que no existan generadores en línea tampoco fuera de línea que puedan marginar, por lo que se recurre al costo de desabastecimiento. Esta secuencia queda expresada en las ecuaciones (4-52) – (4-54) [20].

# 5 RESULTADOS Y SIMULACIONES

*La mejor forma de predecir el futuro es crearlo.*

Peter Drucker

**E**n este capítulo se explicarán los principales resultados obtenidos a partir de los diferentes escenarios simulados para contemplar el impacto económico producido en el sistema eléctrico dominicano por la introducción de sistemas de almacenamiento para participar en la regulación de frecuencia.

## 5.1 Resultados de análisis energético

Se simularon varios escenarios de demanda y generación combinados con la inclusión de sistemas de almacenamiento, los principales escenarios se mostrarán a continuación.

### 5.1.1 Caso 1 de estudio: Mediana demanda y generación anual.

Para este caso de estudio se seleccionó una semana representativa con la mediana demanda por agrupación de meses correspondiente al año 2019, el promedio de demanda abastecido horario se encuentra en la Tabla 5–1. Para la disponibilidad de generación de las hidroeléctricas, centrales fotovoltaicas y eólicas se utilizó el mismo procedimiento que la demanda.

Tabla 5–1. Promedio de demanda

Meses	Demanda (MW)
Ene-feb	1,983.96
Mar-abr	2,076.31
May-Jun	2,272.26
Jul-oct	2,347.89
Nov-dic	2,207.87

La Tabla 5–2 presenta el margen de reserva para regulación primaria y secundaria de frecuencia disponible sin incluir almacenamiento utilizado en este estudio y en los siguientes.

Tabla 5–2. Reserva total para regulación de frecuencia utilizada (MW)

Mrpf	Mrsf
193.72	217.66

La Tabla 5–3 muestra los principales parámetros utilizados para simular la inclusión de almacenamiento en los servicios de regulación primaria y secundaria de frecuencia.

Tabla 5–3. Parámetros A de sistemas de almacenamiento con baterías

Escenarios	B	Cbe0	Cbmax	Eff_c	Eff_d	Socmin	Socmax	Pdmax	Pcmax	Min	Rpf	Rsf
Esc.1	B1	4	5	0.9	0.9	0.2	0.8	10	10	30	Si	No
Esc.2	B1	12	15	0.9	0.9	0.2	0.8	30	30	30	Si	No
Esc.3	B1	20	25	0.9	0.9	0.2	0.8	50	50	30	Si	No
Esc.4	B1	20	25	0.9	0.9	0.2	0.8	50	50	30	Si	No
Esc.4	B2	20	25	0.9	0.9	0.2	0.8	50	50	30	Si	No
Esc.5	B1	24	30	0.9	0.9	0.2	0.8	60	60	30	Si	No
Esc.5	B2	24	30	0.9	0.9	0.2	0.8	60	60	30	Si	No
Esc.6	B1	24	30	0.9	0.9	0.2	0.8	60	60	30	Si	No
Esc.6	B2	20	25	0.9	0.9	0.2	0.8	50	50	30	No	Si

Como se puede observar en la Tabla 5–3, se incrementó la potencia instalada de almacenamiento, manteniendo los demás parámetros fijos, incluyendo el estado de carga inicial (Cbe0). Se utilizó una capacidad de 0.5 hora a plena potencia debido a que este tipo de servicio requiere de corta duración. Se ha observado en diversos estudios, la selección de rangos de estados de carga similares a los seleccionados en [39] [37].

Los costos marginales promedios resultantes de la inclusión de almacenamiento se pueden ver en la Tabla 5–4. Con respecto al escenario base (Esc. B), es decir, sin la inclusión de almacenamiento, la diferencia en todos los escenarios es mínima. Este comportamiento se debe a varias razones: primero, el almacenamiento también consume energía, es una batería recargable que absorbe energía del sistema cuando la requiere, en todos los escenarios el consumo de energía de este sistema excede aproximadamente en un 23 % a la energía que inyecta a la red, segundo, se ha simulado una potencia máxima de 120 MW pero baja capacidad de energía. Adicionalmente, los límites de estado de carga reducen la capacidad de energía que puede aportar el sistema de almacenamiento a la red, otro factor es la eficiencia de descarga.

Tabla 5–4. Caso 1: Costos marginales promedios por escenario (US\$/MWh)

Meses	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
Ene-feb	9.95	9.95	9.96	9.96	9.93	9.95	9.93
Mar-abr	10.17	10.16	10.23	10.15	10.20	10.20	10.24
May-Jun	11.10	11.07	11.15	11.09	11.05	11.06	11.13
Jul-oct	11.50	11.49	11.46	11.40	11.43	11.51	11.45
Nov-dic	10.82	10.83	10.87	10.86	10.87	10.88	10.86

La Tabla 5–5 y la Tabla 5–6 presentan las inyecciones y retiros totales en energía de los sistemas de almacenamiento para cada escenario, como se puede observar el promedio de retiro es mayor que las inyecciones.

Tabla 5–5. Caso 1: Inyecciones totales de baterías (MWh)

Meses	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
Ene-feb	0.00	148.50	591.30	952.74	2079.00	2543.40	2300.40
Mar-abr	0.00	153.90	557.30	918.00	2063.88	2517.56	2300.40
May-Jun	0.00	194.12	554.30	944.24	2050.24	2511.00	2277.08
Jul-oct	0.00	156.60	583.20	985.50	2038.50	2494.80	2281.50
Nov-dic	0.00	161.27	496.07	887.65	2047.11	2505.50	2286.90

Tabla 5–6. Caso 1: Retiros totales de baterías (MWh)

Meses	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
Ene-feb	0.00	183.33	730.00	1176.22	2566.67	3140.00	2840.00
Mar-abr	0.00	190.00	688.02	1133.33	2548.00	3108.10	2840.00
May-Jun	0.00	239.65	684.32	1165.73	2531.17	3100.00	2811.21
Jul-oct	0.00	193.33	720.00	1216.67	2516.67	3080.00	2816.67
Nov-dic	0.00	199.10	612.44	1095.86	2527.29	3093.21	2823.33

En diferentes escenarios se observó que debido a la restricción de igualdad de estado de carga final e inicial se presenta mayor consumo de las baterías en los periodos finales. Adicionalmente, en diversos casos cuando se tiene la combinación de dos sistemas de almacenamiento para RPF mientras uno está inyectando energía al sistema el otro está consumiendo, en algunos periodos ambos están inyectando energía o ambos están consumiendo.

Es importante mencionar que los límites de estado de carga ejercen un impacto en las potencias de carga y descarga, como se dijo anteriormente, ejemplo, se observó que ante una disponibilidad máxima de 30 MW de baterías, cuando el SOC está en su mínimo valor, es decir, que está aportando todo el margen permitido, la potencia de despacho horaria es 8.1 MW y cuando el SOC está en su nivel máximo, en este periodo aparece consumiendo energía, tiene un retiro de 10 MW. También se observó ante una disponibilidad máxima de 50 MW de baterías, cuando SOC es igual a 0.2, la inyección es de 13.5 MW y cuando el SOC es igual 0.8, el retiro es igual a 16.67 MW.

Para evaluar los efectos del estado inicial de las baterías en el funcionamiento de las mismas y por consiguiente en los costos marginales, se decidió analizar diferentes estados iniciales presentados en la Tabla 5–7. Estos parámetros se utilizaron ante una demanda promedio de 2,272.26 MW, correspondiente a la mediana de mayo-junio de 2019.

Tabla 5–7. Parámetros B de sistemas de almacenamiento con baterías

Escenarios	B	Cbe0	Cbmax	Eff_c	Eff_d	Socmin	Socmax	Pdmax	Pcmax	Min	Rpf	Rsf
Esc.1	B1	20	25	0.9	0.9	0.2	0.8	50	50	30	Si	No
Esc.2	B1	17.5	25	0.9	0.9	0.2	0.8	50	50	30	Si	No
Esc.3	B1	12.5	25	0.9	0.9	0.2	0.8	50	50	30	Si	No

Los resultados de estas simulaciones se presentan en la Tabla 5–8 y en la Tabla 5–9. Considerando la Tabla 5–7 y la Tabla 5–8 se puede razonar que a medida que disminuye el estado de carga inicial los costos marginales aumentan ligeramente, no de manera lineal. Tomando en cuenta la Tabla 5–7 y la Tabla 5–9 se puede razonar que no hay una linealidad entre el estado inicial y el consumo o inyección total del sistema de almacenamiento, pero se comprobó que existe una relación lineal entre el estado de carga inicial  $t_0$  y el consumo en el primer periodo ( $t_1$ ). A medida que el estado inicial aumenta el consumo en el primer periodo disminuía.

Tabla 5–8. Caso 1.B: Costos marginales promedios por escenario (US\$/MWh)

Costos	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3
CMG	11.10	11.09	11.12	11.15
Diferencia	-	-0.12 %	0.19 %	0.37 %

Tabla 5–9. Caso 1.B: Inyecciones y retiros totales de baterías (MWh)

Energía	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3
Inyecciones	0.00	944.24	958.02	950.88
Retiros	0.00	1165.73	1182.74	1173.93
Diferencia	-	-23 %	-23 %	-23 %

Utilizando el escenario 1 de la Tabla 5–7 se realizaron simulaciones con eficiencia de carga de 0.85, 0.90, 0.95 y 1, manteniendo los demás parámetros fijos para intentar dar explicación a la diferencia entre consumo e inyección y los resultados fueron acertados, a mayor eficiencia de carga disminuía el consumo total de energía del sistema de almacenamiento y aumentaban las inyecciones de energía a la red como se muestra en la Tabla 5–10.

Tabla 5–10. Caso 1: Inyecciones y retiros totales de baterías (MWh) por eficiencia

Energía	0.85	0.9	0.95	1
Inyecciones	931.50	944.24	958.50	975.54
Retiros	1217.65	1165.73	1121.05	1083.94
Diferencia	-31 %	-23 %	-17 %	-11 %

### 5.1.2 Caso 2 de estudio: Alta generación eólica, baja generación hidroeléctrica, alta generación fotovoltaica y baja demanda.

En este caso de estudio se ha abastecido una demanda horaria promedio de 1,927.63 MW. Para la simulación de las baterías se utilizaron los parámetros de la Tabla 5–3.

La Tabla 5–11 presenta el porcentaje de participación por fuente de energía primaria, estos datos corresponden al resultado del despacho semanal.

Tabla 5–11. Caso 2: Porcentaje de participación por fuente de energía primaria

Combustible	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
Agua	3.95	3.95	3.95	3.94	3.93	3.92	3.91
Sol	2.08	2.08	2.07	2.07	2.06	2.06	2.06
Viento	12.27	12.27	12.25	12.23	12.18	12.16	12.17
Biomasa	1.11	1.11	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Carbón	50.53	50.52	50.47	50.28	50.50	50.43	50.26
Gas natural	30.07	30.08	30.15	30.37	30.19	30.29	30.45
Fuel oil no. 6	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01
Fuel oil no. 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.05
Total	100	100	100	100	100	100	100

En este caso de estudio la mayor diferencia corresponde a un 0.63 %, correspondiente al escenario 1 como presenta la Tabla 5–12. Aunque los resultados no difieran significativamente, en la realidad, escenarios de alta generación renovable y baja generación hidroeléctrica podría provocar la entrada forzada de máquinas solo para regular frecuencia. En adición, los retiros e inyecciones del sistema de almacenamiento mantienen el comportamiento similar al caso de estudio 1, como se observa en la Tabla 5–13. Es interesante destacar que en todos los escenarios el consumo del sistema de almacenamiento es 23 % mayor que su inyección de energía a la red.

Tabla 5–12. Caso 2: Costos marginales promedios por escenario (US\$/MWh)

Costos	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
CMG	9.83	9.89	9.89	9.87	9.84	9.82	9.87
Diferencia	-	0.63 %	0.59 %	0.38 %	0.06 %	-0.08 %	0.38 %

Tabla 5–13. Caso 2: Inyecciones y retiros totales de baterías (MWh)

Energía	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
Inyecciones	0.00	189.00	502.20	944.68	2073.61	2541.94	2309.96
Retiros	0.00	233.33	620.00	1166.27	2560.02	3138.20	2851.80
Diferencia	-	-23 %	-23 %	-23 %	-23 %	-23 %	-23 %

Los resultados muestran que no existe una relación lineal entre la potencia disponible por sistemas de almacenamiento y la disminución de los costos marginales. Se ha decidido no seguir incrementando la capacidad en MW instalada debido a que en ninguno de los escenarios evaluados se ha considerado una demanda que requiera 120 MW para regulación de frecuencia, tampoco se ha observado en casos reales, adicionalmente, se ha considerado que no solo el sistema de almacenamiento regula frecuencia en estos escenarios.

### 5.1.3 Caso 3 de estudio: Alta generación eólica, generación hidroeléctrica y generación fotovoltaica, y baja demanda.

En este escenario se ha abastecido una demanda horaria promedio de 1,927.63 MW. Para la simulación de las baterías se utilizaron los parámetros de la Tabla 5–3. Los resultados pueden visualizarse en la Tabla 5–14 y en la Tabla 5–15. En este caso se observan costos marginales promedios bajos en comparación con los demás casos de estudios debido a la alta generación eléctrica a partir de fuentes primarias renovables. En las mismas se observa el comportamiento similar a los casos anteriores.

Tabla 5–14. Caso 3: Costos marginales promedios por escenario (US\$/MWh)

Energía	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
CMG	9.66	9.64	9.59	9.62	9.68	9.67	9.61
Diferencia	-	-0.12 %	-0.69 %	-0.41 %	0.23 %	0.16 %	-0.45 %

Tabla 5–15. Caso 3: Inyecciones y retiros totales de baterías (MWh)

Energía	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
Inyecciones	0.00	159.30	542.70	985.50	2079.00	2543.40	2311.20
Retiros	0.00	196.67	670.00	1216.67	2566.67	3140.00	2853.33
Diferencia	-	-23 %	-23 %	-23 %	-23 %	-23 %	-23 %

### 5.1.4 Caso 4 de estudio: Baja generación eólica, generación hidroeléctrica y generación fotovoltaica, y alta demanda.

En este caso de estudio se ha abastecido una demanda horaria promedio de 2,414.74 MW. Para la simulación de las baterías se utilizaron los parámetros de la Tabla 5–3.

La Tabla 5–16 presenta el porcentaje de participación por fuente de energía primaria, estos datos corresponden

al resultado del despacho semanal.

Tabla 5–16. Caso 4: Porcentaje de participación por fuente de energía primaria

Combustible	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
Agua	3.29	3.29	3.29	3.28	3.27	3.27	3.27
Sol	0.98	0.98	0.98	0.98	0.97	0.97	0.97
Viento	1.15	1.15	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
Biomasa	0.92	0.92	0.92	0.92	0.91	0.91	0.91
Carbón	42.39	42.36	42.31	42.26	42.13	42.07	42.10
Gas natural	50.55	50.56	50.59	50.50	50.67	50.72	50.77
Fuel oil no. 6	0.73	0.74	0.74	0.88	0.80	0.89	0.79
Fuel oil no. 2	0.00	0.00	0.03	0.04	0.10	0.03	0.04
Total	100	100	100	100	100	100	100

En este caso de estudio podemos observar en el escenario 2 que el promedio de costos marginales con almacenamiento disminuye hasta un 2.26 % con respecto al promedio de costos marginales sin almacenamiento. De manera general en este caso las diferencias son más apreciables que los anteriores, como se muestra en la Tabla 5–17, también se muestran costos marginales muy superiores a los estudios anteriores, esto debe a que el incremento de la demanda y baja disponibilidad de generación renovable provoca la entrada de centrales con alto costos operativos que encarecen los costos marginales del sistemas. Los valores negativos indican un costo sin almacenamiento mayor. La Tabla 5–18 presenta las inyecciones y retiros totales por los sistemas de almacenamiento para la semana evaluada, el comportamiento es similar a los casos de estudios anteriores, en este caso, los valores negativos indican un retiro mayor que las inyecciones de energía.

Tabla 5–17. Caso 4: Costos marginales promedios por escenario (US\$/MWh)

Costos	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
CMG	26.53	26.92	25.93	26.52	26.37	26.53	26.75
Diferencia	-	1.47 %	-2.26 %	-0.03 %	-0.60 %	0.00 %	0.82 %

Tabla 5–18. Caso 4: Inyecciones y retiros totales de baterías (MWh)

Energía	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
Inyecciones	0.00	202.50	581.70	985.27	2030.66	2494.80	2248.48
Retiros	0.00	250.00	718.15	1216.39	2506.99	3080.00	2775.90
Diferencia	-	-23 %	-23 %	-23 %	-23 %	-23 %	-23 %

La Figura 5-1 presenta la demanda abastecida para este caso de estudio y los costos marginales con la inclusión de sistemas de almacenamiento en el escenario 2. La Figura 5-2 muestra costos marginales con y sin baterías, se puede observar que en algunos periodos, los costos son similares, en otros, con almacenamiento los costos son menores y viceversa.

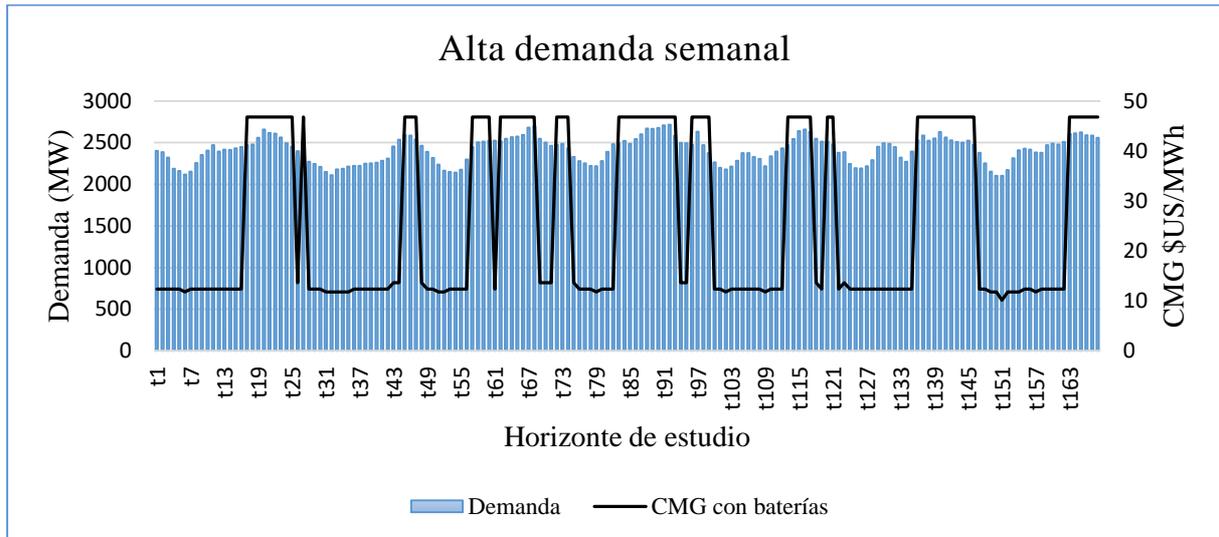


Figura 5-1. Representación de semana de alta demanda (sábado a viernes).

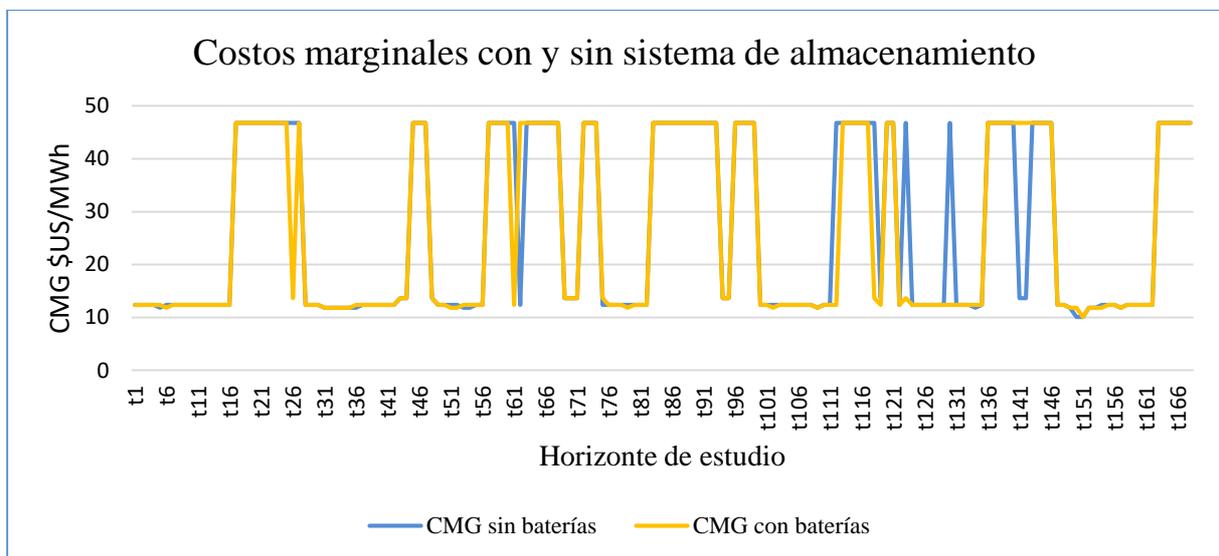


Figura 5-2. Escenario 2: Costos marginales con y baterías en alta demanda (sábado a viernes).

## 6 CONCLUSIONES

---

La presente memoria analiza el impacto económico en el sistema eléctrico dominicano provocado por la introducción de sistemas de almacenamiento con baterías en la regulación de frecuencia, se analizaron diferentes escenarios con un horizonte de estudio de 168 horas correspondientes a una semana iniciando el sábado y culminando un el viernes, de los cuales es posible realizar las siguientes conclusiones:

- Incremento de potencia del sistema de almacenamiento con baterías:

En los diferentes escenarios de demanda y generación se comprobó que entre el incremento de potencia de las baterías para regular frecuencia y los costos marginales no existe una relación lineal. La máxima capacidad en potencia modelada de las baterías fue de 120 MW, correspondiente al escenario 5 y el mayor impacto fue de una disminución de 0.08 % de los costos marginales y se presentó en el caso 2 de estudio, sin embargo, la mayor diferencia entre costos marginales con y sin el aporte de baterías en la regulación de frecuencia se presentó en el caso 3 de estudio, en el escenario 2, donde la batería modelada tenía una capacidad máxima de 30 MW, la disminución de costos con almacenamiento respecto al caso base fue de 2.26 % , cabe resaltar que en este caso se modeló una baja disponibilidad de renovables y una alta demanda. En los demás casos de estudio y escenarios la disminución en los costes fue por debajo del 2 %.

- Incremento del estado inicial de las baterías

Los resultados muestran que a medida que aumenta el estado inicial de carga de las baterías, el consumo de energía de las mismas en el primer periodo se reduce, pero no afecta proporcionalmente el consumo total, tampoco las inyecciones totales, este último dependerá de los requerimientos de reserva y el estado de carga de las baterías durante la evolución de la demanda en el horizonte de estudio. Para estados de carga inicial de 80 %, 70 % 50 %, los costos marginales evolucionaron en 11.09 \$US/MWh, 12 \$US/MWh, 11.15 \$US/MWh, a medida que disminuyó el estado de carga inicial los costos aumentaron ligeramente, no de manera lineal, sin embargo el costo marginal del escenario base fue de 11.10 US/MWh, menor que los CMG con la inclusión de baterías.

- Eficiencia de carga

Con los parámetros de las baterías simuladas se observó que en todos los escenarios el retiro de energía de las baterías excedía aproximadamente en un 23 % las inyecciones y se determinó que la eficiencia de carga de las baterías incidía de manera directa en este comportamiento, para eficiencia de carga de 85 %, 90 %, 95 % y 100 %, el consumo respecto a las inyecciones fue de 31 %, 23 %, 17 % y 11 % mayor.

En todos los casos de estudios se presentaron escenarios con costos marginales mayores con la inclusión de baterías, esto se debe al consumo de energía de las mismas, la mayor diferencia se presentó en el caso 4 de estudio, en el escenario 1, con 10 MW de potencia máxima de almacenamiento y un aumento de 1.47 % en el CMG. Adicionalmente, se debe considerar que la capacidad de horaria a plena carga utilizada en todos los escenarios fue de 0.5 horas puesto que la regulación de frecuencia es un servicio de corta duración.

Atendiendo al trabajo desarrollado, surgieron nuevas líneas de investigación, estas fueron las siguientes:

- Con relación al modelado, puede resultar interesante realizar un estudio detallado que incluya la participación puntual de cada central.
- Otra posible idea es desarrollar una propuesta normativa bajo el supuesto de que los sistemas de almacenamiento ofrezcan el servicio de regulación de frecuencia sin estar asociadas a una central generadora y otra cuando estén asociados a una planta de generación.
- También, puede resultar conveniente estudiar la distribución de los sistemas de almacenamiento en la red para regulación de frecuencia, partiendo de las áreas en las que se presentan congestiones en la red.

# REFERENCIAS

---

- [1] International Renewable Energy Agency (IRENA), «International Renewable Energy Agency (IRENA),» International Renewable Energy Agency (IRENA), 2020. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>.
- [2] International Renewable Energy Agency (IRENA) , «International Renewable Energy Agency (IRENA),» Enero 2015. [En línea]. Available: [https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena\\_battery\\_storage\\_report\\_2015.pdf](https://www.irena.org/documentdownloads/publications/irena_battery_storage_report_2015.pdf). [Último acceso: 11 Octubre 2020].
- [3] R. Montero y D. Arias, «Organismo Coordinador,» 27 Marzo 2018. [En línea]. Available: [https://www.oc.do/DesktopModules/Bring2mind/DMX/API/Entries/Download?Command=Core\\_Download&EntryId=157560&language=es-ES&PortalId=0&TabId=188](https://www.oc.do/DesktopModules/Bring2mind/DMX/API/Entries/Download?Command=Core_Download&EntryId=157560&language=es-ES&PortalId=0&TabId=188). [Último acceso: 10 Octubre 2020].
- [4] J. Fernández Gómez y R. Álvaro Hermana, «Orkestra Instituto Vasco de Competitividad,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/sector-almacenamiento-energia-electrica-capv.pdf>. [Último acceso: 12 Octubre 2020].
- [5] Y. J. Zhang, C. Zhao, W. Tang y S. H. Low, «Profit-Maximizing Planning and Control of Battery Energy Storage Systems for Primary,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. II, nº 2, pp. 712-723, 2018.
- [6] DNV GL AS, «DNV.GL,» Septiembre 2017. [En línea]. Available: <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/dnvgl/rp/2017-09/dnvgl-rp-0043.pdf>. [Último acceso: 10 Octubre 2020].
- [7] C. Benavides, I. Alarcón, C. Rahamann, M. Matus, E. Sierra, R. Álvarez y R. Sepúlveda, «Superintendencia de Electricidad (SIE),» 5 Marzo 2018. [En línea]. Available: [https://sie.gob.do/images/Informe\\_Final\\_20180326.pdf](https://sie.gob.do/images/Informe_Final_20180326.pdf). [Último acceso: Marzo 2020].
- [8] M. Sevkettun Guney y Y. Tepe, «Classification and assessment of energy storage systems,» *ScienceDirect*, vol. 75, pp. 1187-1197, 2017.
- [9] G. Olguín, «Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE),» Febrero 2017. [En línea]. Available: <https://www.cigre.cl/wp-content/uploads/2017/02/Parte6-sistemas-de-almacenamiento-de-EE.pdf>. [Último acceso: 9 Agosto 2020].
- [10] D. E. Parada Pino, «Repositorio Universidad de Chile,» 2018. [En línea]. Available: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/152522>. [Último acceso: 9 Agosto 2020].
- [11] R. A. Moller Lobos, «Repositorio Universidad de Chile,» 2012. [En línea]. Available: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/111979>. [Último acceso: 8 Agosto 2020].
- [12] DIgSILENT PowerFactory Application, «Academia,» 2017. [En línea]. Available: [https://www.academia.edu/34763216/DIGSILENT\\_PowerFactory\\_Application\\_Example\\_Battery\\_Energy\\_Storage\\_Systems](https://www.academia.edu/34763216/DIGSILENT_PowerFactory_Application_Example_Battery_Energy_Storage_Systems). [Último acceso: 9 Agosto 2020].

- [13] M. Clayton Such y G. Y. Masada, «BESS control on an microgrid with significant wind generation,» *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1-5, 2017.
- [14] S. Zafar, B. Javaid, H. Sadiq y H. A. Khalid, «On PQ Control of BESS in Grid-Conneceted Mode and Frequency Control in Islanded-Mode for Micro-Grid Application,» *International Conference on Computing, Electronic and Electrical Engineering (ICE Cube)*, pp. 1-6, 2018.
- [15] S. Giannoutsos y S. Manias, «A cascade control scheme for a grid connected Battery,» *IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON)*, pp. 1-6, 2012.
- [16] V. E. Díaz Osorio, «Repositorio Universidad de Chile,» 2017. [En línea]. Available: <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/147157>. [Último acceso: 9 Agosto 2020].
- [17] B.-M. Han , «Battery SoC-based DC Output Voltage Control of BESS in Stand-alone DC Microgrid,» *IEEE Region 10 Conference (TENCON)*, pp. 1445-1449, 2016.
- [18] Lazard, «Levelized Cost of Energy and Levelized Cost of Storage 2019,» *Lazard*, nº 5.0, 2019.
- [19] Banco Interamericano de desarrollo, «Inter-American Development Bank,» Diciembre 2019. [En línea]. Available: [https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Evoluci%C3%B3n\\_futura\\_de\\_costos\\_de\\_la\\_s\\_energ%C3%ADas\\_renovables\\_y\\_almacenamiento\\_en\\_Am%C3%A9rica\\_Latina\\_es.pdf](https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Evoluci%C3%B3n_futura_de_costos_de_la_s_energ%C3%ADas_renovables_y_almacenamiento_en_Am%C3%A9rica_Latina_es.pdf). [Último acceso: 12 Agosto 2020].
- [20] Superintendencia de Electricidad, «Superintendencia de Electricidad,» 18 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.sie.gov.do/images/sie-documentos-pdf/leyes/LeyGeneraldeElecctricidadNo.125-01.pdf>. [Último acceso: 09 Abril 2020].
- [21] U.S. Independent Information Administration (EIA), «U.S. Independent Information Administration (EIA),» U.S. Independent Information Administration (EIA), 12 Enero 2021. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/data.php>. [Último acceso: 30 Febrero 2021].
- [22] United States Department of Energy, «U. S. Department of Energy,» Enero 2020. [En línea]. Available: [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/02/f71/Potential\\_Benefits\\_of\\_High\\_Powered\\_Batteries\\_Report.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/02/f71/Potential_Benefits_of_High_Powered_Batteries_Report.pdf). [Último acceso: 8 Octubre 2020].
- [23] B. Decourt, R. Debarre, S. Alias y P. Gahlot, «Electricity Storage Gaining Momentum (FactBook),» *A.T. Kearney Energy Transition Institute*, pp. 1-99, 14 Febrero 2018.
- [24] International Electrotechnical Commission, «Electrical Energy Storage,» *White Paper International Electrotechnical Commission*, pp. 1-78, 2011.
- [25] H. Lee, K. Kim, J. Kim y J. H. Park, «A frequency control using multiple BESS in islanded Microgrid,» *IEEE 17th International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, vol. 1, pp. 1531-1535, 2019.
- [26] B. Decourt y R. Debarre., «Electricity Storage,» *Leading The Energy Transition FactBook*, pp. 1-98, Septiembre 2013.
- [27] M. Świerczyński, D. I. Stroe, A.-I. Stan, R. Teodorescu y D. U. Sauer, «Selection and Performance-Degradation Modeling of LiMO<sub>2</sub>/Li<sub>4</sub>Ti<sub>5</sub>O<sub>12</sub> and LiFePO<sub>4</sub>/C Battery Cells as Suitable Energy Storage Systems for Grid Integration With Wind Power Plants: An Example for the Primary Frequency Regulation

- Service,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, n° 1, pp. 90-101, 2014.
- [28] Kokam Co., Ltd, «Cision PR Newswire,» 7 Marzo 2017. [En línea]. Available: <https://www.prnewswire.com/news-releases/el-proyecto-de-56-megavatios-de-kokam-cuenta-con-el-mayor-sistema-mundial-de-almacenamiento-de-energia-de-litio-571239871.html>. [Último acceso: 9 Octubre 2020].
- [29] Bussines Wire, «Bussines Wire,» Toshiba Corporation, 22 Abril 2015. [En línea]. Available: <https://www.businesswire.com/news/home/20150422005391/es/>. [Último acceso: 9 Octubre 2020].
- [30] B. Becker, M. E. Gil Bardají, J.-M. Durand, P. Clerens y M. Noe, «European Energy Storage Technology Development Roadmap 2017 Update,» *European Association for Storage - European Energy Research (EASE-EERA)*, pp. 1-28, 2017.
- [31] Á. López, «Energética AETPO,» 29 Junio 2015. [En línea]. Available: <http://www.energetica21.com/noticia/bess-el-primer-sistema-de-almacenamiento-de-energia-para-la-regulacion-de-frecuencia>. [Último acceso: 9 Octubre 2020].
- [32] Sandia National Laboratories, «Doe Global Energy Storage System Database,» [En línea]. Available: <https://dev.energystorageexchange.org/projects/1267>. [Último acceso: 8 Octubre 2020].
- [33] Red Eléctrica de España, «Red Eléctrica de España,» [En línea]. Available: <https://www.ree.es/en/sustainability/noteworthy-projects/rdi-projects-that-contribute-to-the-business/almacena-project>. [Último acceso: 9 Octubre 2020].
- [34] Smart Energy International, «Smart Energy International,» 4 Febrero 2014. [En línea]. Available: <https://www.smart-energy.com/regional-news/europe-uk/endesa-commissions-three-energy-storage-plants-in-canary-islands/>. [Último acceso: 9 Octubre 2020].
- [35] J. M. Arroyo y A. J. Conejo, «Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market,» *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. XV, n° 3, pp. 1098-1104, 2000.
- [36] J. Tan y Y. Zhang, «Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Acillary Services,» *IEEE Transactions On Sustainable Energy*, vol. VIII, n° 3, pp. 1140-1153, 2017.
- [37] Y. Zhang, H. Ho-Ching Iu, T. Fernando, F. Yao y K. Emami, «Cooperative Dispatch of BESS and Wind Power Generation Considering Carbon Emission Limitation in Australia,» *IEEE Transactions On Industrial Informatics*, vol. XI, n° 6, pp. 1313-1322, 2015.
- [38] C. Rahmann, F. Valencia y V. Vittal, «Break-Even Points of Battery Energy Storage Systems for Shaving Application,» *Energies*, vol. x, pp. 1-13, 2017.
- [39] J. Yuxuan , X. Quinshan, S. Sang, P. Zeng y X. Xu, «Frequency Regulation Strategies for Energy Storage,» *IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)*, pp. 1-4, 2016.

**ANEXOS:**  
**ANEXO A. ARTÍCULO. ESTUDIO DEL  
IMPACTO ECONÓMICO DE LA  
INTRODUCCIÓN DE RECURSOS DE  
ALMACENAMIENTO PARA EL CONTROL DE  
FRECUENCIA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO  
NACIONAL INTERCONECTADO DE LA  
REPÚBLICA DOMINICANA**

---

# Estudio del impacto económico de la introducción de recursos de almacenamiento para el control de frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana

Emely Cruz De Jesús  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

**Resumen** – Este artículo de investigación presenta un análisis del impacto económico que genera la introducción de sistemas de almacenamiento de energía con baterías para regular frecuencia en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana. Se realizó un despacho semanal de centrales de generación que incluyó diferentes tipos de tecnologías incluyendo la modelación de las baterías y sus restricciones. Se evaluaron diferentes escenarios de generación y demanda con y sin la consideración de la energía aportada por el sistema de almacenamiento para la regulación primaria y secundaria. Las comparaciones mostraron pequeñas variaciones entre los costos marginales con y sin baterías.

**Índice de Términos** – Sistemas de almacenamiento, regulación de frecuencia, costos marginales de energía, unit commitment.

## I. INTRODUCCIÓN

Tradicionalmente las centrales convencionales eran utilizadas para ofrecer el servicio de regulación de frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia. Ofrecer este servicio provoca que dichas centrales limiten su capacidad de potencia destinada a suplir demanda. Con el incremento del índice de penetración de energía renovable en la matriz de generación en diversos sistemas, se han incluido sistemas de almacenamiento de energía con baterías que puedan ofertar este servicio. Utilizar las baterías para regular frecuencia permite la máxima optimización de las plantas valorizando su capacidad de reserva sin utilizar [1], el rápido tiempo de respuesta que puede ser inferior a 1 segundo y la rampa de potencia que pueden manejar son algunas de las características que las hacen atractivas para esta aplicación [2] [3].

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana (SENI), se opera con una frecuencia de 60 Hz. La generación eléctrica a partir

de fuentes renovables está incrementado con la introducción de nuevos proyectos de generación con estas tecnologías. En el 2018, del total de capacidad instalada, la tecnología eólica y fotovoltaica representaron 4.6 % y 2.2 %, mientras que para el 2020 representaron 7.52 % y 3.81 % respectivamente [4] [5].

La inclusión de almacenamiento como recurso para regular frecuencia en el SENI es una opción a considerar a corto y largo plazo para garantizar la estabilidad del sistema, contribuye con la transición hacia energía limpia en la matriz energética, también se espera que reduzcan la entrada de máquinas forzadas para ofrecer este servicio. El costo de las baterías puede considerarse una de las limitantes y depende del tipo y la tecnología utilizada, este estudio no aborda este tema aunque de acuerdo a estudios como en [6] los precios de las baterías ion litio descenderán en un 34 % de 2018 a 2023 y 57 % de 2018 a 2030.

Este artículo está organizado de la siguiente manera: La sección II presenta la nomenclatura utilizada a lo largo de esta investigación. La sección III presenta la formulación matemática del problema de optimización. La sección IV muestra los resultados de las simulaciones realizadas y la sección V resume las principales conclusiones de este trabajo de investigación.

## II. NOTACIÓN

La notación utilizada en este artículo se presenta a continuación:

$P_g$	Plantas de generación eléctrica
$T_e$	Plantas de generación térmicas
$H_g$	Plantas de generación hidroeléctrica

$Fv$	Plantas de generación fotovoltaica	$Cbmax_B$	Capacidad máxima de energía de las baterías
$Eo$	Plantas de generación eólica	$Eff_{-c_B}$	Eficiencia de carga de las baterías
$B$	Sistemas de almacenamiento con baterías	$Eff_{-d_B}$	Eficiencia de descarga de las baterías
$t$	Horizonte de estudio desde t0 hasta t168	$Socmin_B$	Estado de carga mínimo de la batería
$h(t)$	Subconjunto de periodos desde t1 hasta t168	$Socmax_B$	Estado de carga máximo de la batería
$CVP_{pg}$	Costo variable de generación	$Pcmin_B$	Potencia mínima de carga de la batería
$Tec_{pg}$	Tecnologías de generación	$Pcmax_B$	Potencia máxima de carga de la batería
$Pmin_{pg}$	Potencia mínima técnica	$Pdmin_B$	Potencia mínima de descarga de la batería
$Pmax_{pg}$	Potencia máxima técnica	$Pdmax_B$	Potencia máxima de descarga de la batería
$R_{up}_{pg}$	Rampa de subida	$Dbrp_B$	Disponibilidad de las baterías para regulación primaria por periodo
$R_{dw}_{pg}$	Rampa de bajada	$Dbrs_B$	Disponibilidad de las baterías para regulación secundaria por periodo
$Max_{pg,t}$	Máxima potencia disponible horaria	$Pm_{pg,t}$	Potencia máxima por periodo considerada para cálculo de costo marginal
$Mrpf_{pg}$	Margen asignado para regulación primaria de frecuencia	$Regl_{pg,t}$	Reserva de generadores en línea
$Mrsf_{pg}$	Margen asignado para regulación secundaria de frecuencia	$Regf_{pg,t}$	Reserva de generadores fuera de línea
$Drpf_{pg,t}$	Disponibilidad de generadores para regulación primaria por periodo	$Racu_{pg,t}$	Reserva acumulada de generadores con CVP menor a la central evaluado en el periodo t
$Drzf_{pg,t}$	Disponibilidad de generadores para regulación secundaria por periodo	$Racg_{pg,t}$	Reserva acumulada general
$On_{-t}_{pg}$	Mínimo tiempo en línea	$Reto_{pg,t}$	Reserva en línea más reserva fuera de línea
$Off_{-t}_{pg}$	Mínimo tiempo fuera de línea	$Rfor_{pg,t}$	Reserva forzada
$U_{-a}_{pg}$	Cantidad de horas que la central lleva acoplada antes del inicio del horizonte de estudio	$Cmgl_t$	Costo marginal de central en línea por periodo
$U_{-f}_{pg}$	Cantidad de horas que la central lleva fuera de línea antes del inicio del horizonte de estudio	$Cmgf_t$	Costo marginal de central fuera de línea por periodo
$U_{-ini}_{pg}$	Condición inicial de los generadores	$Cmgd_t$	Costo marginal de central desacoplada por periodo
$W_{pg}$	Cantidad de horas que la central debe permanecer en línea a inicio del horizonte de estudio	$Cmgc_t$	Costo marginal de corto plazo del SENI
$N_{pg}$	Cantidad de horas que la central debe permanecer apagada a inicio del horizonte de estudio	$Dto$	Costo de desabastecimiento
$J$	Cantidad de horas del horizonte de estudio	$Fpen$	Factor penalizador por insuficiencia de margen para regulación de frecuencia
$Su_{pg}$	Rampa de arranque		
$Sd_{pg}$	Rampa de apagado		
$Load_t$	Demanda horaria		
$Prpf_t$	Porcentaje de reserva primaria requerida por periodo		
$Prsf_t$	Porcentaje de reserva secundaria requerida por periodo		
$Cbe0_B$	Capacidad inicial de energía de las baterías		

Alias (t, tt), (h, d), (Te, Tm)

• Variables

$Ct$	Costos totales de operación a minimizar
$u_{pg,t}$	Variable binaria de estado de generadores
$y_{pg,t}$	Variable binaria para arranque
$z_{pg,t}$	Variable binaria para apagado
$ed_{B,t}$	Variable binaria para estado de descarga de la batería

$ec_{B,t}$	Variable binaria para estado de carga de la batería
$G_{Pg,t}$	Variable positiva, generación de central por periodo
$Pmax_{Pg,t}$	Variable positiva, potencia máxima operativa de generadores
$Mrpfg_{Pg,t}$	Variable positiva, margen de regulación de RPF por central
$Mrsfg_{Pg,t}$	Variable positiva, margen de regulación de RSF por central
$Rmpf_{Pg,t}$	Variable positiva, relajación de margen de RPF
$Rmsf_{Pg,t}$	Variable positiva, relajación de margen de RSF
$Pds_{B,t}$	Variable positiva, potencia de descarga de baterías
$Pcs_{B,t}$	Variable positiva, potencia de carga de baterías
$Pdsp_{B,t}$	Variable positiva, potencia de descarga de baterías para RPF
$Pcsp_{B,t}$	Variable positiva, potencia de carga de baterías para RPF
$Pdss_{B,t}$	Variable positiva, potencia de descarga de baterías para RSF
$Pcss_{B,t}$	Variable positiva, potencia de carga de baterías para RSF
$Cbss_{B,t}$	Variable positiva, capacidad de las baterías
$Soc_{B,t}$	Variable positiva, estado de carga de las baterías

### III. FORMULACIÓN MATEMÁTICA

En este apartado se presentarán las principales ecuaciones utilizadas para modelar el despacho óptimo de las centrales de generación y las baterías, considerando sus restricciones técnicas y operativas.

#### A. Función objetivo

Para las ecuaciones 1-26 se utilizaron principalmente referencias de [7] [8], para las ecuaciones 27-40 [9][10] [11] y para las ecuaciones 41-54 también se consideró a [7].

$$\sum_t \sum_{Te} (CVP_{Te} * G_{T,t}) \quad (1)$$

$$\begin{aligned} & \sum_t \sum_{Te} (CVP_{Te} * G_{T,t}) \\ & \quad \forall t = 2 \dots J \\ & \sum_t \sum_{Te} (CVP_{Te} * G_{T,t}) + Fpen * \sum_{Pg,t} (Rmpf_{Pg,t}) \quad (2) \\ & \quad + Fpen * \sum_{Pg,t} (Rmsf_{Pg,t}) \\ & \quad + \sum_t Cmgc_t * \sum_{Pg,t} Mrpfg_{Pg,t} \\ & \quad + \sum_t Cmgc_t * \sum_{Pg,t} Mrsfg_{Pg,t} \\ & \quad \forall t = 2 \dots J \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \sum_t \sum_{Te} (CVP_{Te} * G_{T,t}) + Fpen * \sum_{Pg,t} (Rmpf_{Pg,t}) \quad (3) \\ & \quad + Fpen * \sum_{Pg,t} (Rmsf_{Pg,t}) \\ & \quad + \sum_t Cmgc_t * \sum_{Pg,t} Mrpfg_{Pg,t} \\ & \quad + \sum_t Cmgc_t * \sum_{Pg,t} Mrsfg_{Pg,t} \\ & \quad \forall t = 2 \dots J \end{aligned}$$

#### B. Restricciones

- Balance de carga

$$\sum_{Pg} G_{Pg,t} \geq Load_t \quad (4)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$\sum_{Pg} G_{Pg,t} \geq Load_t + \sum_B Pcsp_{B,t} + \sum_B Pcss_{B,t} \quad (5)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

- Encendido y apagado de unidades

$$y_{Pg,t} - z_{Pg,t} = u_{Pg,t} - u_{Pg,t-1} \quad (6)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$y_{Pg,t} + z_{Pg,t} \leq 1 \quad (7)$$

$$\forall t$$

- Mínimo tiempo de encendido

$$\sum_{t>1}^{W_{Pg}+1} [1 - u_{Pg,t}] = 0 \quad (8)$$

$$W_{Pg} \geq 1$$

$$\sum_{tt \geq t}^{t+On_{Pg}-1} u_{Pg,tt} \geq On_{Pg} * y_{Pg,t} \quad (9)$$

$$\forall t \in h$$

$$\forall t = W_{Pg} + 1 \dots J - On_{Pg} + 1$$

$$W_{Pg} + 1 < J - On_{Pg} + 1$$

$$\sum_{d=h}^J [u_{Pg,d} - y_{Pg,h}] \geq 0 \quad (10)$$

$$\forall h = J - On_{Pg} + 2 \dots J$$

$$On_{Pg} \geq 2$$

$$W_{Pg} : \text{Min} [J, (On_{Pg} - U_{a_{Pg}}) * U_{ini_{Pg}}]$$

- Mínimo tiempo fuera de línea

$$\sum_{t>1}^{N_{pg}+1} u_{pg,t} = 0 \quad (11)$$

$$N_{pg} \geq 1$$

$$\sum_{tt \geq t}^{t+Off\_t_{pg}-1} [1 - u_{pg,tt}] \geq N_{pg} * Z_{pg,t} \quad (12)$$

$$\forall t \in h$$

$$\forall t = N_{pg} + 1 \dots J - Off\_t_{pg} + 1$$

$$N_{pg} + 1 < J - Off\_t_{pg} + 1$$

$$\sum_{d=h}^J [1 - u_{pg,d} - z_{pg,h}] \geq 0 \quad (13)$$

$$\forall h = J - Off\_t_{pg} + 2 \dots J$$

$$Off\_t_{pg} \geq 2$$

$$N_{pg} : \text{Min} [J, (Off\_t_{pg} - U_{f_{pg}}) * (1 - U_{ini_{pg}})]$$

- Límites operacionales

$$Pmax_{pg,t} \leq Max_{pg,t} [u_{pg,t} - z_{pg,t+1}] + z_{pg,t+1} * Sd_{pg} \quad (14)$$

$$\forall t$$

$$Pmax_{pg,t} \leq G_{pg,t-1} + R_{up_{pg}} * u_{pg,t-1} + Su_{pg} * y_{pg,t} \quad (15)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$G_{pg,t} \leq Pmax_{pg,t} \quad \forall t \quad (16)$$

$$G_{pg,t} \geq Pmin_{pg} * u_{pg,t} \quad \forall t \quad (17)$$

$$G_{pg,t-1} - G_{pg,t} \leq R_{dw_{pg}} * u_{pg,t} + Sd_{pg} * z_{pg,t} \quad (18)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$G_{pg,t} \leq Pmax_{pg,t} - Mrpfg_{pg,t} - Mrsfg_{pg,t} \quad (19)$$

$$\forall t$$

$$G_{pg,t} \geq Pmin_{pg} * u_{pg,t} + Mrpfg_{pg,t} + Mrsfg_{pg,t} \quad (20)$$

$$\forall t$$

- Reservas para RPF y RSF

$$Mrpfg_{pg,t} \leq Mrpf_{pg} * u_{pg,t} \quad (21)$$

$$\forall t = 2 \dots J \quad Drpf_{pg,t} \geq 1$$

$$Mrsfg_{pg,t} \leq Mrsf_{pg} * u_{pg,t} \quad (22)$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$Drsf_{pg,t} \geq 1$$

$$\sum_{Pg, Drpf_{pg,t} \geq 1} Mrpf_{pg} \quad (23)$$

$$+ \sum_{Pg} Rmpf_{pg,t} \geq Prpf_t * \sum_{Pg} G_{pg,t}$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$\sum_{Pg, Drs_{pg,t} \geq 1} Mrsf_{pg} \quad (24)$$

$$+ \sum_{Pg} Rmsf_{pg,t} \geq Prsf_t * \sum_{Pg} G_{pg,t}$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$\sum_{Pg, Drpf_{pg,t} \geq 1} Mrpf_{pg} + \sum_{Pg} Rmpf_{pg,t} \quad (25)$$

$$+ \sum_B Pdsp_{B,t} \geq Prpf_t * \sum_{Pg} G_{pg,t}$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

$$\sum_{Pg, Drs_{pg,t} \geq 1} Mrsf_{pg} + \sum_{Pg} Rmsf_{pg,t} \quad (26)$$

$$+ \sum_B Pdss_{B,t} \geq Prsf_t * \sum_{Pg} G_{pg,t}$$

$$\forall t = 2 \dots J$$

- Sistema de almacenamiento

$$Soc_{B,t} \geq Socmin_B \quad \forall t \quad (27)$$

$$Soc_{B,t} \leq Socmax_B \quad \forall t \quad (28)$$

$$Pds_{B,t} \geq Padmin_B * ed_{B,t} \quad \forall t \quad (29)$$

$$Pds_{B,t} \leq Pdmax_B * ed_{B,t} \quad \forall t \quad (30)$$

$$Pcs_{B,t} \geq Pcmín_B * ec_{B,t} \quad \forall t \quad (31)$$

$$Pcs_{B,t} \leq Pcmax_B * ec_{B,t} \quad \forall t \quad (32)$$

$$ed_{B,t} + ec_{B,t} \leq 1 \quad (33)$$

$$Cbss_{B,tinicial} = Cbe0_B = Cbss_{final} \quad (34)$$

$$Cbss_{B,t} = Cbe0_{Bt=t0} + Cbss_{B,t-1t>t0} \quad (35)$$

$$+ Pcs_{B,t} * Eff_{cB} - \frac{Pds_{B,t}}{Eff_{dB}}$$

$$\forall t$$

$$Soc_{B,t} = \frac{Cbss_{B,t}}{Cbmax_B} \quad \forall t \quad (36)$$

$$Pdsp_{B,t} = Pds_{B,t} * Dbrp_B \quad \forall t = 2 \dots J \quad (37)$$

$$Pcsp_{B,t} = Pcs_{B,t} * Dbrp_B \quad \forall t = 2 \dots J \quad (38)$$

$$Pdss_{B,t} = Pds_{B,t} * Dbrs_B \quad \forall t = 2 \dots J \quad (39)$$

$$Pcss_{B,t} = Pcs_{B,t} * Dbrs_B \quad \forall t = 2 \dots J \quad (40)$$

• Costos marginales

$$Pm_{Te,t} = Max_{Te,t} \quad (41)$$

$$Regl_{Te,t} = Pm_{Te,t} - G_{Te,t} \quad \forall t \quad (42)$$

$$G_{Te,t} > 0$$

$$Regl_{Te,t} = Pm_{Te,t} - G_{Te,t} \quad (43)$$

$$-Mrpfg_{Pg,t} - Mrsfg_{Pg,t}$$

$$\forall t \quad G_{Te,t} > 0$$

$$Regf_{Te,t} = Pm_{Te,t} \quad \forall t \quad G_{Te,t} = 0 \quad (44)$$

$$Reto_{Te,t} = Regl_{Te,t} + Regf_{Te,t} \quad (45)$$

$$\forall t$$

$$Racu_{Te,t} = \sum_{Tm} Reto_{Tm,t} \quad \forall t \quad (46)$$

$$CVP_{Tm} < CVP_{Te} \quad G_{Te,t} > 0$$

$$Racg_{Te,t} = \sum_{Tm} Reto_{Tm,t} \quad \forall t \quad (47)$$

$$CVP_{Tm} < CVP_{Te}$$

$$Rfor_{Te,t} = Pm_{Te,t} - G_{Te,t} \quad \forall t \quad G_{Te,t} > 0 \quad (48)$$

$$Racu_{Te,t} > G_{Te,t}$$

$$Rfor_{Te,t} = Pm_{Te,t} - G_{Te,t} \quad (49)$$

$$-Mrpfg_{Pg,t} - Mrsfg_{Pg,t}$$

$$Racu_{Te,t} > G_{Te,t} \quad G_{Te,t} > 0 \quad \forall t$$

$$Cmgf_t = Max[Te, CVP_{Te}] \quad \forall t \quad (50)$$

$$G_{Te,t} > 0 \quad Regl_{Te,t} \geq 1 \quad Racu_{Te,t} < G_{Te,t}$$

$$Rfor_{Te,t} = 0$$

$$Cmgd_t = Min[Te, CVP_{Te}] \quad \forall t \quad (51)$$

$$G_{Te,t} = 0 \quad Pm_{Te,t} > 0 \quad Regf_{Te,t} \neq 0$$

$$If \ Cmgd_t \neq +\infty \ then \ Cmgf_t = Cmgd_t, \quad (52)$$

$$else \ Cmgf_t = 0$$

$$\forall t$$

$$If \ Cmgf_t > 0 \ then \ Cmgc_t = Cmgf_t, \quad (53)$$

$$else \ Cmgc_t = Cmgf_t$$

$$\forall t$$

$$If \ Cmgf_t \leq 0 \ and \ Cmgf_t \leq 0 \ then \quad (54)$$

$$Cmgc_t = Dto$$

$$\forall t$$

C. Parámetros de sistemas de almacenamiento

Se utilizó una capacidad de 0.5 hora a plena potencia debido a que este tipo de servicio requiere de corta duración. Se ha observado en diversos estudios, la selección de rangos de estados de carga similares a los seleccionados en [11][12]. Adicionalmente a los parámetros mostrados en la TABLA I, la eficiencia de descarga y carga se consideraron iguales, al igual que la potencia máxima de carga y descarga. El estado de carga mínimo se estableció en 0.2 y solamente en el escenario 6 se consideró el aporte de B2 para regulación secundaria de frecuencia.

TABLA I  
PARÁMETROS A DE SISTEMAS DE  
ALMACENAMIENTO CON BATERÍAS

Esc.	B	Cbe0	CbmX	Efc	Socx	Pdmx
Ec.1	B1	4	5	0.9	0.8	10
Ec.2	B1	12	15	0.9	0.8	30
Ec.3	B1	20	25	0.9	0.8	50
Ec.4	B1	20	25	0.9	0.8	50
Ec.4	B2	20	25	0.9	0.8	50
Ec.5	B1	24	30	0.9	0.8	60
Ec.5	B2	24	30	0.9	0.8	60
Ec.6	B1	24	30	0.9	0.8	60
Ec.6	B2	20	25	0.9	0.8	50

TABLA II  
PARÁMETROS B DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO  
CON BATERÍAS

Esc.	B	Cbe0	Cbmx	Socmi	Socmx	Pdmx	Rpf	Rsf
Esc.1	B1	20	25	0.2	0.8	50	Si	No
Esc.2	B1	17.5	25	0.2	0.8	50	Si	No
Esc.3	B1	12.5	25	0.2	0.8	50	Si	No

#### D. Escenarios de demanda y generación

Se consideró un margen de 3 % de generación destinado para regulación primaria, al igual que para regulación secundaria de frecuencia.

Se agruparon los meses y se obtuvo una representación semanal con la demanda mediana de los mismos, se utilizaron datos de demanda real de 2019. También se consideraron escenarios de baja y alta demanda.

Se agruparon centrales por tecnología. Para formar los escenarios de generación se utilizaron datos de generación real de 2020 en caso de renovables y de disponibilidad real para las centrales térmicas correspondientes al periodo 2019 – 2020.

#### IV. RESULTADOS DE SIMULACIONES

En esta sección se mostrarán los principales resultados que se obtuvieron de los escenarios analizados para cada caso de estudio.

##### A. Caso 1 de estudio: Mediana demanda y generación anual

Se seleccionó una demanda representativa por agrupación de meses como se observa en la TABLA III.

TABLA III  
PROMEDIO DE DEMANDA

Meses	Demanda (MW)
Ene-feb	1,983.96
Mar-abr	2,076.31
May-Jun	2,272.26
Jul-oct	2,347.89
Nov-dic	2,207.87

TABLA IV  
RESERVA DISPONIBLE EN MW SIN BATERIAS

Mrpf	Mrsf
193.72	217.66

Los costos marginales promedios resultantes de este caso de estudio se pueden observar en la TABLA V. Con relación al escenario base (Esc. B), es decir, sin la inclusión de baterías, la diferencia en todos los escenarios es mínima. Este comportamiento se debe a varias razones:

Primero, el almacenamiento también consume energía, es una batería recargable que absorbe energía del sistema cuando la requiere, en todos los

escenarios el consumo de energía de este sistema excede aproximadamente en un 23 % a la energía que inyecta a la red, segundo, se ha simulado una potencia máxima de 120 MW pero baja capacidad de energía. Adicionalmente, los límites de estado de carga reducen la capacidad de energía que puede aportar el sistema de almacenamiento a la red, otro factor es la eficiencia de descarga.

TABLA V  
CASO 1: COSTOS MARGINALES PROMEDIO POR  
ESCENARIO (US\$/MWH)

Meses	Ec.B	Ec.1	Ec.2	Ec.3	Ec.4	Ec.5	Ec.6
Ene-feb	10.0	10.0	10.0	10.0	9.9	10.0	9.9
Mar-abr	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2	10.2
May-Jun	11.1	11.1	11.2	11.1	11.1	11.1	11.1
Jul-oct	11.5	11.5	11.5	11.4	11.4	11.5	11.5
Nov-dic	10.8	10.8	10.9	10.9	10.9	10.9	10.9

Es importante mencionar que los límites de estado de carga ejercen un impacto en las potencias de carga y descarga, como se dijo anteriormente, ejemplo, se observó que ante una disponibilidad máxima de 30 MW de baterías, cuando el SOC está en su mínimo valor, es decir, que está aportando todo el margen permitido, la potencia de despacho horaria es 8.1 MW y cuando el SOC está en su nivel máximo, en este periodo aparece consumiendo energía, tiene un retiro de 10 MW. También se observó ante una disponibilidad máxima de 50 MW de baterías, cuando SOC es igual a 0.2, la inyección es de 13.5 MW y cuando el SOC es igual 0.8, el retiro es igual a 16.67 MW. Estos resultados se obtuvieron utilizando los parámetros de la TABLA I.

También se analizó el impacto que genera el estado inicial de las baterías, para esto se utilizaron los parámetros de la TABLA II considerando una demanda promedio de 2,272.26 MW, correspondiente a la mediana de mayo-junio de 2019. Los resultados están presentados en la TABLA VI y en la TABLA VII.

TABLA VI  
CASO 1.B: COSTOS MARGINALES PROMEDIO POR  
ESCENARIO (US\$/MWH)

Costos	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3
Cmg	11.10	11.09	11.12	11.15
Diferencia	-	-0.12 %	0.19 %	0.37 %

TABLA VII  
CASO 1.B: INYECCIONES Y RETIROS TOTALES DE  
BATERÍAS (MWH)

Energía	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3
Inyecciones	0.00	944.24	958.02	950.88
Retiros	0.00	1165.73	1182.74	1173.93
Diferencia	-	-23 %	-23 %	-23 %

Considerando la TABLA II y la TABLA VI se puede razonar que a medida que disminuye el estado de carga inicial los costos marginales aumentan ligeramente, no de manera lineal. Tomando en cuenta la TABLA II Y la TABLA VII se puede deducir que no hay una linealidad entre el estado inicial y el consumo o inyección total del sistema de almacenamiento, pero se comprobó que hay una relación lineal entre el estado de carga inicial  $t_0$  y el consumo en el primer periodo ( $t_1$ ). A medida que el estado inicial aumenta el consumo en el primer periodo disminuye.

Adicionalmente, utilizando el escenario 1 de la TABLA II, se realizaron simulaciones con eficiencia de carga de 0.85, 0.90, 0.95 y 1, manteniendo los demás parámetros fijos para intentar dar explicación a la diferencia entre consumo e inyección y los resultados fueron acertados, a mayor eficiencia de carga disminuía el consumo total de energía del sistema de almacenamiento y aumentaban las inyecciones de energía a la red como se muestra en la TABLA VIII.

TABLA VIII  
CASO 1: INYECCIONES Y RETIROS TOTALES DE BATERÍAS POR EFICIENCIA (MWH)

Energía	0.85	0.9	0.95	1
Inyecciones	931.50	944.24	958.50	975.54
Retiros	1217.65	1165.7	1121.05	1083.9
Diferencia	-31 %	-23 %	-17 %	-11 %

Se ha decidido no seguir incrementando la capacidad en MW instalada debido a que en ninguno de los escenarios evaluados se ha considerado una demanda que requiera 120 MW para regulación de frecuencia, tampoco se ha observado en casos reales, adicionalmente, se ha considerado que no solo el sistema de almacenamiento regula frecuencia en estos escenarios. También se ha simulado que tanto el margen para RPF o RSF corresponde a un 3 % del total generado.

*B. Caso 2 de estudio: Alta generación eólica, baja generación hidroeléctrica, alta generación fotovoltaica y baja demanda.*

En este caso de estudio se ha abastecido una demanda horaria promedio de 1,927.63 MW. Para la simulación de las baterías se utilizaron los parámetros de la TABLA I. La TABLA XIX presenta el porcentaje de participación por fuente de energía primaria que se obtuvo como resultado del despacho semanal.

TABLA XIX  
CASO 2: PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN POR FUENTE DE ENERGÍA PRIMARIA

	Esc.B	Esc.1	Esc.2	Esc.3	Esc.4	Esc.5	Esc.6
Ag.	3.95	3.95	3.95	3.94	3.93	3.92	3.91
Sol	2.08	2.08	2.07	2.07	2.06	2.06	2.06
Air.	12.27	12.27	12.25	12.23	12.18	12.16	12.17
Bio.	1.11	1.11	1.10	1.10	1.10	1.10	1.10
Car.	50.53	50.52	50.47	50.28	50.50	50.43	50.26
Gln	30.07	30.08	30.15	30.37	30.19	30.29	30.45
Fo6	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.01	0.01
Fo2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04	0.05
Tot.	100	100	100	100	100	100	100

En este caso de estudio la mayor diferencia corresponde a un 0.63 %, correspondiente al escenario 1 como presenta la TABLA X.

TABLA X  
CASO 2: COSTOS MARGINALES PROMEDIO POR ESCENARIO (US\$/MWH)

Cts.	Ec.B	Ec.1	Ec.2	Ec.3	Ec.4	Ec.5	Ec.6
Cmg	9.83	9.89	9.89	9.87	9.84	9.82	9.87
D (%)	-	0.63	0.59	0.38	0.06	-0.08	0.38

*A. Caso 4 de estudio: Baja generación eólica, generación hidroeléctrica y generación fotovoltaica, y alta demanda.*

En este caso de estudio se ha abastecido una demanda horaria promedio de 2,414.74 MW. Para la simulación de las baterías se utilizaron los parámetros de la TABLA I.

TABLA XI  
CASO 4: COSTOS MARGINALES PROMEDIO POR ESCENARIO (US\$/MWH)

Costo	B	Ec1	Ec2	Ec3	Ec4	Ec5	Ec6
Cmg	26.53	26.92	25.93	26.52	26.37	26.53	26.8
D (%)	-	1.47	-2.26	-0.03	-0.60	0.00	0.8

En este caso de estudio podemos observar en el escenario 2 que el promedio de costos marginales con almacenamiento disminuye hasta un 2.26 % con respecto al promedio de costos marginales sin almacenamiento. De manera general en este caso las diferencias son más apreciables que los anteriores, como se muestra en la TABLA XI, también se muestran costos marginales muy superiores a los estudios anteriores, esto debe a que el incremento de la demanda y baja disponibilidad de generación renovable provoca la entrada de centrales con alto costos operativos que encarecen los costos marginales del sistemas. Los valores negativos indican un costo sin almacenamiento mayor.

## V. CONCLUSIONES

En los diferentes escenarios de demanda y generación se comprobó que entre el incremento de potencia de las baterías para regular frecuencia y los costos marginales no existe una relación lineal.

A medida que aumenta el estado inicial de carga de las baterías, el consumo de energía de las mismas en el primer periodo se reduce, pero no afecta proporcionalmente el consumo total. Las inyecciones de las baterías totales dependerán de los requerimientos de reserva y el estado de carga de las baterías durante la evolución de la demanda en el horizonte de estudio.

Con los parámetros de las baterías simuladas se observó que en todos los escenarios el retiro de energía de las baterías excedía aproximadamente en un 23 % las inyecciones y se determinó que la eficiencia de carga de las baterías incidía de manera directa en este comportamiento, para eficiencia de carga de 85 %, 90 %, 95 % y 100 %, el consumo respecto a las inyecciones fue de 31 %, 23 %, 17 % y 11 % mayor.

## REFERENCIAS

- [1] J. Fernández Gómez y R. Álvaro Hermana, «Orkestra Instituto Vasco de Competitividad,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/informes/cuadernos-orkestra/sector-almacenamiento-energia-electrica-capv.pdf>. [Último acceso: 12 Octubre 2020].
- [2] Y. J. Zhang, C. Zhao, W. Tang y S. H. Low, «Profit-Maximizing Planning and Control of Battery Energy Storage Systems for Primary,» *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. II, n° 2, pp. 712-723, 2018.

- [3] DNV GL AS, «DNV.GL,» Septiembre 2017. [En línea]. Available: <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/dnvgl/rp/2017-09/dnvgl-rp-0043.pdf>. [Último acceso: 10 Octubre 2020].
- [4] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., «Organismo Coordinador,» 15 Febrero 2019. [En línea]. Available: <https://www.oc.do/Informes/Administrativos/Informe-Anual/EntryId/163566>. [Último acceso: 16 Abril 2021].
- [5] Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de la República Dominicana, Inc., «Organismo Coordinador,» 12 Febrero 2021. [En línea]. Available: <https://www.oc.do/Informes/Administrativos/Informe-Anual/EntryId/163566>. [Último acceso: 16 Abril 2021].
- [6] Banco Interamericano de desarrollo, «Inter-American Development Bank,» Diciembre 2019. [En línea]. Available: [https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Evoluci%C3%B3n\\_futura\\_de\\_costos\\_de\\_las\\_energ%C3%ADas\\_renovables\\_y\\_almacenamiento\\_en\\_Am%C3%A9rica\\_Latina\\_es.pdf](https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Evoluci%C3%B3n_futura_de_costos_de_las_energ%C3%ADas_renovables_y_almacenamiento_en_Am%C3%A9rica_Latina_es.pdf). [Último acceso: 12 Agosto 2020].
- [7] Superintendencia de Electricidad, «Superintendencia de Electricidad,» 18 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://www.sie.gov.do/images/sie-documentos-pdf/leyes/LeyGeneraldeElectricidadNo.125-01.pdf>. [Último acceso: 09 Abril 2020].
- [8] J. M. Arroyo y A. J. Conejo, «Optimal Response of a Thermal Unit to an Electricity Spot Market,» *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. XV, n° 3, pp. 1098-1104, 2000.
- [9] J. Tan y Y. Zhang, «Coordinated Control Strategy of a Battery Energy Storage System to Support a Wind Power Plant Providing Multi-Timescale Frequency Acillary Services,» *IEEE Transactions On Sustainable Energy*, vol. VIII, n° 3, pp. 1140-1153, 2017.
- [10] C. Rahmann, F. Valencia y V. Vittal, «Break-Even Points of Battery Energy Storage Systems for Shaving Application,» *Energies*, vol. x, pp. 1-13, 2017.
- [11] Y. Zhang, H. Ho-Ching Iu, T. Fernando, F. Yao y K. Emami, «Cooperative Dispatch of BESS and Wind Power Generation Considering Carbon Emission Limitation in Australia,» *IEEE Transactions On Industrial Informatics*, vol. XI, n° 6, pp. 1313-1322, 2015.
- [12] J. Yuxuan, X. Quinshan, S. Sang, P. Zeng y X. Xu, «Frequency Regulation Strategies for Energy Storage,» *IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia)*, pp. 1-4, 2016.