

**APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE  
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LAS  
REDES ELÉCTRICAS PARA EL  
ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA  
USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA  
AC**





**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO  
CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE  
ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LAS  
REDES ELÉCTRICAS PARA EL  
ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA  
USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA  
AC**

Trabajo de titulación previo a la obtención del  
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: JUAN CALOS CAJAMARCA MOPOSA

TUTOR: CRISTIAN CRISTÓBAL CUJI CUJI

Quito -Ecuador

2022

Juan Carlos Cajamarca Moposa

**APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Juan Carlos Cajamarca Moposa** (Y'1980 – J'14). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Instituto Tecnológico Superior “Sucre” de la ciudad de Quito – Ecuador, donde obtuvo el título de Bachiller Técnico en Electricidad Industrial. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo formula un modelo de optimización para un problema de despacho económico que caracterice la operación de los sistemas de almacenamiento de energía y el parque generador para el abastecimiento de la demanda considerando la incorporación de la red eléctrica. [jcajamarca1@est.ups.edu.ec](mailto:jcajamarca1@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Cristian Cristóbal Cuji Cuji** (Y'1986-M'03). Se graduó de Ingeniero Electrónico de la Universidad Politécnica Salesiana, Ecuador en 2014 y Master en Energía, Facultad de Ciencias Físicas en la Universidad Complutense de Madrid – España en 2015. Actualmente es profesor e investigador en la Universidad Politécnica Salesiana - Quito Ecuador. [ccuji@ups.edu.ec](mailto:ccuji@ups.edu.ec)

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

**DERECHOS RESERVADOS**

©2022 Universidad Politécnica Salesiana

QUITO - ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN**

Yo, Juan Carlos Cajamarca Moposa con documento de identificación N° 1714678404 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 20 de septiembre del año 2022

Atentamente,



---

Juan Carlos Cajamarca Moposa

1714678404

## **CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA**

Yo, Juan Carlos Cajamarca Moposa con documento de identificación No. 1714678404, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: “Aplicación de los sistemas de almacenamiento de energía en las redes eléctricas para el abastecimiento de la demanda usando flujos óptimos de potencia AC”, el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 20 de septiembre del año 2022

Atentamente,



---

Juan Carlos Cajamarca Moposa

1714678404

## CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Cristian Cristóbal Cuji Cuji con documento de identificación N° 1718002221, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA, realizado por Juan Carlos Cajamarca Moposa con documento de identificación N° 1714678404, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 20 de septiembre del año 2022

Atentamente,



---

Ing. Cristian Cristóbal Cuji Cuji, MSc

1718002221

## ÍNDICE GENERAL

1	Introducción.....	2
2	Marco teórico.....	3
2.1	Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica.....	3
2.1.1	Tecnologías de Almacenamiento de Electricidad .....	5
2.2	Despacho Económico (DE) de Generación.....	6
2.2.1	Combinación de generación renovable y sistemas de almacenaje al DE8	
3	Modelo para abastecimiento de la carga usando SA y aplicando Flujos AC.....	9
3.1	Función objetivo asociada a la minimización de costos. ....	9
3.2	Restricción relacionada al abastecimiento nodal de la demanda .....	10
3.3	Restricción para flujos máximos en los enlaces de la red .....	10
3.4	Restricción para límites que producen los generadores.....	11
3.5	Restricción de la entrega o disminución de potencia de los generadores... ..	11
3.6	Restricciones asociadas a los sistemas de almacenamiento. ....	11
3.7	Restricción sobre el recurso hidráulico.....	12
3.8	Pseudocódigo.....	12
4	Sistema Eléctrico modelo .....	13
4.1	Sistema IEEE 24 bus.....	13
4.2	Casos de análisis .....	17
4.2.1	Análisis energético y de costos.....	17
4.2.2	Análisis por escenario de carga .....	17
5	Análisis de resultados de ámbito técnico y económico .....	17
5.1	Análisis energético y de costos .....	17
5.2	Análisis por escenario de carga .....	19
5.2.1	Análisis - Demanda mínima .....	19
5.2.2	Análisis - Demanda media .....	22
5.2.3	Análisis -Demanda máxima .....	25
5.3	Resultados relevantes .....	29
6	Conclusiones.....	30
6.	Trabajos futuros.....	31
7	Referencias .....	31
7.1	Matriz de Estado del Arte .....	36
7.2	Resumen de Indicadores.....	42



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema eléctrico con generación convencional - no convencional y SAE .....	3
Figura 2. Estructura de los sistemas de almacenamiento de energía .....	4
Figura 3. Esquema de un DE clásico sin restricciones de red.....	7
Figura 4. Esquema del DE con SAE, generadores renovables y no renovables .....	9
Figura 5. Diagrama unifilar IEEE 24 bus.....	13
Figura 6. Demanda activa horaria por cada nodo de carga - sistema IEEE 24 bus.....	16
Figura 7. Demanda reactiva horaria por cada nodo de carga - sistema IEEE 24 bus. ....	16
Figura 8. Despacho IEEE 24 Bus – Sin SA. ....	17
Figura 9. Despacho IEEE 24 Bus – Con SA. ....	17
Figura 10. Sistema de almacenamiento ubicado Nodo 19. ....	18
Figura 11. Sistema de almacenamiento ubicado Nodo 21. ....	18
Figura 12. Energía producida y demandada.....	19
Figura 13. Costos – Con SA y Sin SA. ....	19
Figura 14. Comparativo de voltaje – Demanda Mínima.....	20
Figura 15. Diagrama unifilar con SA – Demanda Mínima.....	22
Figura 16. Comparativo de voltaje – Demanda Media. ....	23
Figura 17. Diagrama unifilar con SA – Demanda Media. ....	25
Figura 18. Comparativo de voltaje – Demanda Máxima. ....	26
Figura 19. Diagrama unifilar con SA – Demanda Máxima. ....	28
Figura 20. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte. ....	42
Figura 21. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	42
Figura 22. Indicador de solución - Estado del arte.....	42

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Pseudocódigo. ....	12
Tabla 2. Datos técnicos de generadores hidroeléctricos y térmicos–IEEE 24 bus .....	13
Tabla 3. Datos económicos de generadores térmicos–IEEE 24 bus .....	14
Tabla 4. Datos de generadores que usan energía renovable–IEEE 24 bus .....	14
Tabla 5. Probabilidad del recurso de la energía renovable–IEEE 24 bus .....	14
Tabla 6. Datos de los nodos– IEEE 24 bus .....	15
Tabla 7. Parámetros para la curva de carga del sistema – IEEE 24 bus.....	15
Tabla 8. Datos de la red– IEEE 24 bus .....	16

Tabla 9. Parámetros generales de los sistemas de almacenamiento.....	17
Tabla 10. Parámetros técnicos de los sistemas de almacenamiento.....	17
Tabla 11. Despacho de potencia activa – Con SA. ....	18
Tabla 12. Comparativo de Pérdidas Totales.....	18
Tabla 13. Comparativo de Costos Totales. ....	19
Tabla 14. Comparativo Despacho Demanda Mínima. ....	19
Tabla 15. Flujos de potencia Activa en los enlaces – Demanda Mínima.....	20
Tabla 16. Flujos de potencia Reactiva en los enlaces – Demanda Mínima. ....	21
Tabla 17. Comparativo de costos- Demanda Mínima.....	21
Tabla 18. Comparativo Despacho Demanda Media.....	22
Tabla 19. Flujos de potencia Activa en los enlaces – Demanda Media. ....	23
Tabla 20. Flujos de potencia Reactiva en los enlaces – Demanda Media.....	24
Tabla 21. Comparativo de costos- Demanda Media. ....	24
Tabla 22. Comparativo Despacho Demanda Máxima. ....	26
Tabla 23. Flujos de potencia Activa en los enlaces – Demanda Máxima.....	26
Tabla 24. Flujos de potencia Reactiva en los enlaces – Demanda Máxima.....	27
Tabla 25. Comparativo de costos- Demanda Máxima. ....	27
Tabla 26: Matriz de estado del arte. ....	36

# APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC

## Resumen

La investigación ha desarrollado un modelo matemático de optimización que determina la potencia horaria a ser despachada por los generadores, tomando en cuenta como tecnologías tales como: el hidroeléctrico, eólico, fotovoltaico y térmicos; y, asignando también la participación horaria de los sistemas de almacenamiento de la energía eléctrica en el abastecimiento de la demanda, modelando un sistema de prueba para lo cual se usa los flujos de carga o de potencia AC. El modelo matemático es aplicado a un sistema modelos IEEE 24 nodos, obteniendo como resultados la minimización de los costos en el abastecimiento de la demanda, el despacho de potencia activa y reactiva de cada generador durante el período de 24 horas, los flujos de potencia por los enlaces y el aporte del sistema de almacenamiento en el cubrimiento de la carga horaria, enfocándose el análisis principalmente para la demanda mínima, media y máxima. De la modelación se resalta la modelación de los sistemas de almacenamiento basados en baterías, los cuales, al interactuar en el sistema eléctrico en función del uso de energías intermitentes, restricciones de la red en base a los flujos de potencia AC y los precios del mercado, la demanda obtiene importantes beneficios los cuales son analizados desde un punto de vista técnico y económico.

**Palabras Clave:** Compromiso unitario en la producción de energía eléctrica, Economía del sistema de electricidad, Transmisión de energía AC, Almacenamiento de Energía y Programación matemática.

## Abstract

The research has developed a mathematical optimization model that determines the hourly power to be dispatched by generators, taking into account technologies such as: hydroelectric, wind, photovoltaic and thermal; and, also assigning the hourly participation of electrical energy storage systems in the supply of demand, modeling a test system for which load or AC power flows are used. The mathematical model is applied to an IEEE 24 node model system, obtaining as results the minimization of costs in the supply of demand, the dispatch of active and reactive power of each generator during the 24-hour period, the power flows through the links and the contribution of the storage system in the coverage of the hourly load, focusing the analysis mainly on the minimum, average and maximum demand. The modeling highlights the modeling of battery-based storage systems, which, by interacting in the electrical system depending on the use of intermittent energies, network restrictions based on AC power flows and market prices, demand obtains important benefits which are analyzed from a technical and economic point of view.

**Keywords:** Unit commitment in electrical power production, Power system economics, AC power transmission, Energy storage and Mathematical programming.

# 1 Introducción

La economía ha tenido una aligera escalada junto con la ampliación en el consumo de la demanda de electricidad, los sistemas de potencia deben prever estrategias para su adecuada operación. Por esta razón se ha despertado un mayor interés por la aplicación de prometedoras tecnologías que traen nuevos desafíos y oportunidades para el sector eléctrico, por lo tanto, el actual estudio se centraliza en el uso de las plantas de producción energética alternativa y los sistemas de almacenaje energético [1].

Alrededor del mundo los planes de expansión del sector eléctrico hasta el 2050 pretenden aumentar la proporción de fuentes de energía renovable ambiciosamente llegando a representar escenarios desde el 80% al 100% de energía renovable en sus planes de expansión de generación, entre estos se pueden citar España, Suecia, Dinamarca e incluso Costa Rica [2], [3]. Al proceso de cambio global se lo puede denominar descarbonización del sector eléctrico, donde las nuevas instalaciones y el desarrollo de las tecnologías ya instaladas corresponden a fuentes alternativas de electricidad dominantes como: la proveniente del viento ubicada en tierra y mar, fotovoltaica como central o residencial, bioelectricidad correspondiente a la biomasa y biogás, geotérmica, energía solar concentrada, entre otras menos desarrolladas; bajo el concepto de energía limpia, flexible e inagotable se suman otros beneficios que hacen que el sistema de potencia requiera a gran escala de estas fuentes [4], [5]. Frente al cambio climático y la crisis energética, una mayor penetración y aprovechamiento de estos recursos de energía renovable es indispensable, pero debido a sus características de ser impredecible e intermitente requieren la integración de los dispositivos de acumulación energética al sistema [6].

Por lo tanto, el estudio, diseño, construcción e implementación de las

diferentes tecnologías para el almacenamiento de energía es un efecto frente a la integración de unidades de generación renovable. Con el fin de mitigar dicho efecto se usa estos sistemas como complemento y, su operación y dimensionamiento óptimo depende del tipo de tecnología que se use y puede hacerse de forma única e híbrida [7].

Los sistemas que almacenan energía son de recursos limitados energéticamente en el despacho y operación, pero son de amplia aplicación como [8], [9]: energía de reserva, nivelación de carga, regulación, confiabilidad y calidad energética, etc. Y también son aplicados en sistemas de transmisión como compensación y reserva de potencia, en [10] se analiza su utilidad.

Para la participación de estas tecnologías en el sector energético es necesario definir su operación de forma óptima, por lo que se las integra en el problema de Operación o Despacho Económico (DE) para determinar el arranque, programación del parque de generación y reservas; como lo plantea [11] el DE clásico tiene como objetivo la reducción al mínimo de los costos de operar bajo condicionantes de la red y de las tecnologías disponibles.

El presente planteamiento de estudio representa un problema no lineal por el tipo de método matemático que se va a usar, como en [12], [13] que usa flujos de potencia AC para el cálculo de pérdidas y cuyas ecuaciones transforman al problema en no lineal. Entonces, debido a la caracterización de los enlaces de transporte de electricidad se incluye el cálculo de flujos, es decir que para el presente modelo se considera además de la modelación del parque generador (convencional y no convencional) y de los dispositivos que conforman los sistemas de almacenamiento, se incluye a la modelación de las redes eléctricas, para formular la asignación óptima de potencia de los generadores y los flujos por las líneas para el abastecimiento de la demanda a un costo mínimo como se

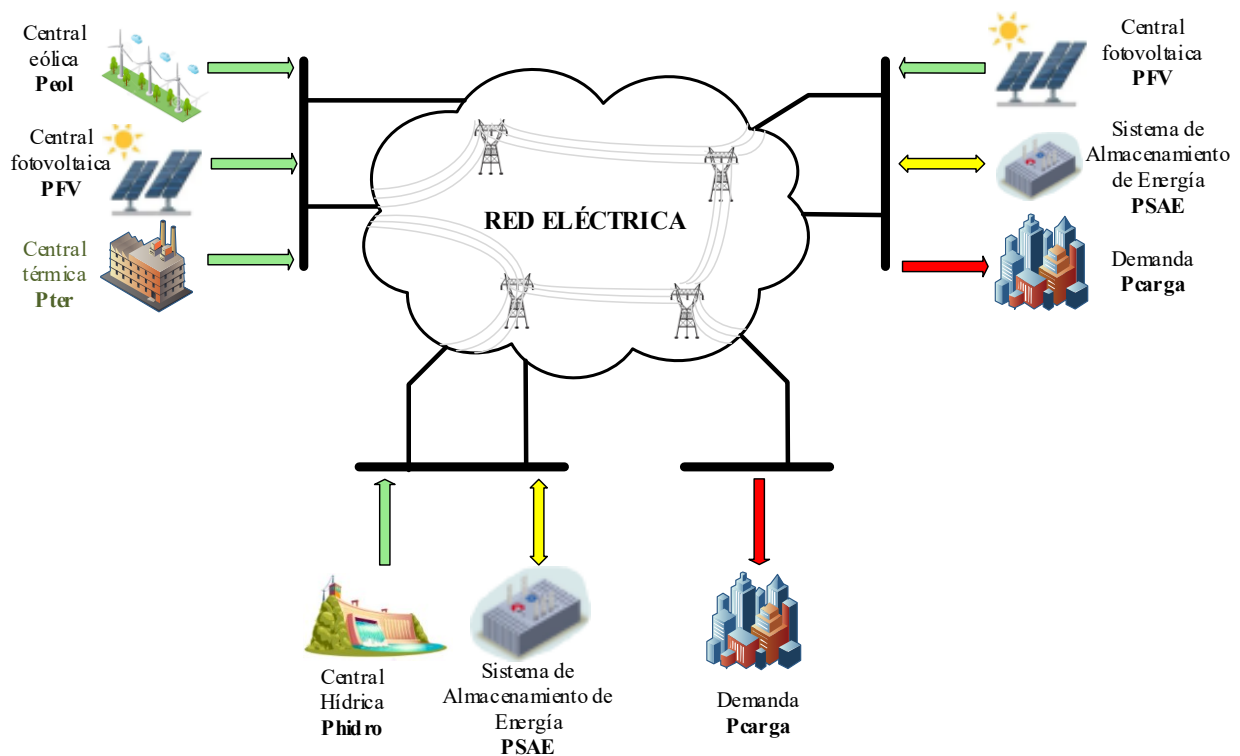


Figura 1. Sistema eléctrico con generación convencional - no convencional y SAE [autor].

puede representar gráficamente en la Figura 1. En [14], [15] se realiza un DE, pero con flujos DC siendo un problema de optimización lineal con sistemas de almacenamiento.

En función de lo planteado el desarrollo del presente documento efectuará un análisis de ámbito técnico y económico relacionado al abastecimiento de la demanda, con la participación del almacenamiento de electricidad, las fuentes renovables y varios escenarios de demanda.

La estructura del presente documento consta de la Sección 2 que describe la revisión del estado del arte sobre los esquemas de almacenamiento, y los conceptos que fundamentan el DE con la inserción de generadores de energía limpia o renovables y sistemas de almacenamiento. La Sección 3 formula el modelo de optimización para la inserción de SAE usando flujos de potencia AC. La Sección 4 discute los resultados obtenidos

de la incorporación de los SAE y se describe los aspectos relevantes y, finalmente la Sección 5, presenta las conclusiones del estudio, trabajos futuros y referencias.

## 2 Marco teórico

En esta sección se despliegan relevantes tópicos que permitirán sustentar la elaboración del presente estudio relacionado a la aplicación al proceso de conservación energética para apoyar en la entrega de electricidad a la demanda para el sistema de energía.

### 2.1 Sistemas de Almacenamiento (SA) energético

El almacenamiento de electricidad consiste en tomar energía de la red en fases de bajo consumo o que proviene de la generación excedente, y se convierte dicha energía en una forma de energía que pueda ser almacenada, para luego volver a transformarse en electricidad y abastecer en

periodos de demanda máxima o cuando se requiera [16]. Generalmente la implementación de los sistemas de almacenamiento está compuesta por los componentes exhibidos en la Figura 2; como se mencionó el sistema de almacenamiento importa energía desde la red a un medio de almacenamiento por medio de una interfaz que vincula estos flujos durante el proceso de carga y descarga, todo este proceso ocurre a través de un centro de control que gobierna al sistema de almacenaje de energía [17].

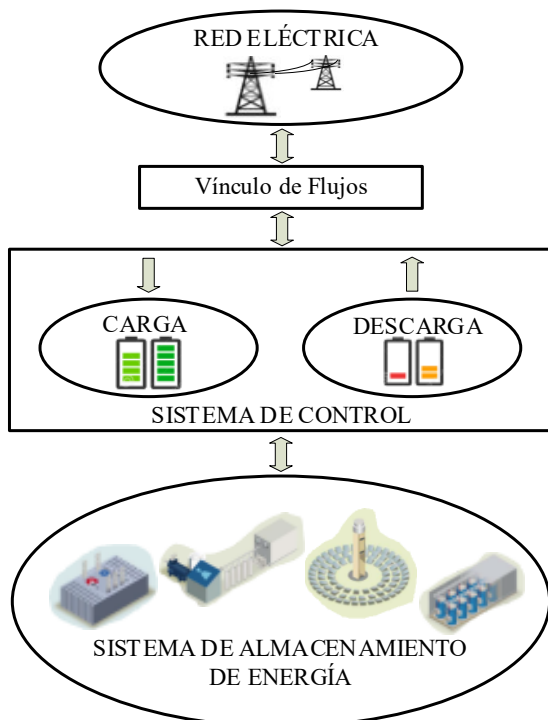


Figura 2. Estructura de los SA [17].

El acopiamiento energético para las redes eléctricas principalmente tiene la función de sobrellevar sucesos imprevistos en periodos de máxima demanda o fuera de estos periodos, mejorando la eficiencia del sistema. Con la integración de estos sistemas se logra también aplazar la producción de electricidad con la adición de nuevas fuentes de generación lo que apoya de forma directa a la reducción de costo y de contaminación [18]. Estos son ciertos aspectos positivos que traen los sistemas de almacenamiento de electricidad e

inmediatamente se puntualiza más efectos de su incorporación [19], [20]:

- Equilibra la desigualdad entre la oferta y demanda, mejorando la estabilidad del sistema.
- Compensan la energía faltante debido a las pérdidas de transmisión.
- Alivia las restricciones en la entrega de energía
- Mejora el factor de uso de red.
- Generan en el sistema una prórroga del esparcimiento.
- Permiten explotar las ventajas de las energías renovables, ya que se reduce la dependencia de la disponibilidad e intermitencia del recurso.
- Reducen las emisiones de carbono porque reciclan energía, residuos y gases de las grandes generadoras.
- En el mercado la energía almacenada se aprovecha para la venta en periodos de máxima demanda.
- Cumplen la función de reserva giratoria reduciendo el requisito de unidades inactivas.
- Reducen los transitorios y parpadeos (flickers) de voltaje en el lado de consumo.
- Constituyen un soporte de calidad de energía.

Entonces los sistemas de reserva de energía son de gran importancia porque brindan flexibilidad a las redes de energía. Por esto las empresas responsables del abastecimiento del servicio eléctrico se interesan por impulsar a las tecnologías de almacenamiento para tener mayor respuesta a la demanda, ser más eficientes y claramente almacenar el suministro de energía para su posterior uso. Sin embargo, el impulso para este tipo de energía conlleva varios desafíos para el sistema, estos son cuatro según [21]:

- *Tecnología de competencia*: se considera los costos y rendimiento en

el lapso de vida de los sistemas de almacenamiento para implementarse, buscando generar ingresos en el tiempo.

- *Seguridad y confiabilidad:* cada tecnología debe evaluarse y validarse ya que su selección depende de la fiabilidad, seguridad y rendimiento.
- *Medio regulatorio neutral:* esto implica que las políticas para estos sistemas sean accesibles y con reducidos obstáculos en comparación a otros recursos.
- *Aceptación:* los sistemas de almacenamiento deben cumplir con su propósito para que sea adoptado por la industria.

Considerar estos desafíos para los desarrolladores resulta en la aceptación de las tecnologías de acumulación eléctrica para los sistemas de potencia, porque actualmente los inconvenientes más importantes que han surgido son los costosos requerimientos para la implementación y el ciclo de vida limitado, en especial de las baterías que son las más económicas, más desarrolladas y en las que el mercado se ha concentrado [22]. La información más notable de las distintas tecnologías de almacenamiento de electricidad esta detallada subsiguientemente.

### **2.1.1 Tecnologías de Almacenamiento de Electricidad**

La importancia de los SA en la industria de la energía radica en la notable mejora del desempeño del sistema y con ello su eficiencia, por esta razón se exploran varias formas de almacenamiento a fin de reducir costos de inversión y operación junto con la maximización de la vida del sistema de almacenamiento y el objetivo adicional de no causar un impacto ambiental negativo [23].

La electricidad es compleja para almacenarse y los costos de

implementación son elevados, por estos motivos este servicio puede almacenarse cambiando a otra forma de energía para luego cuando sea requerido vuelva a convertirse en electricidad [24]. Por lo tanto, la forma más usada para clasificar a los SA es por el origen de la toma de energía que se usa para el almacenaje de energía [25], estas tecnologías son:

- 1) *Almacenamiento de energía electroquímica:* es la fuente de mayor uso, representando las baterías de litio un 85% desde el 2016. Es un proceso de conversión de energía eléctrica a química para almacenarse y lo hacen mediante procesos de oxidación y reducción. Las tecnologías que usan estos mecanismos son: las baterías compuestas de iones de litio Li, plomo-acido, azufre de sodio, cloruro de sodio y níquel, níquel-cadmio, de flujo e híbridas [26], [27].
- 2) *Acopiamiento de energía eléctrica:* el proceso de conservación de la energía es por medio de un campo electrostático o electromagnético. Son de alta potencia, el tiempo de carga – descarga es rápido, son eficientes hasta un 60-90% y de larga vida útil (hasta 40 años). Aquí pertenecen los capacitores, supercapacitores y superconductores magnéticos [28], [29].
- 3) *Almacenamiento de energía mecánica:* es un sistema electromecánico que toma energía eléctrica y cambia para almacenarse como energía mecánica bajo principios de presión, cinética y potencial. Su almacenamiento es por medio de aire comprimido, bombeo hidráulico, volante de energía y energía por gravedad [30].
- 4) *Almacenamiento de energía química:* tienen una eficiencia del 30%, utilizan compuestos químicos residuales de procesos industriales o

de generación eléctrica, almacenan y entregan convenientemente en forma de electricidad. Para el almacenamiento de los químicos se considera la densidad, presurización y permeabilidad para la electrolización; actualmente las tecnologías más estudiadas de almacenamiento químico son celdas de hidrógeno y celdas de combustible (biocombustible, biogás, biodiesel, etc.) [31].

- 5) *Almacenamiento de energía térmica:* es de eficiencia de 30 – 50% con costos de inversión bajos. El proceso consiste en almacenar energía de baja temperatura (energía fría o criogénica) y alta temperatura (vapor, agua, rocas y hormigón caliente) en un depósito (sistema de calor sensible, latente, absorción o adsorción), se recalienta si es necesario y por medio de transferencia de calor y un control de contención se transforma en electricidad con ayuda de un motor térmico [32], [33].

Todas las tecnologías mencionadas tienen una función y sus respectivas características que son únicas para una específica aplicación de almacenamiento de energía. Estas características permiten seleccionar la adecuada tecnología según el ámbito de aplicación, esto se debe a que en la realidad ninguno de los esquemas de almacenamiento energético cumple con todo un conjunto de factores a la vez. Entonces se debe considerar los siguientes factores para la selección de una tecnología [34], [35]:

- Propósito para el almacenamiento.
- Estimación de la duración y frecuencia de las descargas.
- Madurez de la tecnología.
- Ciclo de vida.
- Densidad de energía y potencia

- Eficiencia del ciclo.
- Costos de inversión y mantenimiento.
- Duración del almacenamiento de energía.
- Capacidad del sistema de almacenamiento
- Ocurrencia de fallas tempranas.
- Tiempos de carga y descarga.
- Actuación frente a factores ambientales.
- Estabilidad y seguridad.
- Corriente de carga y descarga.
- Ubicación y extensión del sistema y de la aplicación.
- Capacidad de interconexión.
- Interfaz para el control y comunicación.

## 2.2 Despacho Económico (DE) de Generación

Para operar los sistemas eléctricos es fundamental el Despacho Económico, ya que es una herramienta que asigna la demanda total a generadores comprometidos a un coste minimizado en base a su funcionamiento, mientras considera estrictamente el planteamiento de las restricciones de operación imputadas [36]. El Despacho es una operación económica debido a que se ejecutan acciones que permiten operar las unidades de generación de manera segura, confiable y económica. Por lo tanto, constituye un problema de alta complejidad y debe ser tratado como un problema de optimización que permita obtener la solución más óptima para la toma de decisiones del operador del sistema. Los costos asociados a minimizar corresponden al uso de combustibles, costos de arranque y parada, mantenimientos, costos de reserva, entre otros asociados a la operación general [37].

Entonces, el problema de operación económica convencionalmente despacha energía para satisfacer una demanda tomando en consideración los costos de las generadoras y bajo ciertas restricciones



minimiza los costos totales, en la Figura 3 se visualiza una compilación gráfica del proceso de. En este proceso uno de los aspectos más importante es el conocimiento de la carga a cubrir con la generación y para esto se requiere de un estudio de pronóstico adecuado que abarque la incertidumbre de consumo de la carga, así se logra mantener una operación normal del sistema y consecuentemente un equilibrio de la generación coordinado con el consumo de energía [38].

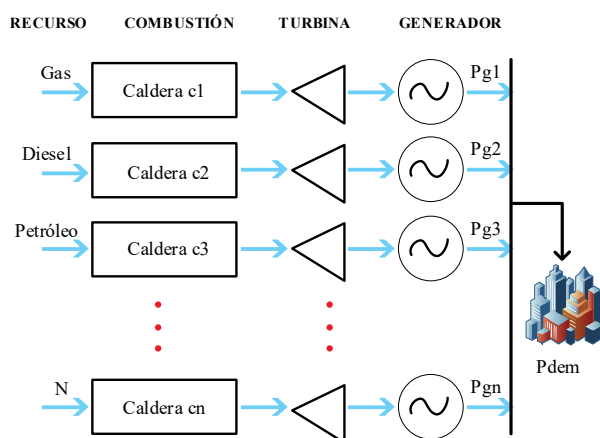


Figura 3. Esquema de un DE clásico sin restricciones de red [38].

Las restricciones que se imponen para la solución del problema de despacho son técnicas, estas garantizan la calidad y seguridad del sistema, pero también la flexibilidad en la operación se ve limitada. Estas se formulan para normalizar la operación del sistema y para caracterizar a las unidades disponibles para la operación, de forma general la mayoría de problemas de despacho está sujeto a las siguientes restricciones para la optimización [39]:

- Balance total nodal de potencia en todo el sistema.
- Balance de la demanda.
- Límites de capacidad de generación y de las redes de transmisión.
- Límites de potencia de reserva.
- Decisiones de arranque y parada de las unidades del parque generador.

- Estado de actividad de variables.
- Establecimiento de condiciones iniciales.
- Rampas de las centrales de producción.

Estas restricciones corresponden de forma global al sistema, también se refieren a los componentes de sistema y a las maniobras que se pueden ejecutar durante la operación [40].

Dentro del modelo de despacho al considerar el flujo de potencia significa que el problema de despacho considera a las redes y por ende las limitaciones técnicas que presentan dichas líneas durante el flujo de carga. Al agregar las restricciones de red se considera los rangos de capacidad y la dirección de los flujos, también máximos y mínimos de dichos flujos por los tramos, entre otras, también se debe conocer los datos técnicos de las líneas; con esta información en la ejecución del despacho se determina los efectos técnicos y económicos del flujo de carga en la operación del sistema [41].

Cuando se incluye la modelación de la red dentro del modelo de despacho se puede optar por el estudio de flujos que utilizan métodos de aproximación, estos dos son AC y el DC. El modelo AC es de mayor complejidad debido a la no linealidad de las ecuaciones que lo integran y en combinación con la metodología de optimización conllevan a largos tiempos de solución, pero es el método más confiable, debido a que se logra la obtención del flujo activo y reactivo completo [42]. Mientras que para el modelado DC la programación es sencilla, adaptable para optimizar, es de mayor rapidez y estabilidad, sus resultados son de buena aproximación por los supuestos para la mayoría de sistemas ( $V=1pu$ ,  $R$  despreciable, diferencias angulares entre nodos son pequeñas) pero en algunos sistemas no se cumplen, se limitan al cálculo de potencia activa por las líneas, voltajes, ángulos, pero se puede extender para resolver problemas de

control, pérdidas y potencias reactivas [43], [44].

Después de la selección del modelo para el estudio de flujo de potencia en corriente continua o alterna, para el presente estudio es AC; el siguiente paso es adaptar al despacho esta formulación. Para la solución del despacho se requieren de métodos de programación (dinámicos, técnicas Lagrangianas heurísticos, híbridos, inteligencia artificial, etc.), los más usados y validados son los de optimización por programación lineal y no lineal que van de la mano con el método de flujo de cargas DC o AC respectivamente para sistemas eléctricos de tamaño considerable [45], [46].

La elección del modelado y técnica de solución es estratégica, pero actualmente se debe considerar la inserción de nuevas tecnologías que brindan ventajas al operar los sistemas eléctricos. A continuación, se presentan dos tópicos que amplían el problema de despacho económico clásico ahora incluyendo fuentes provenientes de energía limpia para generar energía eléctrica y los SA (Figura 1).

### **2.2.1 Combinación de generación renovable y sistemas de almacenaje energético al DE**

La energía proveniente de recursos renovables en los últimos tiempos ha sido explotada excesivamente debido a que se la ha considerado como un recurso para aliviar la explotación de combustibles fósiles y comprimir la contaminación producidos por centrales de generación térmica convencional. Esto significa una transformación de la matriz energética convencional a una matriz sostenible donde principalmente se destacan las tecnologías que usan la energía renovable fotovoltaica y eólica [47]. Este proceso de transición es un desafío en todas las etapas en el ejercicio del sistema energético desde la planeación hasta la operación inmersa en la generación, transmisión y distribución, debido a las

características intrínsecas de este recurso que afectan a la calidad y confiabilidad de la energía [48].

Los principales beneficios de la inclusión de energías renovables a la generación son la flexibilidad y complemento de energía para la gestión de la carga del sistema, se reducen los costos de producción y principalmente disminuye el impacto ambiental [49]. En el problema de despacho económico actualmente incorporar recursos energéticos renovables es cada día más común, acompañando a los módulos de generación convencionales. Es decir, combina la participación de energía entre las fuentes disponibles convencionales y no convencionales, y se configura óptimamente a las unidades que cumplan con el objetivo y restricciones de la programación de despacho [50].

El interés creciente por la inclusión sistemas energéticos alternativos en la acción del sistema eléctrico como en el mercado eléctrico ha impulsado la investigación y desarrollo de los SA energético. La acumulación de la energía constituye un complemento para las fuentes renovables, tienen como desafío mitigar la intermitencia, la variabilidad y la imprevisibilidad de dichas fuentes de energía y también brinda los beneficios mencionados anteriormente al sistema eléctrico. En conclusión, las energías limpias y sistemas de almacenamiento energético brindan un campo de oportunidades al sector eléctrico [51].

El despacho económico que incluye a generadores renovables y almacenamiento de energía, este último comúnmente para modelación se lo representa como baterías, cambia su formulación al expresar la minimización de costos incluyendo los costos de generación convencional, costos de las de fuentes renovables en cuanto a la operación y del almacenamiento de energía, considerando las correspondientes restricciones técnicas de operación. En la Figura 4 se representa gráficamente el

esquema de despacho las tecnologías mencionadas para el abastecimiento de una demanda [23], [52].

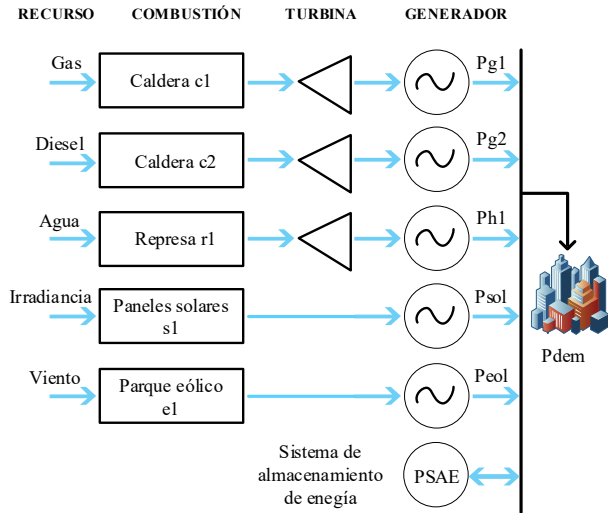


Figura 4. Esquema del DE con SAE, generadores renovables y no renovables [23].

Las restricciones que involucran este problema de DE con almacenamiento y energías renovables son:

- *Restricciones para las tecnologías de almacenamiento en el DE:* independientemente a los aspectos técnicos y económicos mencionados en la sección anterior para la selección de la tecnología, para el DE es necesario considerar la capacidad de almacenamiento del sistema, la potencia máxima de carga y mínima de descarga, esto se debe para evitar que la batería (sistema de almacenamiento) se sobrecargue o descargue en su totalidad [53], [54].
- *Restricciones para la generación renovable en el DE:* dependiendo del porcentaje de penetración que se les asigne a estas energías depende su participación, este factor lo establece el sistema en función de su capacidad para enfrentar incertidumbres, siendo esta una de las primeras restricciones, otra es la capacidad de potencia de las fuentes de energía renovable participantes, sus límites y

rampas, igual que las unidades de producción convencionales [55], [56].

### 3 Modelo para abastecimiento de la carga usando SA y aplicando Flujos AC

El modelo conlleva la formulación de ecuaciones de tipo cuadráticas y no lineales, para abastecer diferentes escenarios de demanda a través del despacho del parque generador, considerando la participación de los SA y modelación de las redes eléctricas usando flujos de potencia AC. En los siguientes numerales se expone el modelo y sus restricciones.

#### 3.1 Función objetivo asociada a la minimización de costos.

El objetivo en el modelamiento incumbe a que la función de costos de fabricación de energía sea minimizada, logrando la óptima producción de electricidad de las unidades de generación despachadas y tomando en cuenta la contribución de los SA ubicados en la red modelada, todo esto aplicando flujos de potencia AC. La función matemática corresponde a la siguiente:

$$FO = \text{Min Costo} \quad (1)$$

$$\text{Costo} = C_{th} + C_{he} + C_{ER} \quad (2)$$

$$C_{th} = \sum_h \sum_{g \in th} a_g \cdot P_{g,h}^2 + b_g \cdot P_{g,h} + c_g \quad (3)$$

$$C_{he} = \sum_h \sum_{g \in he} \gamma_g \cdot P_{g,h} \quad (4)$$

$$C_{ER} = \sum_h \sum_{g \in ER} \beta_g \cdot P_{g,h} \quad (5)$$

Donde:

**Costo** Costo total por generación

$C_{th}$  Costos por generación térmica  $th$ .

$C_{he}$  Costos por la producción hidroeléctricos  $he$ .

$C_{ER}$  Costos por energía de generadores renovables  $ER$ .

$h$	Tiempo de análisis equivalente a 24 horas.
$th$	Índice de generación $th$ .
$he$	Índice de generación $he$ .
$ER$	Índice que usan energías renovables.
$P_{g,h}$	Potencia despachada del generador $g$ en cada hora $h$ .
$\gamma_g$	Precio asociado a la generación hidroeléctrica $he$ .
$\beta_g$	Precio asociado a las energías renovables $ER$ .
$a_g$	Coefficientes aplicables a la función de costos cuadrática de producción térmica $th$ .
$b_g$	
$c_g$	

### 3.2 Restricción relacionada al abastecimiento nodal de la demanda

Esta restricción permite que en cada punto nodal se garantice el cubrimiento de la carga activa y reactiva, aplicando para el efecto flujos AC, la formulación matemática es la siguiente:

$$\sum_{\substack{g \in th,he,ER \\ g \in bus}} P_{g,h} - DP_{bus,h} + Pd_{bus,SA,h} - PC_{bus,SA,h} = \sum_{nodo} LFP_{bus,nodo,h} \quad (6)$$

$$\sum_{\substack{g \in th,he,ER \\ g \in bus}} Q_{g,h} - DQ_{bus,h} = \sum_{nodo} LFPQ_{bus,nodo,h} \quad (7)$$

$$LFP_{bus,nodo,h} = \frac{V_{bus,h}^2}{Z_{bus,nodo}} \cdot \cos(\theta_{bus,nodo}) - \frac{V_{bus,h} \cdot V_{nodo,h}}{Z_{bus,nodo}} \cdot \cos(\delta_{bus,h} - \delta_{nodo,h} + \theta_{bus,nodo}) \quad (8)$$

$$LFPQ_{bus,nodo,h} = \frac{V_{bus,h}^2}{Z_{bus,nodo}} \cdot \sin(\theta_{bus,nodo}) - \frac{V_{bus,h} \cdot V_{nodo,h}}{Z_{bus,nodo}} \cdot \sin(\delta_{bus,h} - \delta_{nodo,h} + \theta_{bus,nodo}) - \frac{b_{bus,nodo} \cdot V_{bus,h}^2}{2} \quad (9)$$

Donde:

$DP_{bus,h}$	Demanda de potencia activa en cada nodo (bus) para cada hora $h$ .
$LFP_{bus,nodo,h}$	FP activa entre 2 nodos en cada hora $h$ .
$LFPQ_{bus,nodo,h}$	FP reactiva entre 2 nodos en cada hora $h$ .
$Q_{g,h}$	Potencia reactiva del generador $g$ en la hora $h$ .
$DQ_{bus,h}$	Demanda de potencia reactiva en cada nodo (bus) para cada hora $h$ .
$V_{bus,h}$	Voltaje del nodo (bus) en la hora $h$ .
$V_{nodo,h}$	Voltaje del nodo (bus) en la hora $h$ .
$Z_{bus,nodo}$	Impedancia del vínculo conectado entre dos nodos.
$\theta_{bus,nodo}$	Ángulo relacionado con la impedancia del vínculo conectado entre dos nodos
$\delta_{bus,h}$	Ángulo en el nodo (bus) por cada hora $h$ .
$\delta_{nodo,h}$	Ángulo en el nodo (bus) por cada hora $h$ .
$b_{bus,nodo}$	Susceptancia del vínculo que interconecta dos nodos (buses).
$Pd_{bus,SA,h}$	Potencia que descarga el $SA$ en cada nodo (bus) por $h$ .
$PC_{bus,SA,h}$	Potencia que carga el $SA$ en cada nodo (bus) por $h$ .

### 3.3 Restricción para flujos máximos en los enlaces de la red

Esta restricción permite que el flujo de potencia que circula entre dos nodos interconectados no supere la capacidad técnica establecida, lo anterior es modelado a través de la siguiente inecuación:

$$-LE_{bus,nodo}^{max} \leq LFP_{bus,nodo,h} \quad (10)$$

$$LFP_{bus,nodo,h} \leq LE_{bus,nodo}^{max} \quad (11)$$

Donde:

$LE_{bus,nodo}^{max}$  Límite máximo de transferencia en un enlace.

### 3.4 Restricción para límites que producen los generadores.

Tanto la potencia activa como reactiva entregada, que resulta del despacho efectuado, no debe sobre pasar los límites técnicos. La estructura matemática corresponde a la que se muestra a continuación:

$$P_g^{min} \leq P_{g,h} \leq P_g^{max} \quad \forall g \in th, he \quad (12)$$

$$Q_g^{min} \leq Q_{g,h} \leq Q_g^{max} \quad \forall g \in th, he \quad (13)$$

Donde:

$P_g^{min}$  Término menor de potencia activa del  $g$ .  
 $P_g^{max}$  Término mayor de potencia activa del  $g$ .  
 $Q_g^{min}$  Término menor de potencia reactiva  $g$ .  
 $Q_g^{max}$  Término mayor de potencia reactiva  $g$ .

### 3.5 Restricción de la entrega o disminución de potencia de los generadores.

La reducción o entrega de la potencia de despachada de los generadores por cada una de las horas  $h$ , deben estar articuladas a los aspectos técnicos de cada generador, su modelación matemática corresponde a la siguiente:

$$P_{g,h+1} - P_{g,h} \leq UR_g^+ \quad (14)$$

$$P_{g,h-1} - P_{g,h} \leq DR_g^- \quad (15)$$

Donde:

$UR_g^+$  Entrega horaria de potencia de los generadores  $g$ .

$DR_g^-$  Reducción horaria de potencia de los generadores  $g$ .

### 3.6 Restricciones asociadas a los sistemas de almacenamiento.

Las formulaciones matemáticas que se describen a continuación componen a los SA de energía. En primera instancia se modelará la Fase en la que ocurre la Carga mediante baterías, se requiere conocer este estado del elemento para que no se reduzca drásticamente el lapso de vida, logrando de esta forma establecer los períodos de carga o de descarga por parte del optimizador, matemáticamente se escribe de la siguiente forma:

$$EC_{bus,h} = EC_{0 \quad bus,h} + EC_{bus,h-1} + PC_{bus,SA,h} \cdot \epsilon_{CSA} - \frac{Pd_{bus,SA,h}}{\epsilon d_{SA}} \quad (16)$$

Donde:

$EC_{bus,h}$  Estado de carga por nodo (bus) por  $h$   
 $EC_{0 \quad bus,h}$  Estado de carga inicial del SA en la hora inicial  
 $Pd_{bus,SA,h}$  Variable que muestra la potencia entregada al sistema por parte del SA en cada bus por  $h$   
 $PC_{bus,SA,h}$  Variable que muestra la potencia que se ha usado para la carga por parte del SA en cada nodo (bus) por  $h$   
 $\epsilon d_{SA}$  Parámetro para establecer la eficiencia del SA en la descarga.  
 $\epsilon_{CSA}$  Parámetro para establecer la eficiencia del SA en la carga.

Por otra parte, la operación de los SA está sujeta al valor que se asume en el estado de carga, todo esto con el fin de mantener una operación óptima en el sistema sin afectar la

vida útil, en tal sentido, los límites a ser modelados corresponden a los siguientes:

$$EC_{bus}^{max} \geq EC_{bus,h} \geq \%ec_{min} \cdot EC_{bus}^{max} \quad (17)$$

$$\%d_{max} \cdot EC_{bus}^{max} \geq Pd_{bus,SA,h} \geq 0 \quad (18)$$

$$\%c_{max} \cdot EC_{bus}^{max} \geq Pc_{bus,SA,h} \geq 0 \quad (19)$$

Donde:

$EC_{bus}^{max}$	Estado de carga máximo del sistema de almacenamiento SA.
$\%d_{max}$	Porcentaje máximo permitido para la descarga del SA.
$\%c_{max}$	Porcentaje máximo permitido para la carga del SA.
$\%ec_{min}$	Porcentaje mínimo permitido para el estado de carga del SA.

### 3.7 Restricción sobre el recurso hidráulico

A fin de poder modelar el recurso hídrico y la cantidad máxima de energía que podrían entregar las centrales hidráulicas en el período de análisis, se procede al establecimiento de la siguiente fórmula matemática:

$$\sum_{g \in he} \sum_h P_{g,h} \leq H \cdot fp \cdot \sum_{g \in he} P_g^{max} \quad (20)$$

### 3.8 Pseudocódigo

El pseudocódigo correspondiente al modelo de optimización que se propone esta descrito en la Tabla 1

Tabla 1. Pseudocódigo.

#### Modelo para abastecimiento de la demanda usando SA y aplicando Flujos AC

##### Inicio

Paso 1: Definición del sistema eléctrico a usar.

Paso 2: Obtención de los datos técnicos a ser aplicados al sistema de prueba (Generación, sistemas de almacenamiento, carga y red).

Paso 3: Obtención de los datos económicos a ser aplicados al sistema de generación y SA.

Paso 4: Formulación de modelo propuesto.

- Datos técnicos de la red modelo
- Datos económicos
- Set Variables

$$P_{g,h}, Pd_{bus,SA,h}, Pc_{bus,SA,h}, EC_{bus,h}, LFP_{bus,nodo,h}, LFQ_{bus,nodo,h}, V_{bus,h}, \delta_{bus,h}$$

- Función Objetivo

$$FO = \text{Min Costo}$$

$$\text{Costo} = C_{th} + C_{he} + C_{ER}$$

$$C_{th} = \sum_h \sum_{g \in th} a_g \cdot P_{g,h}^2 + b_g \cdot P_{g,h} + c_g$$

$$C_{he} = \sum_h \sum_{g \in he} \gamma_g \cdot P_{g,h}$$

$$C_{ER} = \sum_h \sum_{g \in ER} \beta_g \cdot P_{g,h}$$

- Restricciones

$$\sum_{\substack{g \in th,he,ER \\ g \in bus}} P_{g,h} - DP_{bus,h} + Pd_{bus,SA,h} - Pc_{bus,SA,h}$$

$$= \sum_{nodo} LFP_{bus,nodo,h}$$

$$\sum_{\substack{g \in th,he,ER \\ g \in bus}} Q_{g,h} - DQ_{bus,h} = \sum_{nodo} LFQ_{bus,nodo,h}$$

$$LFP_{bus,nodo,h} = \frac{V_{bus,h}^2}{Z_{bus,nodo}} \cdot \cos(\theta_{bus,nodo}) - \frac{V_{bus,h} \cdot V_{nodo,h}}{Z_{bus,nodo}} \cdot \cos(\delta_{bus,h} - \delta_{nodo,h} + \theta_{bus,nodo})$$

$$LFP_{bus,nodo,h} = \frac{V_{bus,h}^2}{Z_{bus,nodo}} \cdot \sin(\theta_{bus,nodo}) - \frac{V_{bus,h} \cdot V_{nodo,h}}{Z_{bus,nodo}} \cdot \sin(\delta_{bus,h} - \delta_{nodo,h} + \theta_{bus,nodo}) - \frac{b_{bus,nodo} \cdot V_{bus,h}^2}{2}$$

$$-LE_{bus,nodo}^{max} \leq LFP_{bus,nodo,h}$$

$$LFP_{bus,nodo,h} \leq LE_{bus,nodo}^{max}$$

$$P_g^{min} \leq P_{g,h} \leq P_g^{max} \quad \forall g \in th, he$$

$$Q_g^{min} \leq Q_{g,h} \leq Q_g^{max} \quad \forall g \in th, he$$

$$P_{g,h+1} - P_{g,h} \leq UR_g^+$$

$$P_{g,h-1} - P_{g,h} \leq DR_g^-$$

$$EC_{bus,h} = EC_0 + \sum_{h=1}^{bus,h} EC_{bus,h-1} + PC_{bus,SA,h} \cdot \epsilon_{CSA} - \frac{Pd_{bus,SA,h}}{\epsilon_{dSA}}$$

$$EC_{bus}^{max} \geq EC_{bus,h} \geq \%ec_{min} \cdot EC_{bus}^{max}$$

$$\%d_{max} \cdot EC_{bus}^{max} \geq Pd_{bus,SA,h} \geq 0$$

$$\%c_{max} \cdot EC_{bus}^{max} \geq PC_{bus,SA,h} \geq 0$$

$$\sum_{g \in he} \sum_h P_{g,h} \leq H \cdot fp \cdot \sum_{g \in he} P_g^{max}$$

Paso 5: Determinación de casos de análisis.

Paso 6: Examen de las respuestas obtenidas

**Fin**

## 4 Sistema Eléctrico modelo

El modelamiento óptimo será empleado en una red modelo que concierne al sistema IEEE 24 bus [57], en tal sentido, en los numerales subsiguientes se establecen los parámetros técnicos y económicos que se aplicarán a la red y sus elementos

### 4.1 Sistema IEEE 24 bus

El sistema IEEE 24 bus corresponde al diagrama unifilar de la Figura 5, los datos de cada elemento incluyendo la red y los sistemas de almacenamiento se detallan en las tablas posteriores.

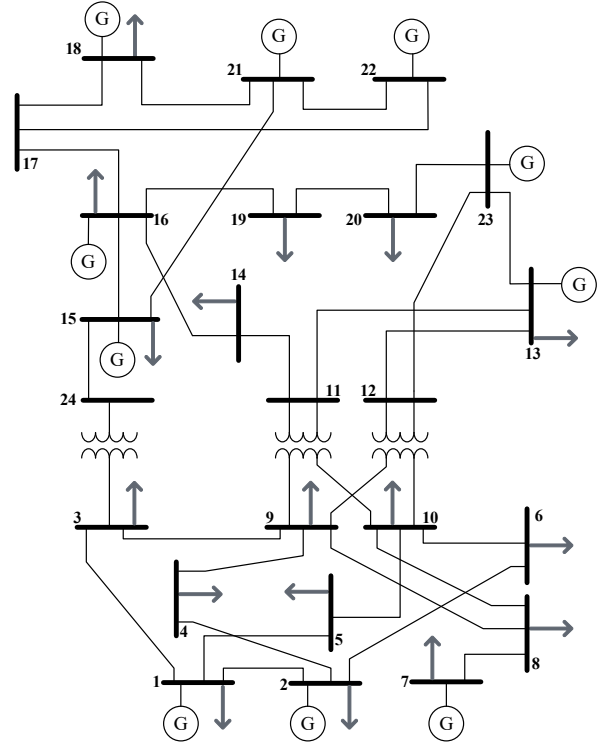


Figura 5. Diagrama unifilar IEEE 24 bus [57].

Del sistema IEEE 24 nodos se desprenden los siguientes datos técnicos y económicos de los generadores por tipo de tecnología los cuales han sido obtenidos tomando en cuenta [57], [58].

Tabla 2. Datos técnicos de generadores hidroeléctricos y térmicos-IEEE 24 bus [57].

	Tecnología	Nodo	Pmax [MW]	Pmin [MW]
<b>G1</b>	Térmico	18	300	100
<b>G2</b>	Térmico	21	300	100
<b>G3</b>	Térmico	1	122	31
<b>G4</b>	Térmico	2	122	31
<b>G5</b>	Térmico	15	105	52
<b>G6</b>	Térmico	16	105	32
<b>G7</b>	Térmico	23	110	20
<b>G8</b>	Térmico	23	200	10
<b>G9</b>	Térmico	7	200	75
<b>G10</b>	Térmico	13	600	120
<b>G11</b>	Térmico	15	60	10

<b>G12</b>	Térmico	22	200	0
<b>G13</b>	Hidro	14	210	0
<b>G14</b>	Hidro	3	100	0
<b>G15</b>	Hidro	10	40	0

	<b>Qmax</b> [Mvar]	<b>Qmin</b> [Mvar]	<b>RU</b> [MW/h]	<b>RD</b> [MW/h]
<b>G1</b>	170	-170	47	47
<b>G2</b>	170	-170	47	47
<b>G3</b>	70	-70	14	14
<b>G4</b>	70	-70	14	14
<b>G5</b>	60	-60	21	21
<b>G6</b>	60	-60	21	21
<b>G7</b>	63	-63	21	21
<b>G8</b>	113	-113	28	28
<b>G9</b>	113	-113	49	49
<b>G10</b>	340	-340	21	21
<b>G11</b>	34	-34	7	7
<b>G12</b>	112	-112	80	0
<b>G13</b>	120	-120	100	100
<b>G14</b>	57	-57	60	60
<b>G15</b>	23	-23	20	20

Tabla 3. Datos económicos de generadores térmicos–IEEE 24 bus [58].

	<b>a</b> [USD/MWh <sup>2</sup> ]	<b>b</b> [USD/MWh]	<b>c</b> [USD]
<b>G1</b>	0.00432	56.47	12
<b>G2</b>	0.00562	57.47	9
<b>G3</b>	0.00592	130.32	14
<b>G4</b>	0.00531	130.32	16
<b>G5</b>	0.00540	160	24
<b>G6</b>	0.00557	100.52	23
<b>G7</b>	0.00527	100.52	11
<b>G8</b>	0.00518	100.89	15

<b>G9</b>	0.00592	200.7	19
<b>G10</b>	0.00531	50.93	34
<b>G11</b>	0.00562	260.11	21
<b>G12</b>	0.00596	75	20
<b>G13</b>	0	36	0
<b>G14</b>	0	23	0
<b>G15</b>	0	42	0

Con relación a los generadores hidroeléctricos se ha considerado un factor de planta promedio de 0.7, es decir una hidrología media, lo cual conlleva a que la energía hidroeléctrica durante el período de 24 horas no supere los 6GWh. A fin de complementar los datos técnicos y económicos en las tablas siguientes se presentan los parámetros asociados a la generación y sus unidades asociadas a las energías renovables [59], [60].

Tabla 4. Datos de plantas de origen renovable–IEEE 24 bus [59], [60].

	<b>Nodo</b>	<b>Pmax</b> [MW]	<b>Pmin</b> [MW]	<b>Factor</b> <b>Planta</b>	<b><math>\alpha</math></b> [USD/MWh]
<b>W1</b>	8	150	0		
<b>W2</b>	19	100	0	0.87	42
<b>W3</b>	21	80	0		
<b>PV1</b>	17	90	0		
<b>PV2</b>	23	70	0	0.85	36

Para determinar el despacho de la generación con energía renovable se requiere establecerse la probabilidad del recurso, sea este solar o viento, en tal sentido y observando lo establecido en [61], la Tabla 5 detalla dichas probabilidades.

Tabla 5. Probabilidad del recurso de la energía renovable–IEEE 24 bus [61].

	<b>Viento</b>	<b>Solar</b>
<b>h1</b>	10%	0%
<b>h2</b>	12%	0%



<b>h3</b>	13%	0%
<b>h4</b>	24%	0%
<b>h5</b>	33%	0%
<b>h6</b>	50%	10%
<b>h7</b>	60%	14%
<b>h8</b>	52%	20%
<b>h9</b>	44%	33%
<b>h10</b>	48%	75%
<b>h11</b>	67%	85%
<b>h12</b>	72%	97%
<b>h13</b>	84%	100%
<b>h14</b>	91%	98%
<b>h15</b>	93%	80%
<b>h16</b>	89%	50%
<b>h17</b>	75%	30%
<b>h18</b>	67%	20%
<b>h19</b>	62%	0%
<b>h21</b>	56%	0%
<b>h22</b>	52%	0%
<b>h23</b>	45%	0%
<b>h24</b>	32%	0%

<b>7</b>	PV	125	25	138
<b>8</b>	PQ	171	35	138
<b>9</b>	PQ	175	36	138
<b>10</b>	PQ	195	40	138
<b>11</b>	PQ	0	0	230
<b>12</b>	PQ	0	0	230
<b>13</b>	Ref.	265	54	230
<b>14</b>	PQ	194	39	230
<b>15</b>	PQ	317	64	230
<b>16</b>	PQ	100	20	230
<b>17</b>	PQ	0	0	230
<b>18</b>	PQ	333	68	230
<b>19</b>	PQ	181	37	230
<b>20</b>	PQ	128	26	230
<b>21</b>	PV	0	0	230
<b>22</b>	PV	0	0	230
<b>23</b>	PV	0	0	230
<b>24</b>	PQ	0	0	230

Para modelar la red se ha considerado lo señalado en [57], detallándose de forma inicial los datos asociados a los nodos:

Tabla 6. Datos nodales– IEEE 24 bus [57].

<b>Nodo</b>	<b>Tipo</b>	<b>Pd [MW]</b>	<b>Qd [MVar]</b>	<b>Volt Nom [kV]</b>
<b>1</b>	PQ	108	22	138
<b>2</b>	PQ	97	20	138
<b>3</b>	PQ	180	37	138
<b>4</b>	PQ	74	15	138
<b>5</b>	PQ	71	14	138
<b>6</b>	PQ	136	28	138

Dado que el modelo de optimización evalúa al sistema para un período de tiempo de 24 horas, se requiere que la carga se evaluada de forma dinámica, razón por la cual, conforme a [62] se ha establecido los porcentajes horarios que permiten configurar una curva de carga por cada una de las demandas ubicadas en la red, la Tabla 7 consta de estos valores.

Tabla 7. Parámetros para la curva de carga del sistema – IEEE 24 bus [57].

<b>PrD [%]</b>		<b>PrD [%]</b>	
<b>h1</b>	50%	<b>h13</b>	80%
<b>h2</b>	52%	<b>h14</b>	81%
<b>h3</b>	51%	<b>h15</b>	82%
<b>h4</b>	50%	<b>h16</b>	93%

<b>h5</b>	51%	<b>h17</b>	96%
<b>h6</b>	56%	<b>h18</b>	100%
<b>h7</b>	65%	<b>h19</b>	98%
<b>h8</b>	70%	<b>h20</b>	86%
<b>h9</b>	72%	<b>h21</b>	82%
<b>h10</b>	71%	<b>h22</b>	75%
<b>h11</b>	74%	<b>h23</b>	70%
<b>h12</b>	79%	<b>h24</b>	55%

La curva de demanda acumulada por cada carga nodal, aplicando los valores de la Tabla 7 y las valoraciones de la carga, están en la Figura 6 y Figura 7.

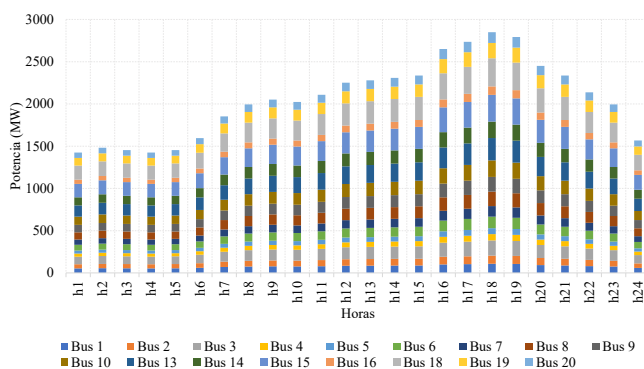


Figura 6. Demanda activa nodal por hora en el sistema IEEE 24 bus.

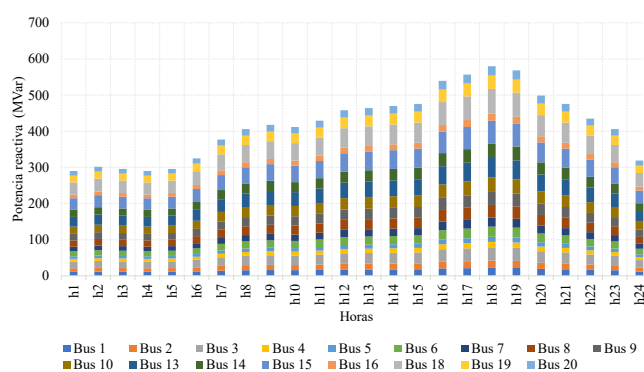


Figura 7. Demanda horaria reactiva nodal en el sistema IEEE 24 bus.

Así mismo, en la Tabla 8 se detallan las identificaciones de la red.

Tabla 8. Datos de la red– IEEE 24 bus [57].

Nodo i	Nodo j	R [pu]	X [pu]	B [pu]	Limite [MW]
1	2	0.0026	0.0139	0.4611	175
1	3	0.0546	0.2112	0.0572	175
1	5	0.0218	0.0845	0.0229	175
2	4	0.0328	0.1267	0.0343	175
2	6	0.0497	0.192	0.052	175
3	9	0.0308	0.119	0.0322	175
3	24	0.0023	0.0839	0	400
4	9	0.0268	0.1037	0.0281	175
5	10	0.0228	0.0883	0.0239	175
6	10	0.0139	0.0605	2.459	175
7	8	0.0159	0.0614	0.0166	175
8	9	0.0427	0.1651	0.0447	175
8	10	0.0427	0.1651	0.0447	175
9	11	0.0023	0.0839	0	400
9	12	0.0023	0.0839	0	400
10	11	0.0023	0.0839	0	400
10	12	0.0023	0.0839	0	400
11	13	0.0061	0.0476	0.0999	500
11	14	0.0054	0.0418	0.0879	500
12	13	0.0061	0.0476	0.0999	500
12	23	0.0124	0.0966	0.203	500
13	23	0.0111	0.0865	0.1818	500
14	16	0.005	0.0389	0.0818	500
15	16	0.0022	0.0173	0.0364	500
15	21	0.0032	0.0245	0.206	1000
15	24	0.0067	0.0519	0.1091	500
16	17	0.0033	0.0259	0.0545	500
16	19	0.003	0.0231	0.0485	500
17	18	0.0018	0.0144	0.0303	500
17	22	0.0135	0.1053	0.2212	500
18	21	0.0017	0.013	0.109	1000

19	20	0.0026	0.0198	0.1666	1000
20	23	0.0014	0.0108	0.091	1000
21	22	0.0087	0.0678	0.1424	500

Finalmente, se establecen los datos de los SA ubicados en el nodo 19 y nodo 21, para el efecto se considera los factores técnicos medidos fijados en [63], [64], los datos se tabulan en las tablas subsiguientes:

Tabla 9. Factores generales de los SA [63], [64].

SA 1		SA 2	
Nodo de conexión	19	Nodo de conexión	21
$EC_{max}$	220 MW	$EC_{max}$	120 MW

Para los SA modelados se establecen los subsiguientes factores.

Tabla 10. Factores técnicos de los SA [63], [64].

Factor	Valor
$EC_0$	$0.2 \cdot EC_{max}$
$Pd_{max}$	$0.7 \cdot EC_{max}$
$Pd_{min}$	0 MW
$Pc_{max}$	$0.5 \cdot EC_{max}$
$Pc_{min}$	0 MW
$\epsilon_{c,SA}$	95%
$\epsilon_{d,SA}$	90%

## 4.2 Casos de análisis

Tomando en cuenta el sistema eléctrico modelo y con el afán de poder obtener las diferencias que se obtienen al incorporar los SA, se establecen los siguientes análisis:

### 4.2.1 Análisis energético y de costos

Este análisis permitirá evaluar las variables de la potencia despachada y el costo obtenido, al comparar el sistema modelo sin SA y cuando se los incorpora.

### 4.2.2 Análisis por escenario de carga

En este análisis se propone evaluar por demanda mínima, media y máxima las

variables eléctricas y económicas cuando el sistema modelo no contiene SA y cuando se incorpora los mismos.

## 5 Análisis de resultados de ámbito técnico y económico

En función de los casos de análisis planteados y una vez obtenidos los resultados, se procede a realizar el análisis correspondiente.

### 5.1 Análisis energético y de costos

Del despacho los resultados de potencia activa que no ocupan SA se presentan en la Figura 8, mientras que la Figura 9 muestra los resultados del modelo de optimización propuesto en relación con el despacho de potencia activa para abastecimiento de la demanda tomando en cuenta la inserción de SA a la red.

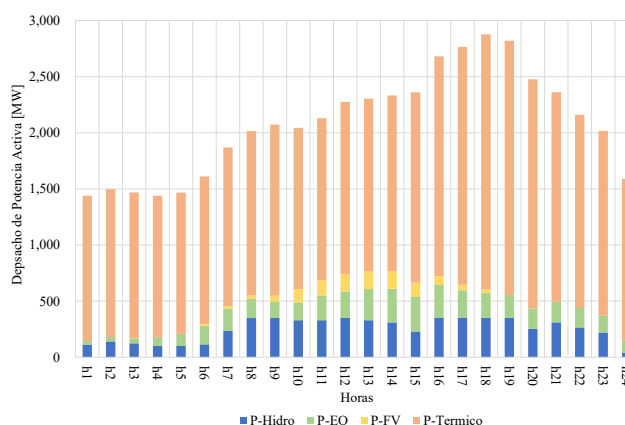


Figura 8. Despacho IEEE 24 Bus – Sin SA.

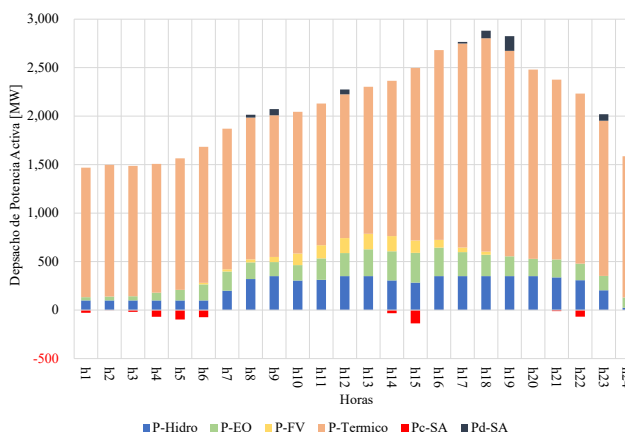


Figura 9. Despacho IEEE 24 Bus – Con SA.

Al comparar la Figura 8 y la Figura 9 se observa claramente como los SA toman partido en cubrir la carga demandada, observándose la entrega de potencia al sistema en horas medias y máximas de consumo, cargándose los SA mayoritariamente en horas de demanda mínima, lo anterior se tabula en Tabla 11.

Tabla 11. Despacho de potencia activa [MW] – Con SA.

hora	P-H	P-EO	P-FV	P-Th	Pc-SA	Pd-SA
h1	100.00	33.00		1,335.55	-28.49	
h2	100.00	39.60		1,358.47	-0.49	
h3	100.00	42.90		1,344.39	-18.61	
h4	100.00	79.20		1,328.69	-68.51	
h5	100.00	108.90		1,356.10	-97.22	
h6	100.00	165.00	16.00	1,403.10	-73.00	
h7	200.00	198.00	22.40	1,450.10		
h8	320.00	171.60	32.00	1,461.00		30.06
h9	350.00	145.20	52.80	1,461.00		63.91
h10	304.91	158.40	120.00	1,461.00		
h11	312.04	221.10	136.00	1,461.00		
h12	350.00	237.60	155.20	1,481.66		50.38
h13	350.00	277.20	160.00	1,515.66		
h14	306.08	300.30	156.80	1,601.69	-32.02	
h15	282.98	306.90	128.00	1,779.69	-136.81	
h16	350.00	293.70	80.00	1,957.69		
h17	350.00	247.50	48.00	2,103.68		16.55
h18	350.00	221.10	32.00	2,199.74		77.53
h19	350.00	204.60		2,119.14		150.72
h20	350.00	178.20		1,951.46		
h21	337.58	184.80		1,853.46	-10.57	
h22	307.58	171.60		1,752.83	-68.10	
h23	204.41	148.50		1,599.83		67.26
h24	24.41	105.60		1,456.83		
<b>Total</b>	<b>6,000.00</b>	<b>4,240.50</b>	<b>1,139.20</b>	<b>38,793.77</b>	<b>-533.81</b>	<b>456.41</b>

Se visualiza de la Tabla 11 que la tecnología hidroeléctrica no supera los 6 GWh previamente establecidos, el SA entrega un total de 456.41 MWh, la cual es cedida al sistema en horas de demanda media y máxima. En este contexto, la Figura 10 y Figura 11 exponen la carga, descarga y el estado de carga de cada SA.

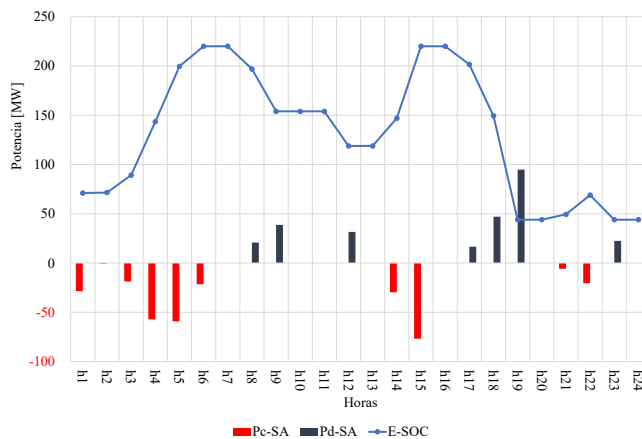


Figura 10. SA ubicado Nodo 19.

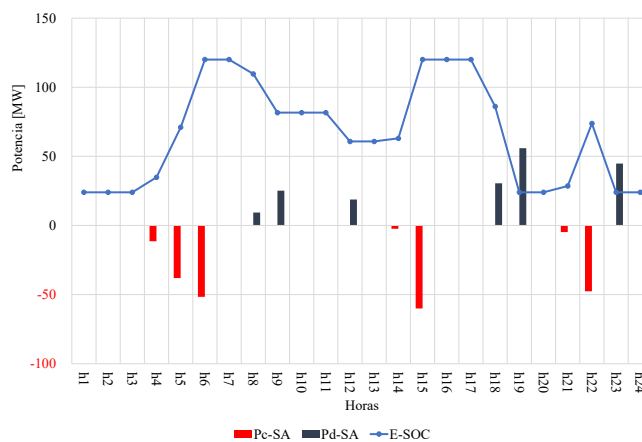


Figura 11. SA ubicado Nodo 21.

Por otra parte, Tabla 12 contiene las pérdidas del sistema en el periodo de análisis, además gráficamente la Figura 12 lo esquematiza.

Tabla 12. Comparativo - Pérdidas Totales.

	Producción [MWh]	Carga [MWh]	Pérdidas [MWh]
Con SA	50,096.07	49561.5	534.57
Sin SA	50,062.35	49561.5	500.85

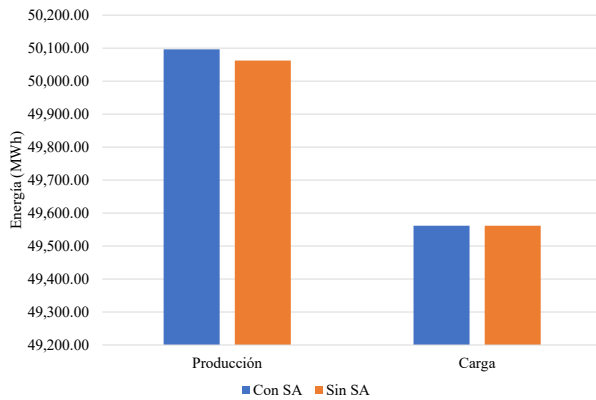


Figura 12. Energía producida y demandada.

De la Tabla 12 se concluye que la incorporación de los SA conlleva un incremento ínfimo en las pérdidas del sistema, sin embargo, a nivel económico su aporte es importante como se observará seguidamente. Adicional, los porcentajes de pérdidas corresponden al 1.08% y 1.01% cuando el sistema incorpora SA y cuando únicamente cuenta con el sistema de generación, respectivamente.

Como ya se ha citado, la incorporación de los SA por concepto produce ahorros en el costo operativo, en tal razón se procede a verificar el ahorro de involucrar los sistemas de almacenamiento, sobre la base de la evaluación de los costos incurridos.

Tabla 13. Comparativo de Costos Totales.

Tipo	Costos [USD]	
	Con SA	Sin SA
Eólico	178,101.00	178,101.00
Fotovoltaico	41,011.20	40,507.20
Hidroeléctrico	188,836.33	188,096.99
Térmico	2,922,823.31	2,974,125.29
Pc-SA	22,420.21	
Pd-SA	-118,717.17	
<b>Total</b>	<b>3,234,474.87</b>	<b>3,380,830.48</b>

De la Tabla 13, misma que se ilustra en la Figura 13, se puede señalar que existe un ahorro equivalente a 146, 355.61 USD por

día, lo que equivale a un aproximado de 4.4 millones de dólares al mes, lo que conlleva a indicar que la incorporación de los SA generan una conservación del capital total de la operación, a pesar de los costos que implican cargar dichos sistemas. Bajo este primer análisis global se muestra que los SA operan de forma que, a más de ayudar a abastecer la carga sin afectaciones negativas en el sistema, producen un ahorro en la operación del sistema.

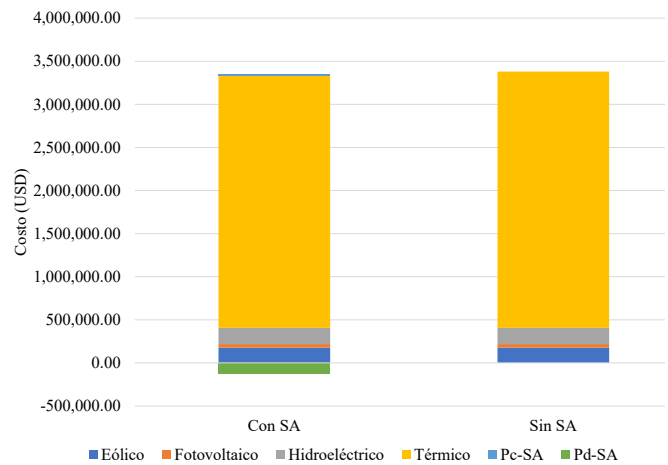


Figura 13. Costos – Con SA y Sin SA.

## 5.2 Análisis por escenario de carga

En este punto se realiza el análisis por demanda, sea esta mínima, media y máxima, tomando en cuenta las variables eléctricas y económicas a fin de establecer aspectos concluyentes de los sistemas de almacenamiento.

### 5.2.1 Análisis - Demanda mínima

El análisis se presenta en la Tabla 14 e inicia observando las variables eléctricas asociadas al despacho.

Tabla 14. Comparativo Despacho Demanda Mínima.

	Potencia [MW]	
	Sin SA	Con SA
<b>P-Hidro</b>	100.00	100.00
<b>P-EO</b>	108.90	108.90

<b>P-FV</b>		
<b>P-Térmico</b>	1,257.92	1,356.10
<b>Pc_SA</b>	-	-97.22
<b>Pd_SA</b>	-	
<b>Producción</b>	1,466.82	1,467.78
<b>Demanda</b>	1453.5	1453.5
<b>Pérdidas</b>	13.32	14.28
<b>% Pérdidas</b>	0.92%	0.98%

De la Tabla 14 se observa que existe una mayor producción de generación térmica cuando se incorpora los SA, la cual económicamente es eficiente dado que la demanda es mínima, por tanto, los recursos de generación térmicos serán más económicos, el exceso de producción permite cargar los SA ubicados en las redes del sistema, lo cual hace que se redireccionen los flujos produciendo un incremento ínfimo en las pérdidas, las cuales suben de un 0.92% a un 0.98%.

Por otra parte, la evaluación de los perfiles de voltaje para la demanda mínima, se presenta en la Figura 14, misma que compara lo ocurrido cuando no se incorpora los SA y cuando éstos operan en la red.

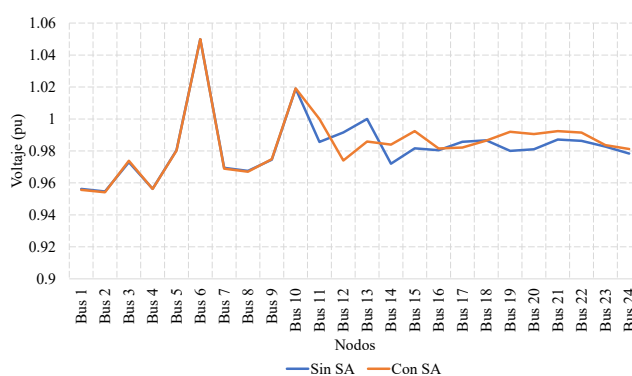


Figura 14. Comparativo de voltaje – Demanda Mínima.

De la Figura 14 se mira variaciones entre los perfiles de voltaje, sin embargo, los voltajes no violan la banda correspondiente, señalando que la incorporación de los SA no tiene afectación negativa al sistema y en

ciertos nodos su voltaje se ve incrementado. El diagrama unifilar que muestra al sistema operando en demanda mínima con los SA se exhibe en la Figura 15.

Los flujos activos y reactivos resultantes (Tabla 15 - Tabla 16) en demanda mínima cuando se incorpora los SA son:

Tabla 15. Flujos de carga Activa en los vínculos – Demanda Mínima.

i	j	Flujo [MW]	i	j	Flujo [MW]
Barra 1	Barra 2	12.15	Barra 12	Barra 10	114.95
Barra 1	Barra 3	-33.55	Barra 12	Barra 13	-178.46
Barra 1	Barra 5	-2.68	Barra 12	Barra 23	-10.29
Barra 2	Barra 1	-12.14	Barra 13	Barra 11	197.62
Barra 2	Barra 4	-6.68	Barra 13	Barra 12	180.44
Barra 2	Barra 6	0.35	Barra 13	Barra 23	86.78
Barra 3	Barra 1	34.23	Barra 14	Barra 11	-26.86
Barra 3	Barra 9	15.86	Barra 14	Barra 16	-72.08
Barra 3	Barra 24	-41.89	Barra 15	Barra 16	38.30
Barra 4	Barra 2	6.69	Barra 15	Barra 21	-180.03
Barra 4	Barra 9	-44.43	Barra 15	Barra 24	42.06
Barra 5	Barra 1	2.85	Barra 16	Barra 14	72.37
Barra 5	Barra 10	-39.06	Barra 16	Barra 15	-38.26
Barra 6	Barra 2	0.89	Barra 16	Barra 17	-131.65
Barra 6	Barra 10	-70.25	Barra 16	Barra 19	78.54
Barra 7	Barra 8	11.25	Barra 17	Barra 16	132.24
Barra 8	Barra 7	-11.23	Barra 17	Barra 18	-122.59
Barra 8	Barra 9	-18.79	Barra 17	Barra 22	-9.64
Barra 8	Barra 10	-7.69	Barra 18	Barra 17	122.87
Barra 9	Barra 3	-15.78	Barra 18	Barra 21	7.30
Barra 9	Barra 4	45.02	Barra 19	Barra 16	-78.35
Barra 9	Barra 8	18.95	Barra 19	Barra 20	-40.14
Barra 9	Barra 11	-63.78	Barra 20	Barra 19	40.18
Barra 9	Barra 12	-73.65	Barra 20	Barra 23	-105.46
Barra 10	Barra 5	39.68	Barra 21	Barra 15	181.09

Barra 10	Barra 6	71.52	Barra 21	Barra 18	-7.30
Barra 10	Barra 8	8.09	Barra 21	Barra 22	9.67
Barra 10	Barra 11	-104.12	Barra 22	Barra 17	9.66
Barra 10	Barra 12	-114.62	Barra 22	Barra 21	-9.66
Barra 11	Barra 9	63.89	Barra 23	Barra 12	10.31
Barra 11	Barra 10	104.41	Barra 23	Barra 13	-85.93
Barra 11	Barra 13	-195.23	Barra 23	Barra 20	105.62
Barra 11	Barra 14	26.94	Barra 24	Barra 3	41.94
Barra 12	Barra 9	73.79	Barra 24	Barra 15	-41.94

Tabla 16. Flujos de carga Reactiva en los vínculos- Demanda Mínima.

i	j	Flujo [Mvar]	i	j	Flujo [Mvar]
Barra 1	Barra 2	-13.13	Barra 11	Barra 9	13.60
Barra 1	Barra 3	-0.86	Barra 12	Barra 10	-29.68
Barra 1	Barra 5	-28.18	Barra 12	Barra 13	9.11
Barra 2	Barra 1	-28.88	Barra 12	Barra 23	0.01
Barra 2	Barra 4	-1.38	Barra 12	Barra 9	20.56
Barra 2	Barra 6	-49.94	Barra 13	Barra 11	7.46
Barra 20	Barra 19	-9.95	Barra 13	Barra 12	-3.52
Barra 20	Barra 23	-3.31	Barra 13	Barra 23	1.92
Barra 3	Barra 1	-1.85	Barra 14	Barra 11	-29.57
Barra 3	Barra 24	-6.62	Barra 14	Barra 16	-18.63
Barra 3	Barra 9	-6.31	Barra 15	Barra 16	4.08
Barra 4	Barra 2	-1.69	Barra 15	Barra 21	-8.88
Barra 4	Barra 9	-5.96	Barra 15	Barra 24	-1.39
Barra 5	Barra 1	26.72	Barra 16	Barra 14	13.01
Barra 5	Barra 10	-33.86	Barra 16	Barra 15	-7.34
Barra 6	Barra 10	-63.76	Barra 16	Barra 17	-8.72
Barra 6	Barra 2	49.48	Barra 16	Barra 19	-1.31
Barra 7	Barra 8	-0.70	Barra 17	Barra 16	8.06
Barra 8	Barra 10	-30.63	Barra 17	Barra 18	2.34
Barra 8	Barra 7	-0.78	Barra 17	Barra 22	-10.39

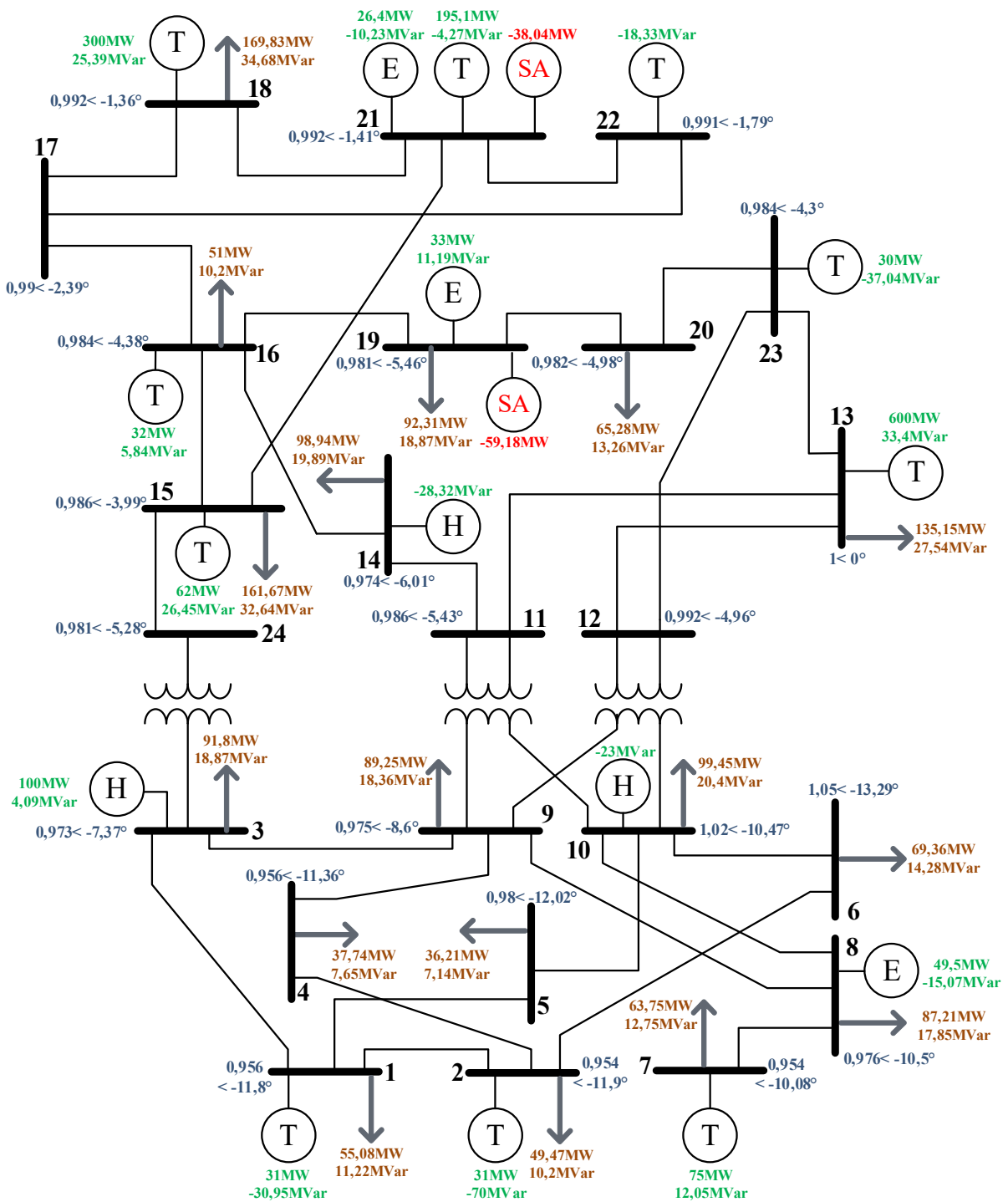
Barra 8	Barra 9	-1.51	Barra 18	Barra 17	-3.11
Barra 9	Barra 11	-9.92	Barra 18	Barra 21	-6.19
Barra 9	Barra 12	-15.56	Barra 19	Barra 16	-1.90
Barra 9	Barra 3	3.60	Barra 19	Barra 20	-5.78
Barra 9	Barra 4	5.60	Barra 21	Barra 15	-3.11
Barra 9	Barra 8	-2.08	Barra 21	Barra 18	-4.54
Barra 10	Barra 11	47.25	Barra 21	Barra 22	-6.85
Barra 10	Barra 12	41.70	Barra 22	Barra 17	-11.23
Barra 10	Barra 5	33.86	Barra 22	Barra 21	-7.10
Barra 10	Barra 6	-193.96	Barra 23	Barra 12	-19.62
Barra 10	Barra 8	27.76	Barra 23	Barra 13	-13.18
Barra 11	Barra 10	-36.69	Barra 23	Barra 20	-4.24
Barra 11	Barra 13	1.35	Barra 24	Barra 15	-8.21
Barra 11	Barra 14	21.73	Barra 24	Barra 3	8.21

Los costos producidos en demanda mínima al evaluar el despacho se muestran a continuación.

Tabla 17. Comparación de costos- Demanda Mínima.

	[USD]	
	Con SA	Sin SA
<b>Eólico</b>	4,573.80	4,573.80
<b>Hidroeléctrico</b>	2,300.00	2,300.00
<b>Térmico</b>	99,218.95	93,638.75
<b>Pc-SA</b>	4,083.12	
<b>Total</b>	<b>110,175.87</b>	<b>100,512.55</b>

De la Tabla 17 se observa que, al incorporar los SA, en demanda mínima se produce un costo extra asociado a la carga de los SA que resulta por tomar energía de la generación térmica, en este caso el valor asciende a 9,663.32 USD a comparación del caso cuando el sistema no contiene SA lo cual representa un valor de 10%. Sin embargo, este exceso de costo debe verse subsanado cuando los SA entreguen energía reduciendo energía ineficiente y costosa.



### 5.2.2 Análisis - Demanda media

Para este análisis se procede a evaluar las variables eléctricas asociadas al DE, cuyos resultados son:

Tabla 18. Comparativo Despacho Demanda Media.

	Potencia [MW]	
	Sin SA	Con SA
<b>P-Hidro</b>	350.00	350.00
<b>P-EO</b>	237.60	237.60



<b>P-FV</b>	155.20	155.20
<b>P-Térmico</b>	1,532.08	1,481.66
<b>Pc_SA</b>		
<b>Pd_SA</b>	50.38	
<b>Producción</b>	2,274.88	2,274.83
<b>Demanda</b>	2251.5	2251.5
<b>Pérdidas</b>	23.381	23.335
<b>% Pérdidas</b>	1.04%	1.04%

De la Tabla 18 se observa que existe reducción en la producción de generación térmica cuando se incorpora los SA, la cual es sustituida por la energía eléctrica cedida por los SA, desplazando de esta manera recursos de generación térmicos, a pesar de este aspecto se puede observar que el redireccionamiento obliga a que prácticamente se obtengan las mismas pérdidas que ascienden a 1.04% al comparar el sistema con y sin almacenamiento.

Por otra parte, la evaluación de los perfiles de voltaje para la demanda media, se presenta en la Figura 16, misma que compara lo ocurrido cuando no se incorpora los SA y cuando éstos operan en la red.

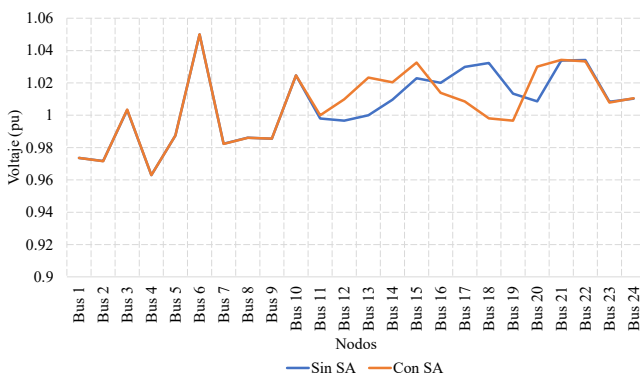


Figura 16. Comparativo de voltaje – Demanda Media.

De la Figura 16 se observa variaciones entre los perfiles de voltaje, sin embargo, los voltajes se encuentran dentro de las bandas, señalando que la incorporación de los SA no tiene afectación negativa al

sistema y en ciertos nodos su voltaje se ve incrementado. El diagrama unifilar que muestra al sistema operando en demanda media con los SA se muestra en la Figura 17.

Los flujos resultantes en demanda media (Tabla 19 - Tabla 20) cuando se incorpora los sistemas de almacenamiento se exponen:

Tabla 19. Flujos Activos en los vínculos – Demanda Media.

i	j	Flujo [MW]	i	j	Flujo [MW]
Barra 1	Barra 2	19.89	Barra 12	Barra 10	156.38
Barra 1	Barra 3	-57.60	Barra 12	Barra 13	-192.25
Barra 1	Barra 5	-16.60	Barra 12	Barra 23	-72.38
Barra 2	Barra 1	-19.87	Barra 13	Barra 11	169.81
Barra 2	Barra 4	-17.18	Barra 13	Barra 12	194.56
Barra 2	Barra 6	-8.58	Barra 13	Barra 23	26.28
Barra 3	Barra 1	59.53	Barra 14	Barra 11	126.13
Barra 3	Barra 9	18.95	Barra 14	Barra 16	-69.39
Barra 3	Barra 24	-120.68	Barra 15	Barra 16	-3.56
Barra 4	Barra 2	17.32	Barra 15	Barra 21	-306.85
Barra 4	Barra 9	-75.78	Barra 15	Barra 24	121.97
Barra 5	Barra 1	16.70	Barra 16	Barra 14	69.64
Barra 5	Barra 10	-72.79	Barra 16	Barra 15	3.56
Barra 6	Barra 2	9.36	Barra 16	Barra 17	-202.28
Barra 6	Barra 10	-116.80	Barra 16	Barra 19	82.07
Barra 7	Barra 8	-23.75	Barra 17	Barra 16	203.58
Barra 8	Barra 7	23.84	Barra 17	Barra 18	-98.41
Barra 8	Barra 9	-32.53	Barra 17	Barra 22	-17.87
Barra 8	Barra 10	-18.40	Barra 18	Barra 17	98.57
Barra 9	Barra 3	-18.81	Barra 18	Barra 21	-61.64
Barra 9	Barra 4	77.44	Barra 19	Barra 16	-81.87
Barra 9	Barra 8	33.04	Barra 19	Barra 20	42.48
Barra 9	Barra 11	-121.96	Barra 20	Barra 19	-42.42

Barra 9	Barra 12	-107.97	Barra 20	Barra 23	-58.70
Barra 10	Barra 5	74.13	Barra 21	Barra 15	309.73
Barra 10	Barra 6	119.24	Barra 21	Barra 18	61.70
Barra 10	Barra 8	18.69	Barra 21	Barra 22	4.95
Barra 10	Barra 11	-170.32	Barra 22	Barra 17	17.91
Barra 10	Barra 12	-155.79	Barra 22	Barra 21	-4.95
Barra 11	Barra 9	122.31	Barra 23	Barra 12	73.03
Barra 11	Barra 10	171.01	Barra 23	Barra 13	-26.19
Barra 11	Barra 13	-168.04	Barra 23	Barra 20	58.75
Barra 11	Barra 14	-125.28	Barra 24	Barra 3	121.01
Barra 12	Barra 9	108.25	Barra 24	Barra 15	-121.01

Tabla 20. Flujos Reactivos en los vínculos – Demanda Media.

i	j	Flujo [Mvar]	i	j	Flujo [Mvar]
Barra 1	Barra 2	-11.82	Barra 11	Barra 9	17.92
Barra 1	Barra 3	2.13	Barra 12	Barra 10	-27.37
Barra 1	Barra 5	-12.75	Barra 12	Barra 13	21.87
Barra 2	Barra 1	-31.72	Barra 12	Barra 23	-9.77
Barra 2	Barra 4	9.74	Barra 12	Barra 9	15.27
Barra 2	Barra 6	-39.90	Barra 13	Barra 11	-15.67
Barra 20	Barra 19	-29.96	Barra 13	Barra 12	-13.77
Barra 20	Barra 23	9.42	Barra 13	Barra 23	-21.18
Barra 3	Barra 1	-0.28	Barra 14	Barra 11	10.94
Barra 3	Barra 24	0.99	Barra 14	Barra 16	-21.67
Barra 3	Barra 9	8.83	Barra 15	Barra 16	15.75
Barra 4	Barra 2	-12.38	Barra 15	Barra 21	-5.46
Barra 4	Barra 9	0.53	Barra 15	Barra 24	7.32
Barra 5	Barra 1	10.92	Barra 16	Barra 14	15.20
Barra 5	Barra 10	-21.98	Barra 16	Barra 15	-19.50
Barra 6	Barra 10	-59.70	Barra 16	Barra 17	-10.40
Barra 6	Barra 2	37.58	Barra 16	Barra 19	16.36
Barra 7	Barra 8	-0.44	Barra 17	Barra 16	14.86

Barra 8	Barra 10	-20.34	Barra 17	Barra 18	-6.74
Barra 8	Barra 7	-0.81	Barra 17	Barra 22	-12.46
Barra 8	Barra 9	7.60	Barra 18	Barra 17	4.83
Barra 9	Barra 11	-5.05	Barra 18	Barra 21	-10.21
Barra 9	Barra 12	-5.18	Barra 19	Barra 16	-19.80
Barra 9	Barra 3	-11.46	Barra 19	Barra 20	13.37
Barra 9	Barra 4	3.23	Barra 21	Barra 15	5.70
Barra 9	Barra 8	-9.98	Barra 21	Barra 18	-0.96
Barra 10	Barra 11	49.34	Barra 21	Barra 22	-6.90
Barra 10	Barra 12	48.66	Barra 22	Barra 17	-10.77
Barra 10	Barra 5	24.75	Barra 22	Barra 21	-8.30
Barra 10	Barra 6	-194.30	Barra 23	Barra 12	-5.53
Barra 10	Barra 8	16.96	Barra 23	Barra 13	3.58
Barra 11	Barra 10	-24.21	Barra 23	Barra 20	-18.28
Barra 11	Barra 13	19.47	Barra 24	Barra 15	-11.15
Barra 11	Barra 14	-13.18	Barra 24	Barra 3	11.15

Los costos producidos en demanda media al evaluar el despacho están en la Tabla 21.

Tabla 21. Comparativo de costos- Demanda Media.

	Costo [USD]	
	Con SA	Sin SA
<b>Eólico</b>	9,979.20	9,979.20
<b>Fotovoltaico</b>	5,587.20	5,587.20
<b>Hidroeléctrico</b>	11,540.00	11,540.00
<b>Térmico</b>	106,996.06	111,551.07
<b>Pd-SA</b>	-13,103.95	
<b>Total</b>	<b>120,998.51</b>	<b>138,657.47</b>

De la Tabla 21 se observa que, al incorporar los SA, en demanda media se produce una reducción del costo operativo que resulta por la entrega de energía de los SA y la disminución de generación térmica, dicha reducción corresponde a en este caso

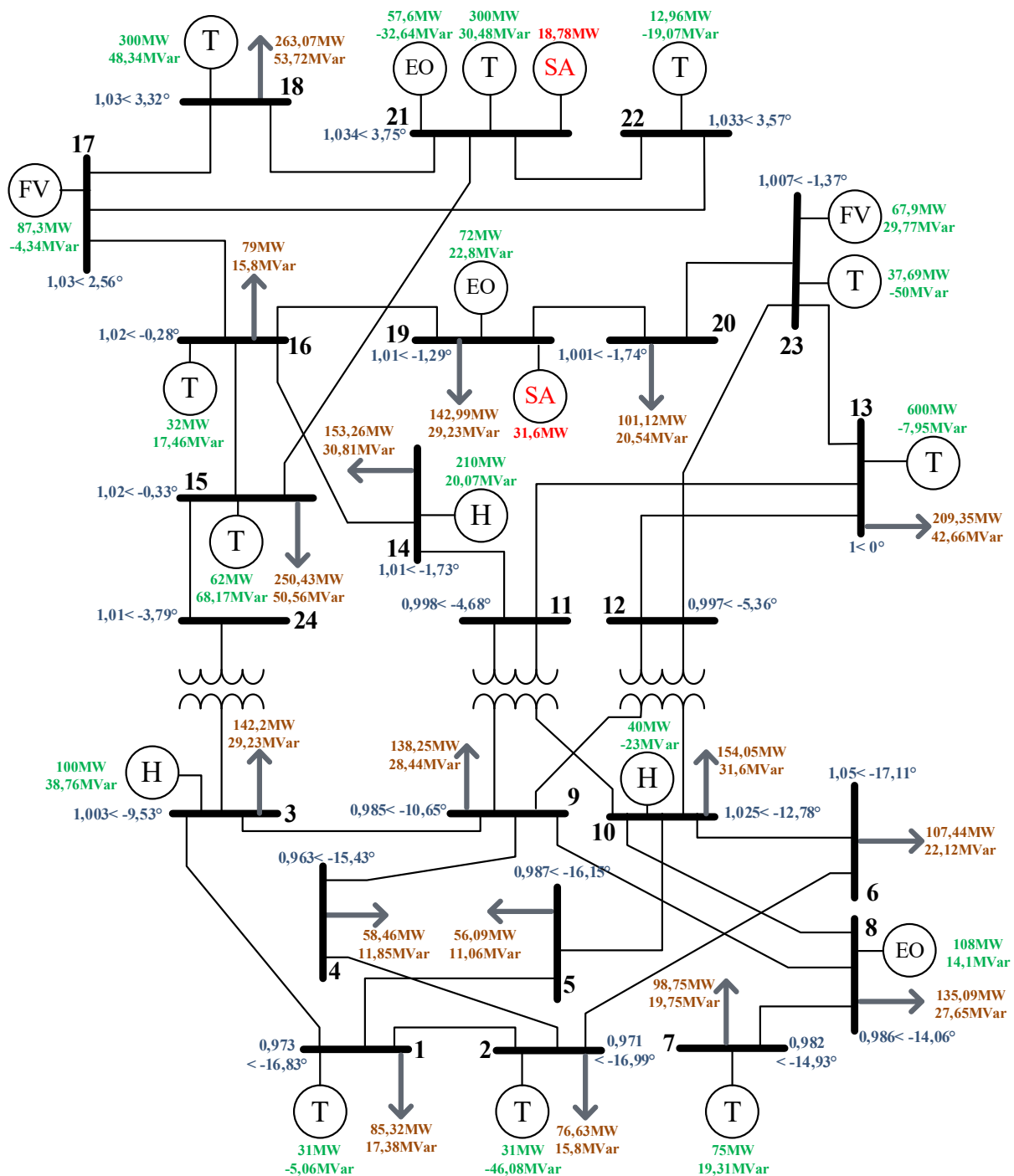


Figura 17. Diagrama unifilar con SA – Demanda Media.

el valor asciende a 17,658.96 USD en relación con el costo cuando el sistema no contiene SA lo cual representa un valor de 13%. En tal sentido, se demuestra que la incorporación de los SA produce una minimización económica y en consecuencia la demanda se ve beneficiada.

### 5.2.3 Análisis -Demanda máxima

Para finalizar se realizó el análisis en demanda máxima evaluando las variables eléctricas asociadas al despacho, los resultados se indican en Tabla 22.

Tabla 22. Comparativo Despacho Demanda Máxima.

Potencia [MW]		
	Sin SA	Con SA
<b>P-Hidro</b>	350.00	350.00
<b>P-EO</b>	221.10	221.10
<b>P-FV</b>	32.00	32.00
<b>P-Térmico</b>	2,273.95	2,199.74
<b>Pc_SA</b>		
<b>Pd_SA</b>		77.53
<b>Producción</b>	2,877.05	2,880.37
<b>Demanda</b>	2850	2850
<b>Pérdidas</b>	27.050	30.370
<b>% Pérdidas</b>	0.95%	1.07%

De la Tabla 22 se observa que existe reducción en la producción de generación térmica cuando se incorpora los SA, la cual es sustituida por la energía disponible por los SA, desplazando la generación térmica, a pesar de esto se puede ver que el redireccionamiento obliga a que las pérdidas sean del 0.95% y al 1.07%.

Por otra parte, la evaluación de los perfiles de voltaje para la demanda máxima, se presenta en la Figura 18, misma que compara lo ocurrido cuando no se incorpora los SA y cuando éstos operan en la red.

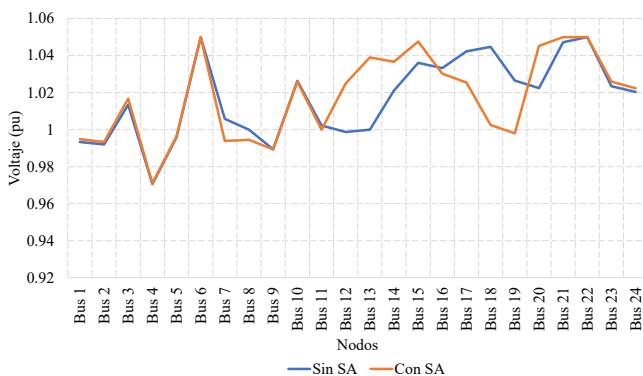


Figura 18. Comparativo de voltaje – Demanda Máxima.

De la Figura 18 se observa variaciones entre los perfiles de entre los perfiles de voltaje, sin embargo, nuevamente se verifica que se encuentran dentro de la banda establecida, ratificando nuevamente que la inserción de los SA no tiene afectación negativa al sistema y en ciertos nodos su voltaje se ve aumentado. El diagrama unifilar que muestra al sistema operando en operando en demanda máxima con los SA está en la

está en la

Figura 19.

Los flujos resultantes en demanda máxima cuando se incorpora los sistemas de almacenamiento son los de la Tabla 23 y Tabla 24.

Tabla 23. Flujos Activos en los vínculos – Demanda Máxima.

i	j	Flujo [MW]	i	j	Flujo [MW]
Barra 1	Barra 2	20.98	Barra 12	Barra 10	185.96
Barra 1	Barra 3	-50.00	Barra 12	Barra 13	-189.67
Barra 1	Barra 5	8.01	Barra 12	Barra 23	-129.48
Barra 2	Barra 1	-20.97	Barra 13	Barra 11	181.30
Barra 2	Barra 4	0.37	Barra 13	Barra 12	191.92
Barra 2	Barra 6	10.60	Barra 13	Barra 23	-38.22
Barra 3	Barra 1	51.39	Barra 14	Barra 11	154.73
Barra 3	Barra 9	24.58	Barra 14	Barra 16	-138.73
Barra 3	Barra 24	-155.9	Barra 15	Barra 16	-16.51
Barra 4	Barra 2	-0.27	Barra 15	Barra 21	-354.58
Barra 4	Barra 9	-73.73	Barra 15	Barra 24	158.08
Barra 5	Barra 1	-8.00	Barra 16	Barra 14	139.65
Barra 5	Barra 10	-63.00	Barra 16	Barra 15	16.52
Barra 6	Barra 2	-10.03	Barra 16	Barra 17	-207.11
Barra 6	Barra 10	-125.9	Barra 16	Barra 19	55.95
Barra 7	Barra 8	-3.72	Barra 17	Barra 16	208.43
Barra 8	Barra 7	3.73	Barra 17	Barra 18	-95.64
Barra 8	Barra 9	-45.09	Barra 17	Barra 22	-94.79
Barra 8	Barra 10	-29.14	Barra 18	Barra 17	95.79

Barra 9	Barra 3	-24.31	Barra 18	Barra 21	-128.79
Barra 9	Barra 4	75.28	Barra 19	Barra 16	-55.84
Barra 9	Barra 8	46.09	Barra 19	Barra 20	-11.16
Barra 9	Barra 11	-139.3	Barra 20	Barra 19	11.18
Barra 9	Barra 12	-132.8	Barra 20	Barra 23	-139.18
Barra 10	Barra 5	63.97	Barra 21	Barra 15	358.31
Barra 10	Barra 6	128.71	Barra 21	Barra 18	129.05
Barra 10	Barra 8	29.56	Barra 21	Barra 22	-103.22
Barra 10	Barra 11	-192.1	Barra 22	Barra 17	95.92
Barra 10	Barra 12	-185.1	Barra 22	Barra 21	104.08
Barra 11	Barra 9	139.74	Barra 23	Barra 12	131.57
Barra 11	Barra 10	192.94	Barra 23	Barra 13	38.45
Barra 11	Barra 13	-179.3	Barra 23	Barra 20	139.44
Barra 11	Barra 14	-153.4	Barra 24	Barra 3	156.51
Barra 12	Barra 9	133.19	Barra 24	Barra 15	-156.51

Tabla 24. Flujos Reactivos en los vínculos – Demanda Máxima.

i	j	Flujo [Mvar]	i	j	Flujo [Mvar]
Barra 1	Barra 2	-15.60	Barra 11	Barra 9	20.21
Barra 1	Barra 3	2.57	Barra 12	Barra 10	-23.95
Barra 1	Barra 5	-4.97	Barra 12	Barra 13	24.14
Barra 2	Barra 1	-29.90	Barra 12	Barra 23	-14.43
Barra 2	Barra 4	15.71	Barra 12	Barra 9	14.24
Barra 2	Barra 6	-34.32	Barra 13	Barra 11	-25.52
Barra 20	Barra 19	-35.39	Barra 13	Barra 12	-16.51
Barra 20	Barra 23	9.39	Barra 13	Barra 23	-33.63
Barra 3	Barra 1	-2.96	Barra 14	Barra 11	34.78
Barra 3	Barra 24	7.34	Barra 14	Barra 16	-14.07
Barra 3	Barra 9	15.62	Barra 15	Barra 16	14.08
Barra 4	Barra 2	-18.63	Barra 15	Barra 21	2.88
Barra 4	Barra 9	3.63	Barra 15	Barra 24	13.04
Barra 5	Barra 1	2.77	Barra 16	Barra 14	12.54

Barra 5	Barra 10	-16.77	Barra 16	Barra 15	-17.92
Barra 6	Barra 10	-59.06	Barra 16	Barra 17	-5.56
Barra 6	Barra 2	31.06	Barra 16	Barra 19	19.30
Barra 7	Barra 8	-0.81	Barra 17	Barra 16	10.00
Barra 8	Barra 10	-13.06	Barra 17	Barra 18	-5.91
Barra 8	Barra 7	-0.82	Barra 17	Barra 22	-0.21
Barra 8	Barra 9	14.63	Barra 18	Barra 17	3.80
Barra 9	Barra 11	-3.57	Barra 18	Barra 21	-8.01
Barra 9	Barra 12	0.87	Barra 19	Barra 16	-23.71
Barra 9	Barra 3	-17.82	Barra 19	Barra 20	17.95
Barra 9	Barra 4	-0.32	Barra 21	Barra 15	3.22
Barra 9	Barra 8	-15.16	Barra 21	Barra 18	-2.01
Barra 10	Barra 11	49.24	Barra 21	Barra 22	8.81
Barra 10	Barra 12	53.56	Barra 22	Barra 17	-15.27
Barra 10	Barra 5	18.07	Barra 22	Barra 21	-17.79
Barra 10	Barra 6	-193.98	Barra 23	Barra 12	9.91
Barra 10	Barra 8	10.11	Barra 23	Barra 13	16.75
Barra 11	Barra 10	-17.90	Barra 23	Barra 20	-16.95
Barra 11	Barra 13	31.35	Barra 24	Barra 15	-12.45
Barra 11	Barra 14	-33.67	Barra 24	Barra 3	12.45

Los costos producidos en demanda máxima al evaluar el despacho se ven en la Tabla 25.

Tabla 25. Comparación de costos- Demanda Máxima.

	Costo [USD]	
	Con SA	Sin SA
<b>Eólico</b>	9,286.20	9,286.20
<b>Fotovoltaico</b>	1,152.00	648.00
<b>Hidroeléctrico</b>	11,540.00	11,540.00
<b>Térmico</b>	184,938.38	197,270.15
<b>Pd-SA</b>	-20,166.65	
<b>Total</b>	<b>186,749.93</b>	<b>218,744.35</b>

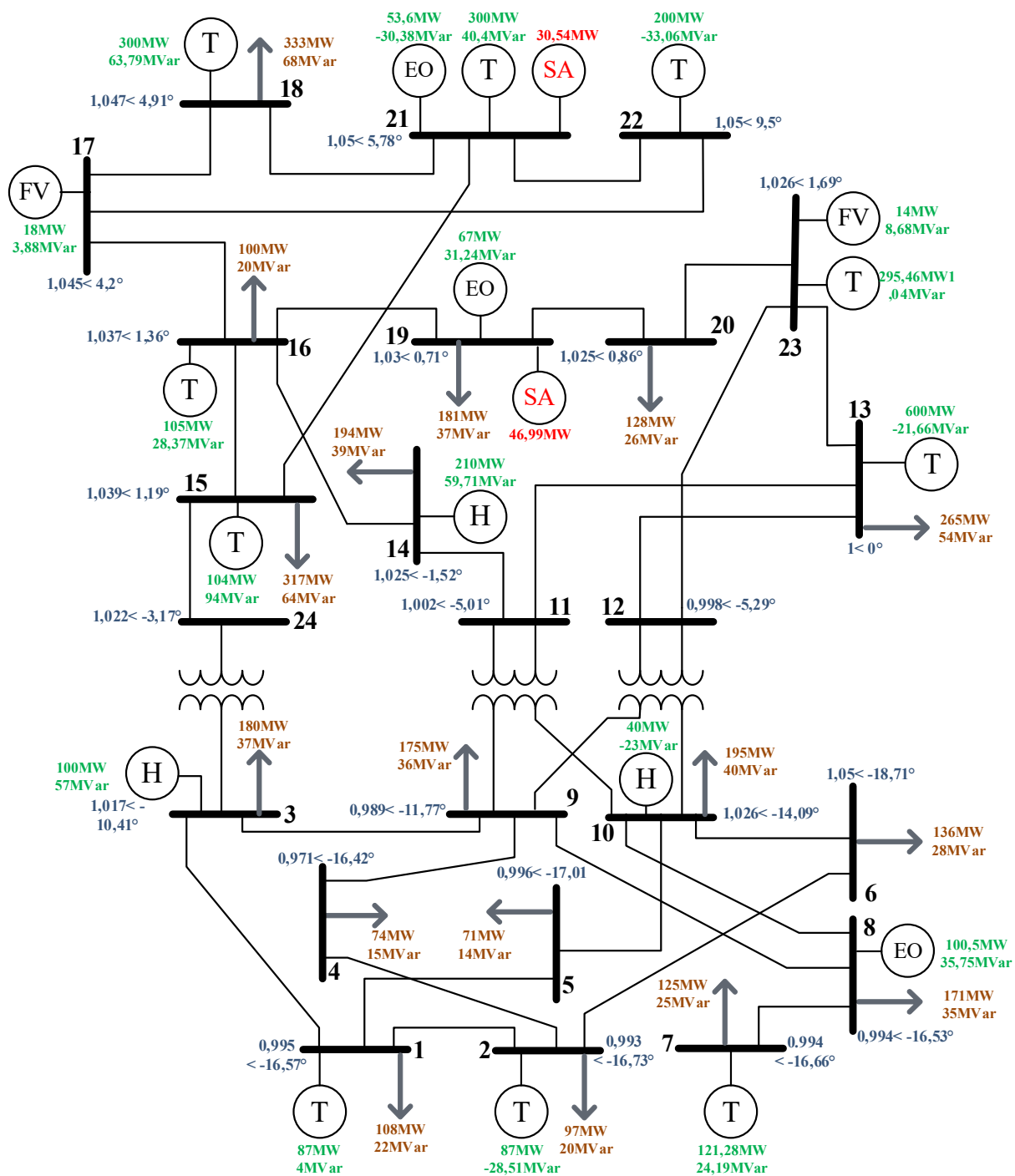


Figura 19. Diagrama unifilar con SA – Demanda Máxima.

De la Tabla 25 se observa que, al incorporar los SA, en demanda máxima se produce una reducción del costo operativo que resulta por la entrega de energía de los SA y la reducción de plantas de producción

térmica, dicha reducción corresponde a en este caso el valor asciende a 31,994.42 USD en relación con el costo cuando el sistema no contiene SA lo cual representa un valor de 15%. En tal sentido, se demuestra que la incorporación de los SA produce una

minimización óptima económica y la demanda se ve beneficiada.

En base una examinación a los resultados obtenidos y dado el sustento expuesto en el trabajo, se puede determinar las siguientes conclusiones:

Los sistemas eléctricos en la actualidad han evolucionado a pasos gigantescos, permitiendo la incorporación de nuevas tecnologías asociadas a la producción de energía usando recursos renovables y al equipamiento complementario que permite brindar una mayor continuidad de suministro como son los sistemas de almacenamiento. En este sentido, es necesario que las metodologías asociadas al despacho de generación observen estos nuevos elementos, para que puedan modificar el algoritmo clásico, aspecto por el cual, el modelo propuesto en esta investigación permite usar de forma óptima los SA de Energía en las redes eléctricas para la entrega a la demanda con el uso de flujos de carga AC.

Dado lo citado, el modelo matemático elaborado ha sido sujeto de evaluación a través de la red estándar IEEE 24 bus, en la cual se asocian los SA y se ha procedido a validar los resultados del modelo propuesto con respecto a un despacho donde no se modelan y tampoco se incorporan los sistemas de almacenamiento, destacando en primer lugar que se observa en el modelo en base a la señal de precios usa a los sistemas de almacenamiento en horas de demanda media y máxima entregando un valor de 456 MWh, desplazando de esta forma generación térmica costosa e ineficiente.

Adicionalmente que el uso de los sistemas de almacenamiento, señalando que para el presente estudio han sido sistemas de capacidades medianas, a nivel técnico no conlleva a afectaciones, es así que los niveles de voltaje se encuentran dentro de los límites y las pérdidas ascienden a un valor del 1.08% en promedio al evaluar las mismas en el periodo de análisis que corresponde a las 24 horas. Por lo tanto, se

puede afirmar que se ha modelado acertadamente los SA con flujos AC.

Por otra parte, cuando se analiza los resultados de los costos resultantes para cubrir la carga demandada, tomando en cuenta el uso de los sistemas de almacenamiento, se puntualiza que los costos se reducen un valor de 146, 355.61 USD diarios, lo que conlleva a un beneficio mensual de aproximadamente 4.4 millones de dólares, valores que justifican la posible inversión que pueda realizarse para la introducción de SA.

Resultado del análisis por demanda, se señala que, en demanda mínima, la modelación óptima formulada garantiza que en horas de demanda baja se proceda con la carga de los SA, ya que en estas horas los costos son inferiores, produciendo un costo extra de 9,663.32 USD a comparación del caso cuando el sistema no contiene SA. Sin embargo, al analizar los costos en demanda media y máxima, periodos donde los SA adjudican electricidad al sistema, se produce un ahorro económico correspondiente a 17,658.96 USD en demanda media y 31,994.42 USD en demanda máxima, generando un ahorro neto de 39,900.06 USD, lo cual valida económicamente que los SA a más de ayudar a suplir con energía que demanda la carga, reduce los costos operativos y por tanto la demanda se beneficia.

Para finalizar y a modo de recomendación, se señala que el modelo propuesto, por ser robusto y escalable, puede ser considerado como una herramienta inicial para que sirva en el análisis de forma pormenorizada cuando se produce la incorporación de sistemas de generación energética con fuentes alternativas incluyendo sus sistemas de almacenamiento, lo que determinará los aspectos técnicos y económicos que pueden ocurrir cuando se interactúa con las distintas redes eléctricas.

### 5.3 Resultados relevantes

Los aspectos más relevantes que se obtienen del análisis antes descrito, pueden sintetizarse en que, la incorporación de los SA ayudan a suplir la demanda en horas donde la energía producida por el parque generador es costoso, logrando así que la demanda se beneficie de costos inferiores de la electricidad, ya que la entrega de energía por estos sistemas reemplaza a generadores ineficientes y costosos; así mismo, otro aspecto relevante es que los sistemas de almacenamiento no afectan de manera negativa al sistema eléctrico, más bien garantiza que la red opere considerando las restricciones impuestas, lo cual se ha evaluado en tres escenarios de demanda; y, finalmente se puede señalar que entre mayor penetración de generación renovable, es plenamente justificable la utilización de sistemas de almacenamiento para brindar energía firme a la demanda y asegurar el abastecimiento.

## 6 Conclusiones

La investigación ha permitido evaluar el impacto de los SA de Energía en los sistemas eléctricos mediante un modelo optimización, para el efecto se ha usado la red estándar IEEE 24 bus, en tal sentido, los resultados obtenidos con respecto a un despacho donde no se considera a los SA, muestran que los SA, realiza la descarga al sistema por 7 horas, en horas de demanda media y máxima entrega 456 MWh, lo que minimiza el costo en 146, 355.61 USD.

El uso de los sistemas de almacenamiento, que para el estudio han sido de capacidades medianas, produce pérdidas en el sistema eléctrico que ascienden a 534.57 MWh, las cuales corresponden a un valor del 1.08% con respecto a la demanda abastecida en el periodo de análisis que corresponde a las 24 horas, en tal sentido, el modelo garantiza que a nivel técnico no exista incidencia negativa a nivel operativo y por tanto

modela acertadamente los SA tomando en cuenta a los flujos de carga AC.

Por otra parte, cuando se analiza los resultados de los costos resultantes para cubrir a la carga demandada, tomado en cuenta el uso de los sistemas de almacenamiento, se puntualiza que la producción de 50,096.07 MWh para el período de 24 horas producen un costo de 3,234,474.87 USD, el cual a comparación del escenario sin incorporación de sistemas de almacenamiento, tiene una disminución de 146, 355.61 USD diarios, lo que conlleva a un beneficio mensual de aproximadamente 4.4 millones de dólares, valores que justifican la posible inversión que pueda realizarse para la incorporación de los SA.

Resultado del análisis por demanda, indica que, en demanda mínima, la modelación óptima formulada garantiza que en horas de demanda baja se proceda con la carga de los SA, es así que el parque generador produce un total de 1467.78 MWh lo que equivale a un valor extra de 9,663.32 USD a comparación del caso cuando el sistema no contiene SA. Sin embargo, al analizar los costos en demanda media y máxima, periodos donde los SA dan energía eléctrica al sistema de 2,274. 83 MWh y 2,889.37 MWh, respectivamente, se origina un ahorro económico correspondiente a 17,658.96 USD en demanda media y 31,994.42 USD en demanda máxima, generando un ahorro neto de 39,900.06 USD, lo cual valida económicamente que los SA a más de cubrir una parte de la demanda, reduce los costos operativos y por tanto la demanda se beneficia.

Para finalizar, se señala que el modelo es aplicable a cualquier red eléctrica, en la cual se pretenda implementar sistemas de almacenamiento como elemento complementario a los generadores que usen energía renovable, a fin de verificar los aspectos técnicos y económicos que pueden suceder cuando se interactúa con las



distintas redes eléctricas, lo cual permitirá establecer los criterios necesarios a ser aplicados.

## 6. Trabajos futuros

Dado el alcance de la temática planteada, se propone a futuro el desarrollo de los siguientes temas:

- Despacho de energía para generación, almacenamiento y demanda en sistemas energéticos integrados basado en gestión de la demanda.
- Implementación de metodología para restauración del sistema de distribución después de eventos críticos considerando recursos energéticos distribuidos y sistemas de equipamientos para la conservación energética.
- Coordinación de la planificación operativa para resguardar la reserva primaria de frecuencia usando sistemas de almacenamiento.
- Estrategia de despacho óptima para el sistema de energía considerando múltiples servicios de almacenaje energético.
- Despacho económico de esquemas de acumulación de energía eléctrica en microrredes empleando programación dinámica.

## 7 Referencias

- [1] C. Chen, M. Pinar, and T. Stengos, “Determinants of renewable energy consumption: Importance of democratic institutions,” *Renewable Energy*, vol. 179, pp. 75–83, 2021.
- [2] M. Ram *et al.*, “Global energy system based on 100% renewable energy—Energy transition in Europe across power, heat, transport and desalination sectors,” *Study by LUT University and Energy Watch Group, Lappeenranta, Berlin*, 2018.
- [3] W. Zappa, M. Junginger, and M. van den Broek, “Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?,” *Applied Energy*, vol. 233–234, pp. 1027–1050, Jan. 2019.
- [4] X. Deng and T. Lv, “Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 246, p. 118962, 2020.
- [5] M. Shahbaz, A. Sinha, C. Raghutla, and X. V. Vo, “Decomposing scale and technique effects of financial development and foreign direct investment on renewable energy consumption,” *Energy*, vol. 238, p. 121758, 2022.
- [6] T. U. Daim, X. Li, J. Kim, and S. Simms, “Evaluation of energy storage technologies for integration with renewable electricity: Quantifying expert opinions,” *Environmental Innovation and Societal Transitions*, vol. 3, pp. 29–49, 2012.
- [7] D. Ipsakis, S. Voutetakis, P. Seferlis, F. Stergiopoulos, and C. Elmasides, “Power management strategies for a stand-alone power system using renewable energy sources and hydrogen storage,” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 34, no. 16, pp. 7081–7095, 2009.
- [8] J. Lee, J. Choi, J. Lee, U. Son, and J. Lee, “Grid Energy Storage System for Smart-Renewable,” in *9th IET International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management (APSCOM 2012)*, 2012, pp. 1–6.
- [9] P. A. Bachurin *et al.*, “Mathematical Model of the Energy Storage System in the Power System,” in *2018 XIV International Scientific-Technical Conference on Actual Problems of Electronics Instrument Engineering (APEIE)*, 2018, pp. 41–47.
- [10] R. Chatthaworn and S. Chaitusaney, “Improving method of robust transmission network expansion

- planning considering intermittent renewable energy generation and loads,” vol. 9, pp. 1621–1627, 2015.
- [11] J. Zhu, “Optimization of Power System Operation: Second Edition,” *Optimization of Power System Operation: Second Edition*, pp. 1–633, Jan. 2015.
- [12] V. Y. Rajasekhar and G. K. Rao, “Economic load dispatch using Newton’s power flow method: (Using Inverted Jacobean Matrix),” in *2017 International Conference on Energy, Communication, Data Analytics and Soft Computing (ICECDS)*, 2017, pp. 3063–3068.
- [13] R. S. Wibowo, K. R. Firmansyah, N. K. Aryani, and A. Soeprijanto, “Dynamic Economic Dispatch of Hybrid Microgrid with Energy Storage Using Quadratic Programming,” *IEEE Power and Energy Magazine*, no. 4, pp. 667–670, 2016.
- [14] F. R. Pazheri and M. F. Othman, “Environmental and Economic Power Dispatch for Hybrid Power System with Distributed Energy Storage,” *Ieee Symposium on Industrial Electronics and Applications*, pp. 117–121, 2013.
- [15] M. Basu, “Multi-region dynamic economic dispatch of solar–wind–hydro–thermal power system incorporating pumped hydro energy storage,” *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, vol. 86, pp. 182–196, Nov. 2019.
- [16] Y. Xu and C. Singh, “Adequacy and economy analysis of distribution systems integrated with electric energy storage and renewable energy resources,” *IEEE Transactions on power systems*, vol. 27, no. 4, pp. 2332–2341, 2012.
- [17] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, “Progress in electrical energy storage system: A critical review,” *Progress in Natural Science*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, 2009.
- [18] M. S. Whittingham, “History, evolution, and future status of energy storage,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. Special Centennial Issue, pp. 1518–1534, 2012.
- [19] P. Li, “Energy storage is the core of renewable technologies,” *IEEE Nanotechnology Magazine*, vol. 2, no. 4, pp. 13–18, 2008.
- [20] D. Manz, R. Piwko, and N. Miller, “Look before you leap: The role of energy storage in the grid,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 10, no. 4, pp. 75–84, 2012.
- [21] D. Lee, “The challenge, potential and applications for energy storage innovation,” *Renewable Energy Focus*, vol. 17, no. 2, pp. 75–77, 2016.
- [22] S. Vazquez, S. M. Lukic, E. Galvan, L. G. Franquelo, and J. M. Carrasco, “Energy storage systems for transport and grid applications,” *IEEE Transactions on industrial electronics*, vol. 57, no. 12, pp. 3881–3895, 2010.
- [23] J. P. Barton and D. G. Infield, “Energy storage and its use with intermittent renewable energy,” *IEEE transactions on energy conversion*, vol. 19, no. 2, pp. 441–448, 2004.
- [24] J. VanderMeer, M. Mueller-Stoffels, and E. Whitney, “An Alaska case study: Energy storage technologies,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 9, no. 6, p. 061708, 2017.
- [25] A. G. Olabi, C. Onumaegbu, T. Wilberforce, M. Ramadan, M. A. Abdelkareem, and A. H. al – Alami, “Critical review of energy storage systems,” *Energy*, vol. 214, p. 118987, 2021.

- [26] B. Dunn, H. Kamath, and J.-M. Tarascon, "Electrical energy storage for the grid: a battery of choices," *Science (1979)*, vol. 334, no. 6058, pp. 928–935, 2011.
- [27] R. Hemmati and H. Saboori, "Emergence of hybrid energy storage systems in renewable energy and transport applications – A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 65, pp. 11–23, 2016.
- [28] J. Kowal *et al.*, "Detailed analysis of the self-discharge of supercapacitors," *Journal of Power Sources*, vol. 196, no. 1, pp. 573–579, 2011.
- [29] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, "Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation," *Applied Energy*, vol. 137, pp. 511–536, 2015.
- [30] C. Zhang and K. J. Tseng, "Design and control of a novel flywheel energy storage system assisted by hybrid mechanical-magnetic bearings," *Mechatronics*, vol. 23, no. 3, pp. 297–309, 2013.
- [31] V. A. Boicea, "Energy storage technologies: The past and the present," *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 11, pp. 1777–1794, 2014.
- [32] D. Gibb *et al.*, "Applications of thermal energy storage in the energy transition-Benchmarks and developments," Lehrstuhl für Energiesysteme, 2018.
- [33] B. Nie, A. Palacios, B. Zou, J. Liu, T. Zhang, and Y. Li, "Review on phase change materials for cold thermal energy storage applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 134, p. 110340, 2020.
- [34] M. Jarnut, S. Wermiński, and B. Wańkowicz, "Comparative analysis of selected energy storage technologies for prosumer-owned microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 925–937, 2017.
- [35] M. Aneke and M. Wang, "Energy storage technologies and real life applications—A state of the art review," *Applied Energy*, vol. 179, pp. 350–377, 2016.
- [36] E. S. Ali and S. M. Abd Elazim, "Mine blast algorithm for environmental economic load dispatch with valve loading effect," *Neural Computing and Applications*, vol. 30, no. 1, pp. 261–270, 2018.
- [37] G. Li, R. Zhang, T. Jiang, H. Chen, L. Bai, and X. Li, "Security-constrained bi-level economic dispatch model for integrated natural gas and electricity systems considering wind power and power-to-gas process," *Applied Energy*, vol. 194, pp. 696–704, May 2017.
- [38] M. E. El-Hawary, "An Overview of Economic Dispatch for General Hydro-Thermal Electric Power Systems," *IFAC Proceedings Volumes*, vol. 12, no. 5, pp. 225–233, 1979.
- [39] Y. Garrido, "Modelo de despacho económico para sistemas medianos," *Universidad Técnica de Chile*, 2016.
- [40] M. Khalid, "Wind Power Economic Dispatch – Impact of Radial Basis Functional Networks and Battery Energy Storage," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 36819–36832, 2019.
- [41] C. Chen and N. Chen, "Direct Search Method for Solving Economic Dispatch Problem Considering Transmission Capacity Constraints," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 16, no. 4, pp. 764–769, 2001.
- [42] M. Abokrishna, A. Diaa, A. Selim, and S. Kamel, "Development of Newton-raphson power-flow method based on second order multiplier,"

- 2017 19th International Middle-East Power Systems Conference, MEPCON 2017 - Proceedings, vol. 2018-Febru, no. December, pp. 976–980, 2018.
- [43] N. Muñoz and F. Villada, “Análisis de los Flujos de Potencia de Sistemas Eléctricos y su Interpretación Física,” *Redes de distribución de energía*, vol. 23, pp. 57–68, 2012.
- [44] L. Muñoz and P. Quezada, “Flujo óptimo de potencia dc considerando restricciones por congestión y pérdidas en las líneas para resolución de problemas de despacho económico,” *Tesis*, pp. 1–47, 2015.
- [45] X. Du, X. Lin, Z. Peng, S. Peng, J. Tang, and W. Li, “Chance-constrained optimal power flow based on a linearized network model,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 130, p. 106890, 2021.
- [46] Q. Lai, C. Liu, and K. Sun, “Vulnerability assessment for voltage stability based on solvability regions of decoupled power flow equations,” *Applied Energy*, vol. 304, p. 117738, 2021.
- [47] T. Luz and P. Moura, “100% Renewable energy planning with complementarity and flexibility based on a multi-objective assessment,” *Applied Energy*, vol. 255, Dec. 2019.
- [48] G. D. Price, *Power Systems and Renewable Energy: Design, Operation, and Systems Analysis*. Momentum Press, 2014.
- [49] F. Wagner, “Electricity by intermittent sources: An analysis based on the German situation 2012,” *The European Physical Journal Plus*, vol. 129, no. 2, pp. 1–18, 2014.
- [50] N. Javaid, G. Hafeez, S. Iqbal, N. Alrajeh, M. S. Alabed, and M. Guizani, “Energy Efficient Integration of Renewable Energy Sources in the Smart Grid for Demand Side Management,” *IEEE Access*, vol. 6, pp. 77077–77096.
- [51] J. Bistline, G. Blanford, T. Mai, and J. Merrick, “Modeling variable renewable energy and storage in the power sector,” *Energy Policy*, vol. 156, no. June, p. 112424, 2021.
- [52] B. Yu, D. Fang, H. Yu, and C. Zhao, “Temporal-spatial determinants of renewable energy penetration in electricity production: Evidence from EU countries,” *Renewable Energy*, vol. 180, pp. 438–451, 2021.
- [53] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, “Energy storage systems- Characteristics and comparisons,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008.
- [54] X. Liu, M. Ding, J. Han, P. Han, and Y. Peng, “Dynamic economic dispatch for microgrids including battery energy storage,” *2nd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, PEDG 2010*, no. 2, pp. 914–917, 2010.
- [55] S. J. Plathottam and H. Salehfar, “Unbiased economic dispatch in control areas with conventional and renewable generation sources,” *Electric Power Systems Research*, vol. 119, pp. 313–321, 2015.
- [56] S. Reddy, P. R. Bijwe, and A. R. Abhyankar, “Real-Time Economic Dispatch Considering Renewable Power Generation Variability and Uncertainty Over Scheduling Period,” *IEEE Systems Journals*, vol. 9, no. 4, pp. 1440–1451, 2015.
- [57] M. González *et al.*, “General rights An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies.,” 2016.

- [58] C. S. Tedmon and A. Roeder, “Technologies for the future global electrical power market—impact of deregulated markets,” *The Electricity Journal*, vol. 8, no. 10, pp. 60–64, 1995.
- [59] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2020*. 2020. [Online]. Available: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA\\_2017\\_Power\\_Costs\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf)
- [60] IRENA, “Tendencias regionales-descripción general global de la capacidad instalada de energía renovable y la electricidad generada en todas las regiones.,” *Renewable Energy*, 2020. <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Regional-Trends> (accessed Jul. 22, 2021).
- [61] MERNNR, “Plan Maestro de la Electricidad- Expansión de la generación,” *Revista Técnica*, vol. 2, 2020.
- [62] CONELEC, “Estudio y gestión de la demanda eléctrica - El Plan Maestro de Electrificación,” pp. 29–55, 2013.
- [63] H. Ibrahim, A. Ilinca, and J. Perron, “Energy storage systems—Characteristics and comparisons,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, no. 5, pp. 1221–1250, 2008.
- [64] Asian Development Bank, *Handbook on Battery Energy Storage System*, no. December. 2018. [Online]. Available: <https://www.adb.org/publications/battery-energy-storage-system-handbook>



**APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC**

ITEM	DATOS		TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA								
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho económico	Sistemas de Almacenamiento	Costos operativos del sistema de generación	Flujos de potencia AC	Sistemas de generación	Implementación del modelo de optimización	Optimización del parque generador y de los sistemas de almacenamiento	Minimización de costos asociados al abastecimiento de la demanda	Evaluación de las variables técnicas y económicas para satisfacer la demanda	Restricciones operativas del parque generador	Abastecimiento de la demanda en diferentes periodos de tiempo	Operación de los sistemas de almacenamiento	Flujos de potencia AC y Cargabilidad	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Aplicación de las restricciones de la red	Aplicación de las restricciones de los sistemas de almacenamiento y generación	Determinación de variables técnicas y económicas	Aporte de los sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación por tipo de tecnología	Determinación de parámetros técnicos y, económicos	Evaluación de los parámetros y su impacto en el abastecimiento de la demanda	
10	2015	Improving method of robust transmission network expansion planning considering intermittent renewable energy generation and loads	35	☒			☒														☒			☒	
11	2015	Optimization of Power System Operation: Second Edition," Optimization of	1101	☒											☒				☒		☒		☒		
12	2017	Economic load dispatch using Newton's power flow method: (Using Inverted Jacobean Matrix)	3																		☒		☒		
13	2016	Dynamic Economic Dispatch of Hybrid Microgrid with Energy Storage Using Quadratic Programming	26	☒				☒		☒														☒	
14	2013	Environmental and Economic Power Dispatch for Hybrid Power System with Distributed Energy Storage	9						☒												☒				
15	2019	Multi-region dynamic economic dispatch of solar-wind-hydro-thermal power system incorporating pumped hydro energy storage	23		☒			☒	☒			☒									☒	☒			
16	2012	Adequacy and economy analysis of distribution systems integrated with electric energy storage and renewable energy resources	154	☒	☒												☒	☒							
17	2009	Progress in electrical energy storage system: A critical review	3829	☒	☒				☒								☒				☒		☒		
18	2012	History, evolution, and future status of energy storage	873		☒				☒														☒		
19	2018	Energy storage is the core of renewable technologies	65		☒						☒											☒			
20	2012	Look before you leap: The role of energy storage in the grid	82							☒											☒				

**APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC**

ITEM	DATOS			TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	Despacho económico	Sistemas de Almacenamiento	Costos operativos del sistema de generación	Flujos de potencia AC	Sistemas de generación	Implementación del modelo de optimización	Optimización del parque generador y de los sistemas de almacenamiento	Minimización de costos asociados al abastecimiento de la demanda	Evaluación de las variables técnicas y económicas para satisfacer la demanda	Restricciones operativas del parque generador	Abastecimiento de la demanda en diferentes períodos de tiempo	Operación de los sistemas de almacenamiento	Flujos de potencia AC y Cargabilidad	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Aplicación de las restricciones de la red	Aplicación de las restricciones de los sistemas de almacenamiento y generación	Determinación de variables técnicas y económicas	Aporte de los sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación por tipo de tecnología	Determinación de parámetros técnicos y, económicos	Evaluación de los parámetros y su impacto en el abastecimiento de la demanda
21	2016	The challenge, potential and applications for energy storage innovation	1		☒				☒												☒			
22	2010	Energy storage systems for transport and grid applications	1450				☒															☒	☒	
23	2014	Energy storage and its use with intermittent renewable energy	2	☒											☒									
24	2017	An Alaska case study: Energy storage technologies	8	☒	☒		☒					☒												
25	2021	Critical review of energy storage systems	135		☒			☒		☒	☒						☒							☒
26	2011	Electrical energy storage for the grid: a battery of choices	11129		☒				☒					☒							☒			
27	2016	Emergence of hybrid energy storage systems in renewable energy and transport applications – A review	278		☒		☒		☒															
28	2011	Detailed analysis of the self-discharge of supercapacitors	190											☒							☒			
29	2015	Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation	3218		☒					☒					☒		☒							
30	2013	Design and control of a novel flywheel energy storage system assisted by hybrid mechanical-magnetic bearings	28		☒				☒													☒		☒
31	2014	Energy storage technologies: The past and the present	297							☒							☒					☒		
32	2018	Applications of thermal energy storage in the energy transition-Benchmarks and developments	8		☒				☒				☒											☒



**APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			ALGORITMO DE RESOLUCIÓN			SOLUCIÓN PROPUESTA					
				Despacho económico	Sistemas de Almacenamiento	Costos operativos del sistema de generación	Flujos de potencia AC	Sistemas de generación	Implementación del modelo de optimización	Optimización del parque generador y de los sistemas de almacenamiento	Minimización de costos asociados al abastecimiento de la demanda	Evaluación de las variables técnicas y económicas para satisfacer la demanda	Restricciones operativas del parque generador	Abastecimiento de la demanda en diferentes periodos de tiempo	Operación de los sistemas de almacenamiento	Flujos de potencia AC y Cargabilidad	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Aplicación de las restricciones de la red	Aplicación de las restricciones de los sistemas de almacenamiento y generación	Determinación de variables técnicas y económicas	Aporte de los sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación por tipo de tecnología	Determinación de parámetros técnicos y, económicos
33	2020	Review on phase change materials for cold thermal energy storage applications	57	☒		☒									☒								
34	2017	Comparative analysis of selected energy storage technologies for prosumer-owned microgrids	48				☒				☒					☒					☒		
35	2016	Energy storage technologies and real life applications– A state of the art review	1169		☒				☒		☒			☒								☒	
36	2018	Mine blast algorithm for environmental economic load dispatch with valve loading effect	48						☒													☒	☒
37	2017	Security-constrained bi-level economic dispatch model for integrated natural gas and electricity systems considering wind power and power-to-gas process	195			☒								☒									
38	1979	An Overview of Economic Dispatch for General Hydro-Thermal Electric Power Systems	1	☒			☒	☒					☒									☒	
39	2016	Modelo de despacho económico para sistemas medianos	2	☒			☒				☒							☒		☒			☒
40	2019	Wind Power Economic Dispatch – Impact of Radial Basis Functional Networks and Battery Energy Storage	15	☒																		☒	☒
41	2011	Direct Search Method for Solving Economic Dispatch Problem Considering Transmission Capacity Constraints	176	☒		☒	☒				☒				☒							☒	
42	2017	Development of Newton-raphson power-flow method based on second order multiplier	10	☒			☒							☒									☒
43	2012	Análisis de los Flujos de Potencia de Sistemas Eléctricos y su Interpretación Física	7	☒			☒	☒			☒				☒								☒

**APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Despacho económico	Sistemas de Almacenamiento	Costos operativos del sistema de generación	Flujos de potencia AC	Sistemas de generación	Implementación del modelo de optimización	Optimización del parque generador y de los sistemas de almacenamiento	Minimización de costos asociados al abastecimiento de la demanda	Evaluación de las variables técnicas y económicas para satisfacer la demanda	Restricciones operativas del parque generador	Abastecimiento de la demanda en diferentes periodos de tiempo	Operación de los sistemas de almacenamiento	Flujos de potencia AC y Cargabilidad	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Aplicación de las restricciones de la red	Aplicación de las restricciones de los sistemas de almacenamiento y generación	Determinación de variables técnicas y económicas	Aporte de los sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación por tipo de tecnología	Determinación de parámetros técnicos y, económicos	Evaluación de los parámetros y su impacto en el abastecimiento de la demanda
44	2016	Flujo óptimo de potencia de considerando restricciones por congestión y pérdidas en las líneas para resolución de problemas de despacho económico	0			☒			☒													☒		
45	2021	Chance-constrained optimal power flow based on a linearized network model	6	☒		☒		☒				☒		☒								☒	☒	
46	2021	Vulnerability assessment for voltage stability based on solvability regions of decoupled power flow equations	3	☒		☒					☒			☒										
47	2015	Flujo óptimo de potencia de considerando restricciones por congestión y pérdidas en las líneas para resolución de problemas de despacho económico	0	☒			☒	☒														☒		☒
47	2019	100% Renewable energy planning with complementarity and flexibility based on a multi-objective assessment	45				☒	☒																
48	2014	Power Systems and Renewable Energy: Design, Operation, and Systems Analysis	12	☒			☒				☒								☒			☒		☒
49	2014	Electricity by intermittent sources: An analysis based on the German situation 2012	60	☒																		☒		
50	2018	Energy Efficient Integration of Renewable Energy Sources in the Smart Grid for Demand Side Management	117		☒					☒			☒										☒	
51	2021	Modeling variable renewable energy and storage in the power sector	11				☒				☒						☒							
52	2021	Temporal-spatial determinants of renewable energy penetration in electricity production: Evidence from EU countries	9		☒															☒		☒		
53	2018	Energy storage systems-Characteristics and comparisons	2534	☒			☒				☒						☒		☒					
54	2010	Dynamic economic dispatch for microgrids including battery energy storage	165						☒															

**APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LAS REDES ELÉCTRICAS PARA EL ABASTECIMIENTO DE LA DEMANDA USANDO FLUJOS ÓPTIMOS DE POTENCIA AC**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Despacho económico	Sistemas de Almacenamiento	Costos operativos del sistema de generación	Flujos de potencia AC	Sistemas de generación	Implementación del modelo de optimización	Optimización del parque generador y de los sistemas de almacenamiento	Minimización de costos asociados al abastecimiento de la demanda	Evaluación de las variables técnicas y económicas para satisfacer la demanda	Restricciones operativas del parque generador	Abastecimiento de la demanda en diferentes periodos de tiempo	Operación de los sistemas de almacenamiento	Flujos de potencia AC y Cargabilidad	Minimización de costos operativos para abastecimiento de la demanda	Aplicación de las restricciones de la red	Aplicación de las restricciones de los sistemas de almacenamiento y generación	Determinación de variables técnicas y económicas	Aporte de los sistemas de almacenamiento	Despacho de las unidades de generación por tipo de tecnología	Determinación de parámetros técnicos y, económicos	Evaluación de los parámetros y su impacto en el abastecimiento de la demanda
55	2016	Unbiased economic dispatch in control areas with conventional and renewable generation sources	9	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
56	2014	Real-Time Economic Dispatch Considering Renewable Power Generation Variability and Uncertainty Over Scheduling Period	194	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
57	2016	General rights An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies.	124	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
58	2015	Technologies for the future global electrical power market—impact of deregulated markets	4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
59	2020	Renewable Power Generation Costs in 2020	48	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
60	2020	Tendencias regionales- descripción general global de la capacidad instalada de energía renovable y la electricidad generada en todas las regiones	95	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
61	2017	Plan Maestro de la Electricidad- Expansión de la generación	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
62	2018	Estudio y gestión de la demanda eléctrica - El Plan Maestro de Electrificación	3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
63	2018	Energy storage systems—Characteristics and comparisons.” Renewable and Sustainable Energy Reviews	2567	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
64	2019	Handbook on Battery Energy Storage System	46	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			
CANTIDAD:				19	24	8	10	13	13	10	16	7	5	6	9	6	9	4	3	9	17	17	13	14

## 7.2 Resumen de Indicadores

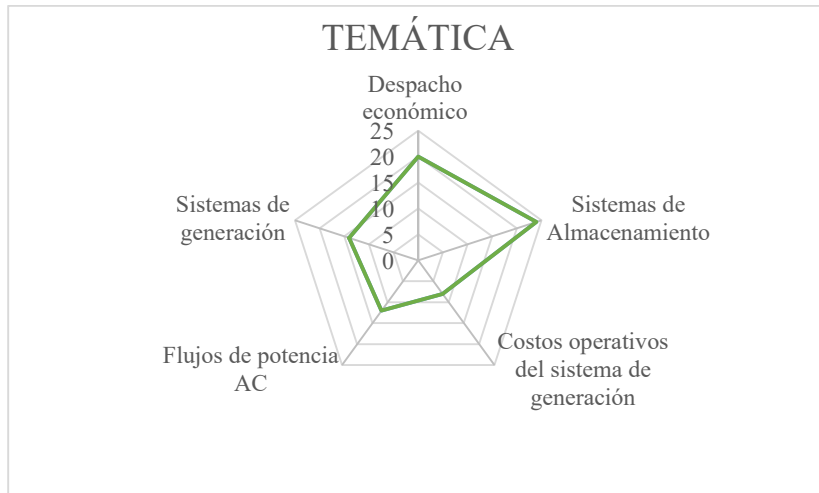


Figura 20. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

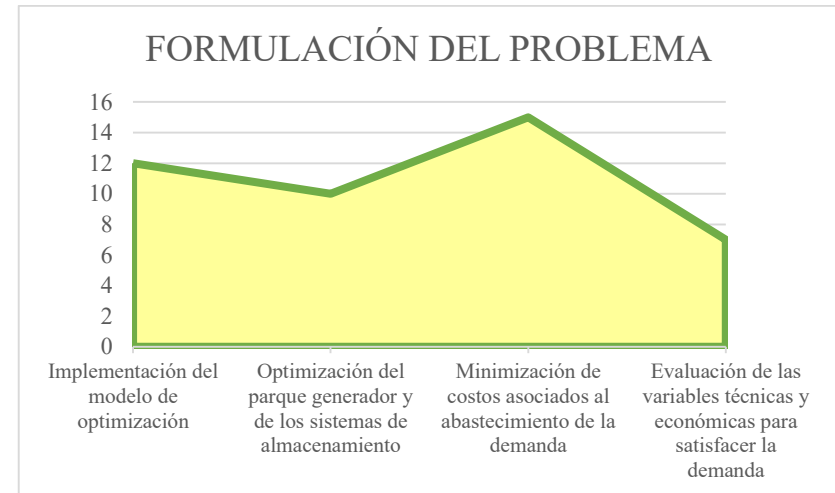


Figura 21. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

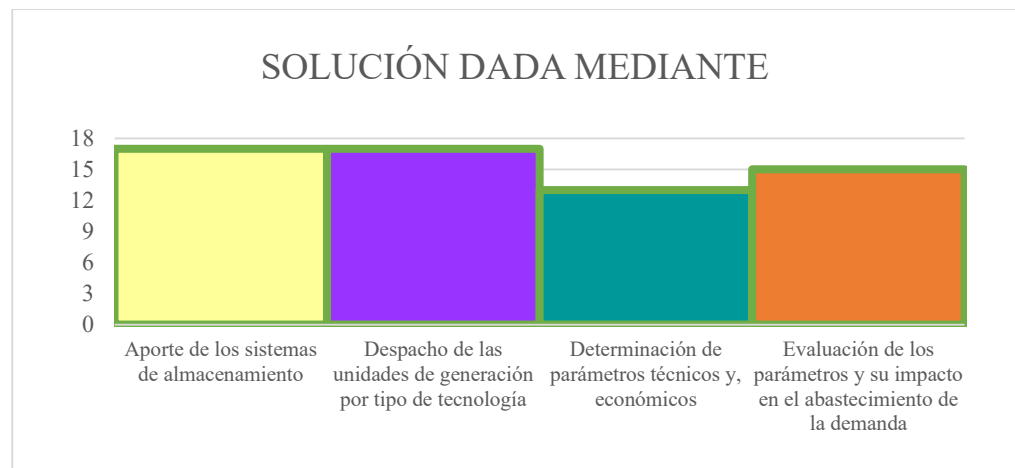


Figura 22. Indicador de solución - Estado del arte.