

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA  
BASADO EN BATERÍAS PARA MINIMIZAR LOS COSTOS OPERATIVOS DEL  
SISTEMA MEDIANTE EL USO DE FLUJOS DE POTENCIA DC**





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

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA  
BASADO EN BATERÍAS PARA MINIMIZAR LOS COSTOS OPERATIVOS DEL  
SISTEMA MEDIANTE EL USO DE FLUJOS DE POTENCIA DC**

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

AUTOR: GIOVANNI ANDRÉS RENGEL GUANO  
TUTOR: ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ

Quito -Ecuador  
2022

Giovanni Andrés Rengel Guano

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS PARA MINIMIZAR LOS COSTOS OPERATIVOS DEL SISTEMA MEDIANTE EL USO DE FLUJOS DE POTENCIA DC**

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Ingeniería Eléctrica

Breve reseña histórica e información de contacto.



**Giovanni Andrés Rengel Guano** (Y'1992-M'11). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Fiscal Experimental “Aguirre Abad” de la ciudad de Guayaquil. Egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Su trabajo se fundamenta en la formulación de un modelo de optimización para la ubicación óptima de sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías para minimizar los costos operativos del sistema mediante el uso de flujos de potencia DC. [gregelg@est.ups.edu.ec](mailto:gregelg@est.ups.edu.ec)

*Dirigido por:*



**Alexander Águila Téllez** (Y'1981 – M'09) recibió el título de Ingeniero Eléctrico y el de Máster en Eficiencia Energética en los años 2005 y 2010 respectivamente. En 2019 Recibió el título de Magíster en Ingeniería y 2021 el título de Doctor en Ingeniería, ambos, en la Universidad Pontificia Bolivariana - Colombia-Medellín. Es miembro del Grupo de Investigación GIREI. Sus principales intereses de investigación incluyen la compensación VOLT-VAR en redes de distribución eléctrica, redes inteligentes, minimización de pérdidas de energía, las energías renovables y la eficiencia energética. Es profesor investigador de la Universidad Politécnica Salesiana- Ecuador. [aaguila@ups.edu.ec](mailto:aaguila@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, Giovanni Andrés Rengel Guano con documento de identificación N° 1719867713 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, 28 de julio del año 2022

Atentamente,



---

Giovanni Andrés Rengel Guano  
1719867713

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

Yo, Giovanni Andrés Rengel Guano con documento de identificación No. 1719867713, 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: “Ubicación óptima de sistemas de almacenamiento de energía basado en baterías para minimizar los costos operativos del sistema mediante el uso de flujos de potencia DC”, 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, 28 de julio del año 2022

Atentamente,



---

Giovanni Andrés Rengel Guano

1719867713

## **CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

Yo, Alexander Águila Téllez con documento de identificación N° 1755983184, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: **UBICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS PARA MINIMIZAR LOS COSTOS OPERATIVOS DEL SISTEMA MEDIANTE EL USO DE FLUJOS DE POTENCIA DC**, realizado por Giovanni Andrés Rengel Guano con documento de identificación N° 1719867713, 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, 28 de julio del año 2022

Atentamente,



---

Ing. Alexander Águila Téllez, Ph.D.  
1755983184

## ÍNDICE GENERAL

1	Introducción .....	2
2	Marco teórico .....	4
2.1	Abastecimiento de la demanda eléctrica .....	4
2.1.1	Balance de la generación y demanda de electricidad con los SAE .....	5
2.2	Estudio de los Sistemas de Almacenamiento de Energía.....	6
2.2.1	Clasificación de los SAE.....	6
2.3	Sistema de Almacenamiento de Baterías (SAEB) .....	8
2.3.1	Aplicaciones importantes de los SAEB en la red eléctrica .....	9
2.3.2	Integración óptima de los SAEB a la red eléctrica.....	10
3	Ubicación de Sistemas de Almacenamiento aplicando Flujos de Potencia DC.....	11
3.1	Minimización de costos.....	12
3.2	Límites técnicos para la entrega de energía de las unidades de generación.....	12
3.3	Entrega y retiro de potencia horaria de las unidades de generación. ....	13
3.4	Cuota energética para las unidades de generación hidroeléctricas.....	13
3.5	Balance nodal de potencia activa .....	13
3.6	Límite máximo de flujos en los enlaces de la red .....	13
3.7	Parámetros para modelación de los sistemas de almacenamiento. ....	14
3.8	Restricción de cantidad de sistemas de almacenamiento. ....	14
3.9	Algoritmo de solución.....	14
4	Aplicación del modelo de optimización.....	15
4.1	Red Modelo: IEEE 24 bus.....	15
4.2	Casos de estudio .....	19
5	Análisis de resultados.....	19
5.1	Sistema IEEE 24 Bus – Base.....	19
5.2	Sistema IEEE 24 Bus – Con Sistemas de almacenamiento .....	22
6	Conclusiones .....	27
6.1	Trabajos futuros.....	28
7	Referencias .....	28
7.1	Matriz de Estado del Arte.....	33
7.2	Resumen de Indicadores.....	37



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Almacenamiento de energía en la red eléctrica .....	2
Figura 2. Clases de sistemas de almacenamiento.....	7
Figura 3. Aplicación del SAE en la red eléctrica según la tecnología .....	10
Figura 4. Diagrama unifilar IEEE 24 bus.....	16
Figura 5. Demanda horaria - sistema IEEE 24 bus. ....	18
Figura 6. Despacho horario sin sistemas de almacenamiento.....	19
Figura 7. Costos por tecnología – Caso Base.....	20
Figura 8. Diagrama Unifilar demanda máxima – Caso Base.....	22
Figura 9. Despacho horario con sistemas de almacenamiento.....	23
Figura 10. Sistema de Almacenamiento – Nodo 8.....	24
Figura 11. Sistema de Almacenamiento – Nodo 17.....	24
Figura 12. Sistema de Almacenamiento – Nodo 19.....	24
Figura 13. Costos– Con SA.....	24
Figura 14. Diagrama Unifilar demanda máxima – Con SA.....	25
Figura 15. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte. ....	37
Figura 16. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.....	37
Figura 17. Indicador de solución - Estado del arte.....	37

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Aplicaciones importantes de los SAE en la red eléctrica.....	9
Tabla 2. Pseudocódigo. ....	15
Tabla 3. Datos técnicos de generadores convencionales–IEEE 24 bus .....	16
Tabla 4. Datos de generadores no convencional–IEEE 24 bus.....	17
Tabla 5. Ocurrencia del recurso de la energía renovable–IEEE 24 bus.....	17
Tabla 6. Datos de los nodos– IEEE 24 bus .....	17
Tabla 7. Datos de la red– IEEE 24 bus.....	17
Tabla 8. Parámetros para la curva de carga del sistema – IEEE 24 bus.....	18
Tabla 9. Datos de los potenciales sistemas de almacenamiento.....	18
Tabla 10. Parámetros generales de los sistemas de almacenamiento.....	19
Tabla 11. Energía despachada por tipo de generación – Caso Base. ....	19
Tabla 12. Costos por tipo de generación – Caso Base. ....	20
Tabla 13. Potencia de Generación – Caso Base. ....	21

Tabla 14. Flujos por los enlaces – Caso Base. ....	21
Tabla 15. Selección de sistemas de almacenamiento .....	22
Tabla 16. Energía despachada– Con SA. ....	23
Tabla 17. Costos– Con SA .....	24
Tabla 18. Potencia de Generación – Con SA .....	26
Tabla 19. F20 de julio lujos por los enlaces – Con SA .....	26
Tabla 20: Matriz de estado del arte. ....	33

# UBICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS PARA MINIMIZAR LOS COSTOS OPERATIVOS DEL SISTEMA MEDIANTE EL USO DE FLUJOS DE POTENCIA DC

## Resumen

La investigación ha sido motivada dado que en la actualidad se han incorporado nuevas tecnologías para el suministro de electricidad, entre ellas la generación con fuentes intermitentes y conjuntamente a estas la inclusión de sistemas de almacenamiento, por tanto, el trabajo ha desarrollado un modelo de optimización, basado en la programación entera mixta, que permite establecer la inserción de los sistemas de almacenamiento basado en baterías en los nodos de una red tipo de transmisión considerando para el efecto la aplicación de flujos de potencia DC, las características de la red, los parámetros de las unidades de generación, todo esto con el fin de minimizar los costos operativos y los costos de la energía no suministrada que podrían producirse por el desabastecimiento total o parcial de la demanda. Para la evaluación técnica y económica del modelo de optimización se ha usado el estándar de prueba de 24 nodos de la IEEE, sistema en el cual se modelarán generadores de tecnologías tales como las térmicas, hidráulicas, eólicas y fotovoltaicas, a más de los potenciales sistemas de almacenamiento que el optimizador decidirá incorporarlos al sistema, es así que el nivel el análisis global, considerará como horizonte un plazo de 24 horas, período en el cual la demanda de cada nodo estará variando conforme a una curva de carga estándar.

**Palabras Clave:** Sistemas de Transmisión de potencia, Sistemas de almacenamiento, Fuentes de energía renovables, Métodos de optimización y Sistemas de potencia.

## Abstract

The research has been motivated given that new technologies have been incorporated for the supply of electricity, among them the generation with intermittent sources and together with these the inclusion of storage systems, therefore, the work has developed an optimization model. , based on mixed integer programming, which allows establishing the insertion of battery-based storage systems in the nodes of a type of transmission network, considering for this purpose the application of DC power flows, the characteristics of the network, the parameters generation units, all this in order to minimize operating costs and the costs of energy not supplied that could occur due to total or partial shortage of demand. For the technical and economic evaluation of the optimization model, the IEEE 24-node test standard has been used, a system in which generators of technologies such as thermal, hydraulic, wind and photovoltaic will be modeled, in addition to the potential systems of storage that the optimizer will decide to incorporate them into the system, so the global analysis level will consider a 24-hour horizon as a horizon, a period in which the demand of each node will be varying according to a standard load curve.

**Keywords:** Power transmission, Energy storage, Renewable energy sources, Optimization methods and Power systems

# 1 Introducción

La red eléctrica de los sistemas energéticos debe tener una capacidad de producción de energía correspondiente a la demanda de los usuarios. Sin embargo, la demanda a abastecer de electricidad varía ampliamente durante el día o en función de la temporada, lo que dificulta el funcionamiento de los generadores para adaptarse a la línea de consumos de la carga [1]. Además, los recursos energéticos alternativos, las nuevas tecnologías, los costos relacionados a la operación y las condiciones ambientales hacen que los sistemas energéticos sean dinámicos y transitorios. Frente a estas circunstancias los proveedores del suministro de energía deben tener suficiente capacidad instalada para abastecer a la demanda máxima y deben operar continuamente, en tiempo real. Para el efecto, significa que se necesita aproximadamente un 20 % más de

electricidad que las necesidades calculadas según [2].

Las ineficiencias se originan la naturaleza inestable de la electricidad en la red y por la demanda dinámica. Debido a la falta de mecanismos de almacenamiento energético (SAE) en el sistema de potencia, la energía debe ser suministrada y transferida al receptor de forma inmediata lo que introduce riesgos operativos en el sistema eléctrico. El uso de los SAE es una solución confiable, segura y rentable, adicionalmente permite que otras plantas de energía operen a plena capacidad y que se reduzcan las pérdidas de transmisión [3]–[5]. El SAE es un factor clave para diversificar las fuentes de generación y son una alternativa que complementa a la agregación de fuentes de energía alternativa para ampliar la capacidad de generación de los sistemas de potencia para cubrir el consumo de la demanda, mejorando la estabilidad del sistema [6], en la Figura 1 se ilustra las

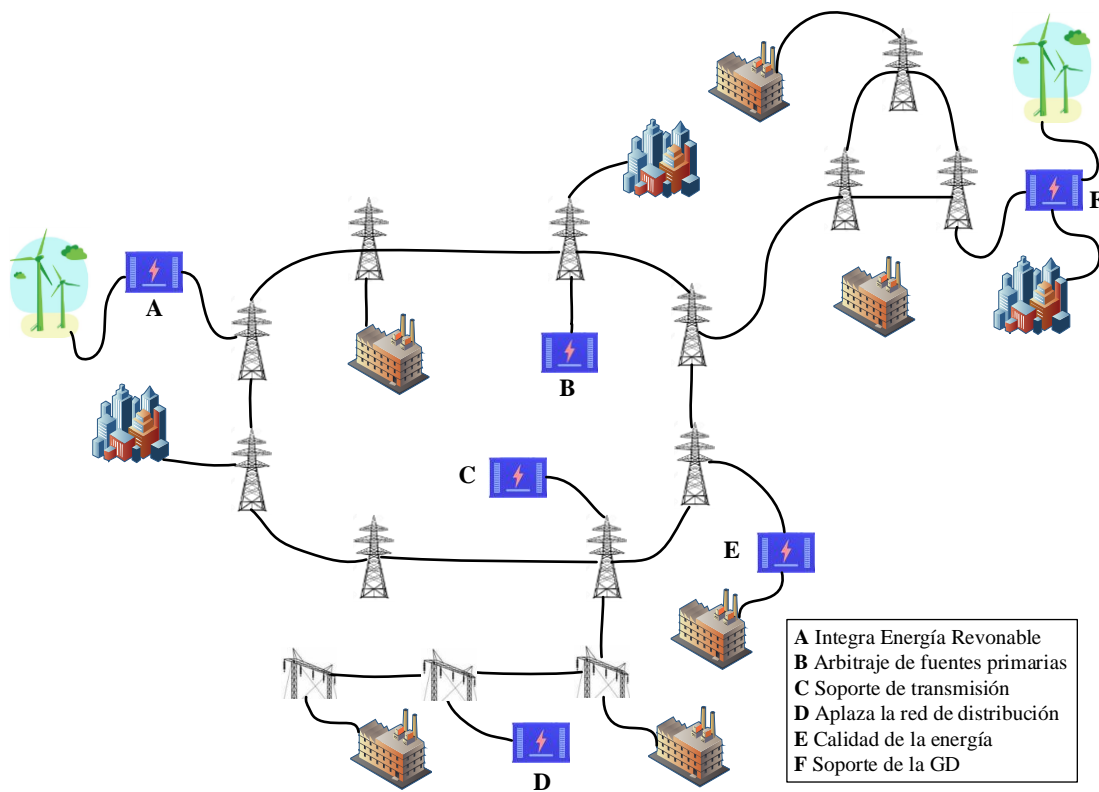


Figura 1. Almacenamiento de energía en la red eléctrica [autor].

aplicaciones de los SAE en los sistemas eléctricos.

Se han desarrollado varias formas de almacenamiento de energía para operar en el sistema de energía y usan un sistema de control eficiente para garantizar un funcionamiento seguro y un rendimiento óptimo [7]. Las tecnologías de almacenamiento a gran escala más usadas son las bombas hidráulicas, así como volantes, condensadores y almacenamiento supermagnético, muchas otras tecnologías, pero están limitadas por su ubicación, capacidad o disponibilidad. Mientras que el almacenamiento de energía electroquímica ofrece flexibilidad en la capacidad, la ubicación y la respuesta necesaria para satisfacer los requerimientos del sistema de energía. Principalmente la integración de baterías en aplicaciones de red son los mecanismos de conservación de energía más eficaces por su robustez, flexibilidad, alta densidad de potencia, rentabilidad, rendimiento y vida útil [8]. Los medios de almacenaje energético de batería o también llamado por las siglas SAEB puede responder a las solicitudes de la red casi instantáneamente, pero también puede funcionar durante largos períodos de tiempo. Debido a su desarrollo tecnológico, la química de plomo-ácido se ha convertido en la más popular entre los SAE a gran escala. Sin embargo, los avances significativos en la química de las baterías nuevas han hecho posible el uso de una variedad de opciones y han mejorado la confiabilidad y la funcionalidad de las baterías en la red [9].

Debido a que los sistemas de acumulación de energía están desempeñando una función vital en las operaciones del sistema de energía para equilibrar a la generación y demanda, suavizar la intermitencia de la generación y mejorar la estabilidad del sistema, resaltando al almacenamiento con baterías para estas funciones [10]. Es importante estudiar cómo se integra estos sistemas de

almacenaje de energía en la planificación y en las acciones de operación en los sistemas eléctricos de potencia para obtener los beneficios de esta tecnología como mejor perfil de voltaje, pérdidas reducidas, alivio de la congestión, aplazamiento de la expansión de la red y mejoras en la confiabilidad [11]. Por lo tanto, para la incorporación de los SAEB se requiere de una metodología para la ubicación, selección y operación óptima en las redes eléctricas [12]. En [13] se desarrolla un modelamiento de codificación no lineal entera mixta para integrar óptimamente a los SAEB en la red de distribución, así como en [14] se minimiza costos para integrar a los SAE con sistemas fotovoltaicos a la red mediante un modelo de sensibilidad, [15] ubica a los SAEB por un modelo de optimización que considera los límites de los transformadores. También [16] plantea ubicar y dimensionar a los SAEB minimizando pérdidas por el algoritmo de optimización de ballenas y [17] usa un algoritmo bat modificado para la mejor ubicación y dimensión. Todos estos trabajos proponen un enfoque para la ubicación y dimensionamiento óptimos de los SAE con la introducción de algoritmos de optimización que cumplan una función objetivo y ciertas restricciones que caractericen a los participantes del sistema eléctrico. En vista de que es un desafío la ubicación y tamaño óptimo de los SAEB, así como también el despacho óptimo de todas las unidades del sistema, el presente trabajo tiene el objetivo de ubicar los SAEB óptimamente en la red de transmisión considerando la minimización de costos operativos y se incluye a los costos de energía no suministrada. El modelo para integrar los mecanismos de acumulación energética de baterías a las redes eléctricas considera en el despacho de potencia de las plantas de producción y de los SAEB para cubrir las necesidades energéticas de la demanda mediante una programación entera mixta porque estado operativo del

sistema está representado por ecuaciones de flujo lineal o flujos de carga DC óptimos y los costos relacionados a la operación son incorporados por variables enteras.

El desarrollo del presente estudio está constituido en distintas secciones, la Sección I: contiene la introducción al estudio a realizarse, la Sección II: desarrolla el estado del arte referente al abastecimiento de la demanda, los sistemas de acumulación de energía y la adhesión óptima de los SAE a la red eléctrica, la Sección III: muestra el modelo de optimización para la ubicación de los SAEB en la red eléctrica, la Sección IV: contiene la aplicación de modelo de optimización, en la Sección V: se exhibe los resultados logrados, y al final la Sección VI: contiene las conclusiones del estudio.

## 2 Marco teórico

A continuación, en esta sección se enfatiza la importancia del abastecimiento de las cargas del sistema eléctrico y su correspondencia con los sistemas de acumulación de energía. Seguidamente se realiza una investigación conceptual del estado del arte del conjunto de mecanismos de almacenamiento de energía eléctrica, su importancia y se presta especial atención al almacenamiento de energía con baterías, para resaltar su aplicación en los sistemas eléctricos y establecer aspectos importantes para la integración óptima de los SAEB a la red eléctrica.

### 2.1 Abastecimiento de la demanda eléctrica

La demanda de energía ha ido aumentando globalmente debido al desarrollo económico y tecnológico, al incremento poblacional y las diferentes estrategias políticas y regulatorias que se han ido planteando [18], [19], por estos motivos la necesidad de contar con un suministro de energía confiable y de calidad al menor costo es un requerimiento indispensable de

los usuarios finales del sistema eléctrico [20].

El desarrollo de la industria eléctrica es estratégico; por lo que debe garantizar el suministro de energía con la participación de energía combinada que ahora es dominante con la incorporación de fuentes convencionales en conjunto con las no convencionales de energía renovable como principal alternativa sostenible, también se debe potenciar la red de transmisión y los subsistemas de transmisión, ajustarlos a las condiciones existentes y a las posibles requerimientos futuros de oferta de energía y demanda [21]. En base a este planteamiento, la previsión de la demanda es el papel principal de donde parte la evolución de la planificación y operación de los sistemas eléctricos y se considera la inclusión de todo tipo de cargas, estrategias políticas, financieras, sociales, medioambientales y de desarrollo tecnológico que se reflejan en la demanda de electricidad [22].

En el abastecimiento de la demanda de los aspectos mencionados es importante resaltar el panorama económico, donde el precio el aspecto que relaciona de forma directa al sistema eléctrico con los usuarios finales por tener acceso al servicio de energía eléctrica. La demanda debe asumir los costos de la energía, estos costos dependiendo del parque generador conforme tecnología y fuente primaria pueden ser altos o bajos, adicionalmente debe cubrir los costos o peajes por el uso de las redes y demás costos implicados en la operación, mantenimiento, etc., que deben transparentados en una tarifa regulada, considerando que este precio es optimizado para dar un servicio debe efectuar el cumplimiento de las exigencias de eficacia y seguridad [23]. Sin embargo, cuando la generación, la red o en general el sistema produce desabastecimiento o es ineficiente por problemas operativos o perturbaciones estos deben ser valorados como un costo social, que es el *costo de la Energía no*

**Servida.** En mercados competitivos a nivel mundial estos costos son asumidos por los agentes que causan el desabastecimiento, mientras que en los demás mercados el costo se lo incluye en la misma tarifa [24], [25].

Entonces en esta línea para el sector eléctrico este servicio que tiene un costo que debe ser cubierto por la demanda, es necesario optimizar los recursos energéticos para ofrecer un servicio de energía económico, confiable y de calidad a los consumidores. La posibilidad de reservar la energía que se produce en exceso es una opción para considerar; de lo contrario no se podrá utilizar posteriormente y se desperdiciará el coste de generación de esta porción de energía, y como resultado el costo por unidad de electricidad aumentará [26]. Considerando estos aspectos técnicos y económicos nace la razón de requerir de los sistemas de almacenamiento energético para el cumplimiento de abastecer directa o indirectamente a la demanda.

Debido a la variabilidad significativa de consumo de la demanda eléctrica en el transcurso del día, durante el largo del año y en las diferentes épocas del año, los requisitos máximos y mínimos de energía que ocurren durante el tiempo y según la temporada es el resultado de las necesidades características del consumidor y las condiciones climáticas. Por la ocurrencia de estos fenómenos y el inevitable crecimiento de la demanda se producen desequilibrios con la producción de electricidad, por lo tanto, para asegurar la conservación del equilibrio de la producción y consumo son requeridos los medios de acumulación de energía, ampliación de las fuentes de generación e incorporación de nuevas tecnologías eficientes que del soporte al sistema como la generación distribuida [27], [28].

### **2.1.1 Balance de la generación y demanda de electricidad con los SAE**

Un mecanismo esencial para garantizar un suministro de energía confiable, aumentar la seguridad, el valor económico, y reducir la contaminación ambiental por las emisiones de carbono, es el almacenamiento de energía. Pero almacenar la energía eléctrica no es simple, se requiere elementos y medios especiales que van mejorando e innovando exponencialmente de manera rápida y constante [9].

El almacenamiento de energía es una importante tecnología que se ha convertido en un soporte para su uso de importantes tecnologías como la generación distribuida y generación de energía centralizada convencional y en mayor proporción la no convencional [29].

Para las plantas de generación tradicional y las redes de transmisión un medio de almacenamiento energético diseñado y ubicado adecuadamente descarta la necesidad de extender largas redes de transmisión para transportar energía a diferentes zonas, y reducir los desequilibrios en el suministro de energía impulsando a la generación, a la distribución y reducir la congestión de redes. Muchos otros servicios proporcionados se incluyen como: mejorar confiabilidad de la energía, la capacidad de arranque, soporte y monitoreo de voltaje, calidad de energía, respaldo de suministro de energía, aplazar la expansión y administración de demanda [8].

En cambio, cabe resaltar que, al generar electricidad a partir de fuentes renovables, que es el nuevo desafío de integración continua, las variaciones en la producción pueden controlarse, ya que en fuentes de energía como las provenientes del viento y del sol ejecuta la acción de almacenar el exceso de energía del día o en horas de mayor velocidad del viento porque habrá horas de baja o nula disponibilidad del recurso [30].

Para las fuentes renovables o no renovables los SAE permiten almacenar el exceso de producción de energía y varios beneficios más mencionados en común, pero también se puede intercambiar energía con áreas aledañas aumentando la conectividad. De esta manera, el exceso de producción de una red puede transferirse a otra red cuya demanda está creciendo o llegar a brindar suministro eléctrico a áreas aisladas, cumpliendo con el mayor objetivo para el desarrollo que es dar acceso de electricidad a un mayor número de población [31].

Por lo tanto, los sistemas de acumulación de energía son dispositivos clave que permiten combinación de diferentes formas de energía y de la electricidad [8]. Para el objetivo de abastecer a la demanda los SAE son de suma importancia debido a que elimina la falta de sincronización entre la generación y el consumo de energía eléctrica, para posteriormente permitir el traspaso de diferentes formas de energía. Por estas relevantes observaciones este trabajo trata sobre el estudio para la óptima implementación de los sistemas de almacenaje energético y a continuación se detalla la clasificación, caracterización de estos sistemas, y una descripción general sobre sus fundamentos e impacto que tienen en el sistema eléctrico de potencia a nivel de transmisión [32].

## 2.2 Estudio de los Sistemas de Almacenamiento de Energía

La demanda puede fluctuar significativamente en diferentes momentos debido al comportamiento inesperado del usuario, lo que en ciertos momentos genera desequilibrios en la generación de energía. Por ello, con el fin de mantener el equilibrio en el mercado eléctrico entre oferta y demanda, para impedir pérdidas monetarias, falta de abastecimiento y perjuicios ocasionados por la inestabilidad entre oferta y demanda, se ha adoptado como solución el uso de Sistemas de

Almacenamiento de Energía SAE [33], [34].

El acumulador de energía tiene la característica de poder acumular energía en diferentes formas por tiempos de reducido consumo energético y liberar energía en períodos de alta demanda, lo que es provechoso para combinar la energía renovable con la red. Los SAE usados en los sistemas eléctricos de potencia normalmente se controlan de forma autónoma, en 3 estados operativos para la carga, el almacenamiento y la descarga. Puede almacenar la energía producida en el sistema eléctrico y, si es necesario, devolver la energía acumulada al sistema eléctrico [35].

### 2.2.1 Clasificación de los SAE

Si bien hay existen diversas maneras de clasificar a los SAE, en función del tiempo de conservación de la energía o tiempo de respuesta en la carga o descarga, la madurez técnica, pero el método que más se trata para la categorización de los SAE es según su tecnología, dentro de esta tipificación se identifica a las principales formas de energía que se visualizan en la Figura 2 con sus respectivos mecanismos de almacenamiento más usados [8], [36].

Los SAE en función de la madurez técnica se las puede dividir según su nivel de desarrollo de las tecnologías en [37]:

- *Reconocida:* SAE hidroeléctrica por bombeo y las baterías compuestas por plomo-ácido son las mayormente probadas y utilizadas durante más de cien años.
- *Desarrolladas:* SAE de aire comprimido, volante de inercia y magnética superconductora, junto con baterías de NiCd, NaS, Li-ion, flujo, son sistemas técnicamente desarrollados y comercialmente disponibles; sin embargo, su competitividad y confiabilidad aún deben ser probadas por la industria energética y el mercado.



- *Nueva*: las pilas de combustible, las baterías Meta-Air, el combustible solar y el almacenamiento modular aún están en desarrollo. No están comercialmente maduros, aunque son técnicamente posibles y han sido estudiados.

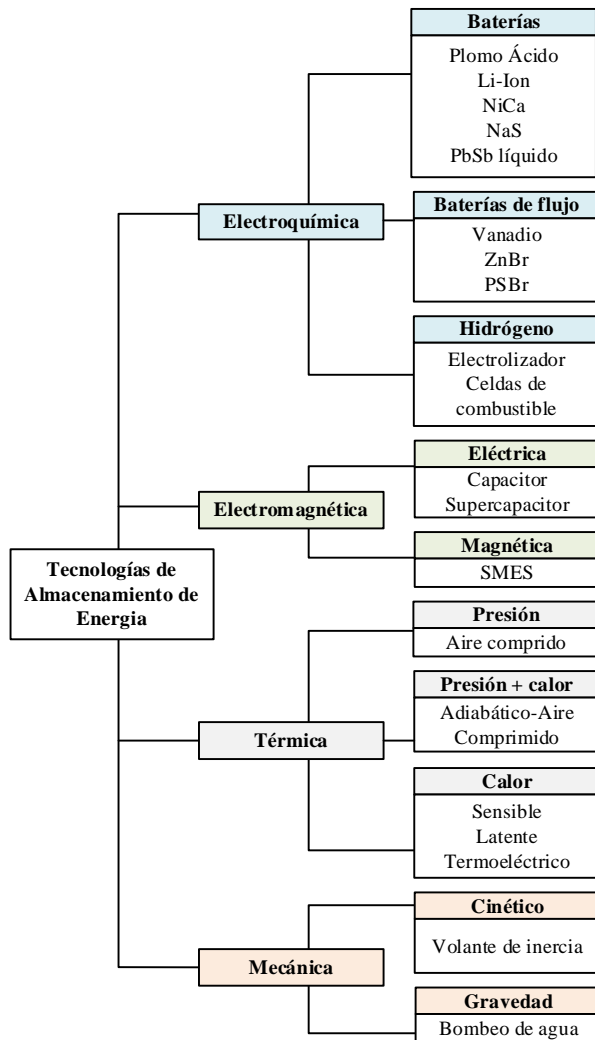


Figura 2. Clases de sistemas de almacenamiento.

De acuerdo a los mecanismos y dispositivos de acumulación energética que se muestran en la Figura 2 se puede resaltar a las tecnologías de mayor eficiencia por cada una de las formas de energía:

*Mecánica* ⇒ El hidro almacenamiento por bombeo es el mayor contribuyente a la capacidad de almacenamiento de energía eléctrica en el mundo. Es una central que

bombea agua a un reservorio superior y luego la descarga a uno inferior para generar electricidad en las cargas máximas. Es el SAE más económico y confiable con el ciclo de vida más largo y el mayor rendimiento en la red. Además, ajusta el voltaje y la fase para garantizar la estabilidad, actúa como respaldo en caso de falla. Su eficiencia está entre el 65 y el 75% [38].

*Mecánica* ⇒ El SAE de volante de inercia, almacena como energía cinética en el rotor del volante. Basado en un diseño mecánico y eléctrico, es un SAE de acción rápida, ecológico y de larga duración para descargas profundas. Además, la energía y la potencia nominal no están relacionados, se fija por el rotor del volante y la naturaleza de la máquina y el convertidor de potencia. Requiere un mantenimiento mínimo y tiene una larga vida útil. La eficiencia energética es de hasta el 95% [39].

*Térmico* ⇒ La tecnología de almacenamiento de aire comprimido opera sobre la base de la generación tradicional mediante turbinas de gas. De una turbina de gas divide los ciclos de presión y expansión y almacena la energía como aire comprimido. Estos sistemas están diseñados para un funcionamiento diario y eficiente en condiciones de carga parcial. Cambien rápidamente del modo de generación al modo de compresión, pueden responder a los cambios de carga, han mejorado el desempeño ambiental, su vida útil es larga, bajo costo de inversión y alta eficiencia entre el 70 y 89 % [40].

*Electromagnético* ⇒ El almacenamiento de energía magnética superconductor es la única tecnología que almacena directamente energía eléctrica lo hace como una corriente continua que pasa a través de una bobina superconductor y de tal modo que la corriente transita indefinidamente con pérdidas nulas. Almacena energía de campos magnéticos creados por corrientes residuales. Tienen una eficiencia de almacenamiento muy hasta del 97 %, su

respuesta rápida, tiene una larga vida útil, resuelve problemas de estabilidad de voltaje y calidad de energía. Son de altos costo y tienen cierto riesgo ambiental asociados con los campos magnéticos fuertes [41].

*Electroquímico* ⇔ El sistema de almacenamiento de baterías es el más utilizado y desarrollado. Tiene importantes características, beneficios y subdivisiones, que se tratarán con mayor profundidad en el siguiente punto.

### 2.3 Sistema de Almacenamiento de Baterías (SAEB)

Son la primera forma de acumulación de energía y la más antigua, sigue siendo la tecnología más rentable y madura del mercado actual [42].

Esta tecnología almacena la energía eléctrica en forma de energía química, se basan en una reacción electroquímica interna causada por la aplicación de voltaje a los terminales de la batería, dentro de ellas constan de celdas, cada una con electrolitos líquidos, viscoso o sólido con un electrodo positivo y uno negativo creando un flujo de electrones a través del circuito. Las reacciones son reversibles, lo que permite descargar la batería cuando esta reacción interna cambia de dirección. Las baterías son perfectas para almacenar electricidad, brindan flexibilidad con respecto a los requerimientos de combustible, son menos contaminantes que las demás tecnologías, y brindan beneficios operativos para la industria energética [43]. Tienen una reacción rápida ante los cambios de carga y al recibir energía de cogeneración o de otros proveedores, lo que aumenta la estabilidad del sistema. Las baterías son muy eficientes energéticamente van del 60% al 95%.

Las baterías para ser usadas a gran escala deben considerarse sus características de densidad de energía, capacidad, los costos de mantenimiento, ciclo de vida y capacidad de descarga. Además, dar tratamiento adecuado de mantenimiento porque contienen materiales peligrosos,

siempre se debe considerar las consecuencias ambientales [44]. Los tipos de baterías utilizadas y/o potencialmente adecuadas a gran escala para los sistemas de potencia son:

- *Ácido de plomo*: es el dispositivo electroquímico recargable más antiguo y utilizado. Una batería de plomo-ácido consta de electrodos de metal y óxido de plomo en una celda que contiene ácido sulfúrico. Tienen un bajo costo, alta confiabilidad, eficiencia (70-90%). Son una opción para la calidad de energía, UPS y redundancia. Sin embargo, su aplicación para la gestión de energía es limitada por su corta vida y son de bajo rendimiento a bajas temperaturas [34].
- *Cadmio de níquel*: contienen una placa de electrodo de hidróxido de níquel positivo, una placa de electrodo negativo de hidróxido de cadmio y un electrolito alcalino. Se caracterizan por una alta densidad de energía, eficiencia (70-90%), alta confiabilidad y requisitos de mantenimiento bajos, pero una vida útil baja y su costo de fabricación alto. El cadmio es tóxico, y la batería solo se carga por completo después de varias descargas profundas [7].
- *Ácido sulfúrico de sodio*: consta de dos electrodos uno positivo de azufre líquido y en el electrodo negativo sodio líquido como material activo, apartados por un electrolito de cerámica de beta-aluminio sólido. Tienen una vida útil baja, son eficientes (75-90 %), se usa en aplicaciones de calidad de energía y supresión de sobrevoltajes. La desventaja es que se requiere una fuente de calor para usar la energía almacenada, lo que reduce el rendimiento y el costo inicial es alto [8].

- *Cloruro de níquel de sodio*: son conocidas como baterías ZEBRA. Es un sistema de alta temperatura que utiliza cloruro de níquel como ánodo y puede operar en un amplio rango sin refrigeración. Pueden soportar descargas y sobrecargas limitadas, y son capaces de mejorar el rendimiento de seguridad y el alto voltaje de celda. Son su baja densidad de energía y de potencia [44].
- *Iones de litio*: el electrodo positivo es de material de óxido de metal de litio y el electrodo negativo es de material de grafito de carbono. Cuando la batería está cargada, los átomos de litio del electrodo positivo se convierten en iones y se mantienen en movimiento por medio del electrolito hasta el electrodo negativo de carbono, donde tiene lugar la combinación con electrones exteriores y se sitúan en medio de la capa de carbono como partículas de litio. La eficiencia de las baterías que se originan de iones de litio es casi del 100%. El principal obstáculo es el alto costo [45].

### 2.3.1 Aplicaciones importantes de los SAEB en la red eléctrica

Los SAE en general han tenido una gran acogida y su importancia crece a medida que incrementa la penetración de la energía que ofrece la generación derivada de fuentes renovables, entonces los sistemas de almacenamiento son un complemento para sobrellevar a las características de alta discontinuidad de las fuentes de energía renovable (las más desarrolladas: energía solar o eólica) y su potencial impacto al sistema al compensar las emisiones de carbono [46]. Además, estos sistemas son una herramienta para reducir los picos de consumo de las cargas cuando las tarifas varían basándose en el factor de uso, el comportamiento de consumo del usuario y

las condiciones ambientales, y como efecto a estas condiciones los riesgos de cortes de energía en un futuro son probables [47].

En la cadena de valor de la energía incluye cinco escalas: combustible o fuente energética, producción, transporte, distribución y consumo de electricidad. La integración de la energía almacenada tiene aplicaciones potenciales que son muchas y variadas, y hacen del mercado más flexible; estas son [34]:

Tabla 1. Aplicaciones importantes de los SAE en la red eléctrica [34].

<b>Aplicaciones de los Sistemas de Acumulación de energía</b>	
<b>Generación</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Almacenamiento de energía producida en horas de bajo consumo para uso en horas pico.</li> <li>(ii) Servicio de emergencia para suministro en caso de falla.</li> <li>(iii) Control de transferencias no planificadas a otras áreas.</li> <li>(iv) Control de frecuencia en condiciones normales y anormales.</li> <li>(v) Arranque en negro ayudar a otras configuraciones inicien y sincronicen.</li> </ul>
<b>Transmisión y Distribución</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Estabilidad del sistema.</li> <li>(ii) Regulación de voltaje en cada extremo de las líneas de transmisión de energía.</li> <li>(iii) Ahorro de capital al agregar transferencias existentes y aplazar la expansión.</li> </ul>
<b>Servicios de energía</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) La gestión de la energía.</li> <li>(ii) Calidad de energía ante fluctuaciones o interrupciones de energía, como sobrevoltajes, flickers o armónicos.</li> <li>(iii) Fiabilidad de una fuente de alimentación conectada UPS</li> </ul>
<b>Energía renovable</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>(i) Una mayor integración de tecnologías de energía renovable.</li> <li>(ii) Reduce la congestión.</li> <li>(iii) Reevalúa y configura la energía almacenándola por un tiempo de operación corto y descarga durante un tiempo de actividad más largo.</li> <li>(iv) Rango de Pronóstico: Elimina errores en el suministro de energía, reduce la volatilidad de precios.</li> <li>(v) Tratamiento de la frecuencia de la red.</li> <li>(vi) Supresión de oscilaciones</li> </ul>

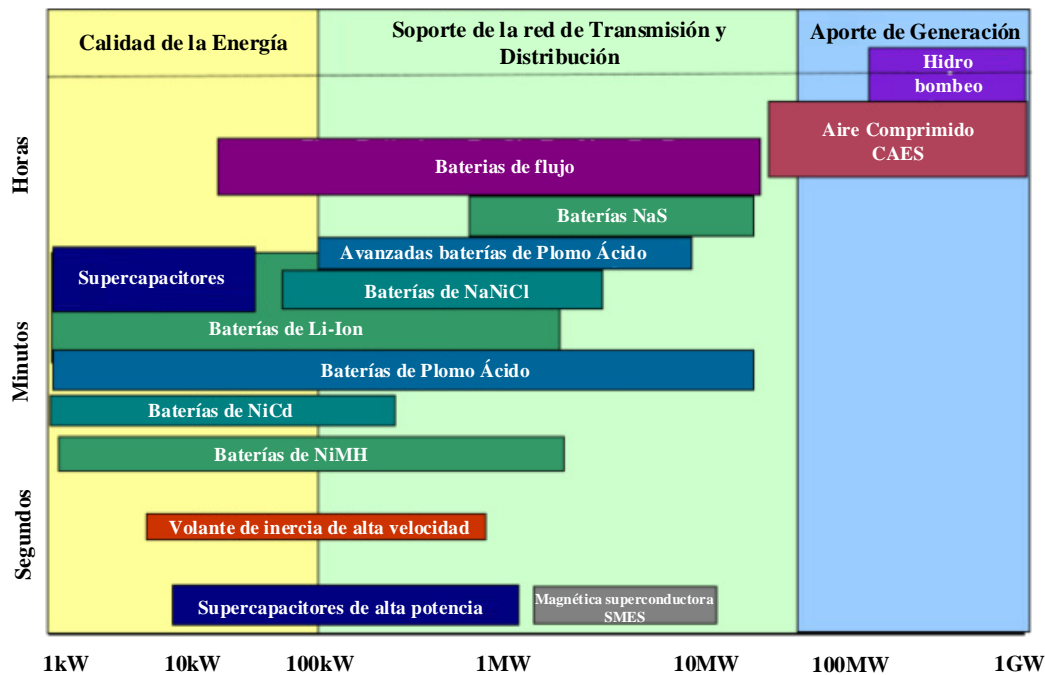


Figura 3. Aplicación del SAE en la red eléctrica según la tecnología [10].

En base a las más comunes formas y modos que se almacena la energía que se detalló en la Figura 2, también se puede representar esquemáticamente la aplicación en la red eléctrica según la tecnología de almacenamiento como en la Figura 3. Se puede notar que la utilización del almacenamiento por baterías en varios de sus tipos cubre mayoritariamente el campo de aplicación a gran escala en los sistemas eléctricos.

### 2.3.2 Integración óptima de los SAEB a la red eléctrica

Este apartado se centra en la inserción óptima de las baterías por ser un sistema de almacenamiento de mayor flexibilidad, es más rentable y de mayor madurez técnica, a pesar de que la mayoría de los parámetros se cumple al momento de integrar cualquier otra tecnología de almacenamiento considerando características técnicas, ambientales y económicas.

Para la selección de un sistema de almacenamiento adecuado es importante analizar los indicadores de desempeño de cada tecnología. Las tecnologías SAE son

adecuadas para aplicaciones que difieren en sus características, como [48], [49]:

- *Densidad de energía y potencia:* se mide como la energía por unidad de volumen y potencia. Las tecnologías de baja densidad requieren grandes áreas y son adecuadas para aplicaciones grandes, por el contrario de las tecnologías de alta densidad que son para pequeñas aplicaciones.
- *Energía y potencia específica:* se refieren a energía y potencia por unidad de masa.
- *Capacidad de potencia y energía nominal:* es la potencia total disponible que se puede recibir cuando está completamente cargada.
- *Eficiencia:* se refiere al porcentaje de potencia de salida y entrada potencia durante los ciclos de carga y descarga. Constituye uno de los indicadores más significativos para la selección de la tecnología. Por lo general, las tecnologías utilizadas gran escala tienen una eficiencia de más del 60 %.

- *Tasa de autodescarga*: es el porcentaje de exceso de energía disipada a la potencia nominal cuando el equipo no está en uso.
- *DoD*: se refiere al porcentaje de capacidad disponible de la batería durante la descarga. Cuanto más profundo sea el DoD, menor será el tiempo de carga de la batería.
- *Longevidad*: La vida útil de la tecnología de almacenamiento.
- *Costos de inversión*: es el costo de la energía por kW o kWh. La longevidad y el rendimiento también deben tenerse en cuenta. Se deben considerar los costos operativos.

La implementación de los sistemas de almacenamiento energético mediante baterías es un gran reto para los agentes encargados de la maniobra y planeamiento de los sistemas de energía. Se identifican dos grandes desafíos para integración de las baterías en la red eléctrica [13]:

- 1) ***El primer reto se relaciona con la ubicación y el tamaño óptimos SAEB***, ya que la toma de decisiones incorrectas puede disminuir los beneficios del uso de los SAEB, como minimizar costos de operación, minimizar las pérdidas de energía, controlar o minimizar la variación de voltaje y mejorar la calidad de la electricidad. Además, la ubicación y el tamaño óptimos de los sistemas de almacenamiento de baterías son importantes porque no es rentable instalar los SAEB en cada nodo de conexión del sistema ya que la red eléctrica es de gran tamaño, y la instalación de los SAEB sobredimensionados generará costos de inversión más altos para el sistema [12].
- 2) ***El segundo reto o tarea igual de importante es el despacho óptimo del SAEB*** dentro de un período de tiempo determinado que generalmente es en

las 24 horas del día. El operador de la red debe optimizar las operaciones de los SAEB y lograr que se cumpla la función objetivo de minimizar los costos generales que involucran la operación, considerando los aspectos técnico-económicos del sistema, de los SAEB y de la demanda y principalmente considerar que cuando el consumo de electricidad o los precios de la electricidad son bajos se procede a la carga de las baterías y se descarga cuando el consumo de electricidad o los precios son altos [13].

Desde una perspectiva matemática, la modelación óptima para integrar los sistemas de acumulación energética de baterías a las redes eléctricas puede ser:

- (i) Un modelo de optimización entero mixto no lineal porque el estado operativo del sistema está representado por ecuaciones de flujo no lineal o flujos de potencia AC óptimos y las decisiones de inversión son incorporadas por variables enteras y;
- (ii) Un modelo de optimización entero mixto porque el estado operativo del sistema está representado por ecuaciones de flujo lineal o flujos de carga DC óptimos y los costos referentes a la operación son incorporados por variables enteras.

### 3 Ubicación de Sistemas de Almacenamiento aplicando Flujos de Potencia DC

Para la ubicación de los medios de almacenamiento en la red de cualquier sistema eléctrico, debe considerarse las particularidades técnicas y económicas de la red. El detalle de la formulación del

modelo matemático de optimización se presenta en los siguientes numerales.

### 3.1 Minimización de costos.

La función objetivo del modelo de optimización esta segmentada en tres partes, la primera relacionada con los costos por la generación de energía de los generadores convencionales y de energías renovables (no convencionales), el segundo segmento está asociado con la energía no suministrada y en la tercera parte se valora el costo de la carga y descarga de los SAE. Las funciones se presentan en la siguiente formulación:

$$Func. Obj = Min Costos \quad (1)$$

$$Costos = C_1 + C_2 + C_3 \quad (2)$$

$$C_1 = \sum_t \sum_{u \in C \wedge NC} CP_u \cdot G_{u,t} \quad (3)$$

$$C_2 = \sum_t \sum_i \gamma_{ENS} \cdot CNS_{i,t} \quad (4)$$

$$C_3 = \sum_t \sum_i PcSA_{i,t} \cdot \varphi_c - PdSA_{i,t} \cdot \sigma_d \quad (5)$$

Donde:

- Costos**
- $C_1$  Costo total que corresponde el costo de la generación de electricidad de las unidades de generación, el costo de energía no suministrada y el costo asociado a la carga y descarga de los medios de almacenaje.
  - $C_2$  Costo resultado de la producción de energía del parque generador
  - $C_3$  Costo que se produce en el caso de que exista energía no suministrada.
  - $U$  Costo relacionado con la carga y descarga de los sistemas de acumulamiento
  - $C$  Unidades del parque generador
  - $C$  Unidades de generación convencionales (Térmicas e Hidroeléctricas).

- $t$  Hora de análisis que corresponde a un total de 24 horas.
- $i$  Nodos del sistema.
- $NC$  Unidades de generación no convencionales (Eólicas y Fotovoltaicas).
- $CP_u$  Costo unitario de producción de energía eléctrica de cada unidad de generación  $u$
- $G_{u,t}$  Potencia de generación asignada de cada unidad de generación  $u$  en cada hora  $t$ .
- $\gamma_{ENS}$  Costo unitario de la energía no suministrada.
- $CNS_{i,t}$  Carga no suministrada en el nodo  $i$  a la hora  $t$
- $PdSA_{i,t}$  Potencia de descarga del SAE ubicado en el nodo  $i$  entregada en la hora  $t$
- $PcSA_{i,t}$  Potencia de carga del SAE ubicado en el nodo  $i$  entregada en la hora  $t$
- $\varphi_c$  Precio con el cual se valora la carga de los SAE.
- $\sigma_d$  Precio con el cual se valora la descarga de los SAE.

La función objetivo está sujeta a restricciones que se describen en los siguientes numerales.

### 3.2 Límites técnicos para la entrega de energía de las unidades de generación.

En función de los aspectos constructivos de las unidades de generación, la potencia entregada no debe sobrepasar los límites técnicos impuestos. La formulación matemática corresponde a la siguiente:

$$G_u^{min} \leq G_{u,t} \leq G_u^{max} \forall u \in C \quad (6)$$

$$G_u^{min} \leq \frac{G_{u,t}}{PR_{u,t}} \leq G_u^{max} \forall u \in NC \quad (7)$$

Donde:

$G_u^{min}$	Capacidad mínima de potencia de la unidad de generación $u$ .
$G_u^{max}$	Capacidad máxima de potencia de la unidad de generación $u$ .
$PR_{u,t}$	Ocurrencia del recurso energético de la unidad generadora $u$ en cada hora $t$

### 3.3 Entrega y retiro de potencia horaria de las unidades de generación.

Las unidades de generación convencional, en particular para los generadores térmicos e hidroeléctricos, pueden entregar o absorber potencia activa de forma horaria, a esta característica se la denomina comúnmente rampas, su modelación matemática corresponde a la siguiente:

$$G_{u,t+1} - G_{u,t} \leq R_u^+ \quad \forall u \in C \quad (8)$$

$$G_{u,t-1} - G_{u,t} \leq R_u^- \quad \forall u \in C \quad (9)$$

Donde:

$R_u^+$	Rampa para la entrega de potencia de la unidad generadora $u$ constante en cada hora
$R_u^-$	Rampa para la absorción o retiro de potencia de la unidad generadora $u$ constante en cada hora

### 3.4 Cuota energética para las unidades de generación hidroeléctricas

La cuota energética corresponde al bloque de energía disponible a usar en un período de análisis, lo cual permite modelar la hidrología del sistema, razón por la cual esta restricción solo es aplicable a las unidades de generación hidroeléctricas, su modelación es la siguiente

$$\sum_{u \in hidro} \sum_t G_{u,t} \leq T \cdot Pft \cdot \sum_{u \in hidro} G_u^{max} \quad (10)$$

Donde:

$T$	Periodo de tiempo equivalente a 24 horas
$Pft$	Factor de planta equivalente aplicable a todas las unidades de generación $u$ .

### 3.5 Balance nodal de potencia activa

Este balance permite garantizar que la potencia activa que ingresa al nodo  $i$  es igual a la potencia que sale del mencionado nodo, la formulación matemática corresponde:

$$\sum_{\substack{u \in C \wedge NC \\ u \in i}} G_{u,t} + CNS_{i,t} - D_{i,t} + PdSA_{i,t} - PcSA_{i,t} = \sum_j b_{i,j} \cdot (\delta_{i,t} - \delta_{j,t}) \quad (11)$$

Donde:

$D_{i,t}$	Demanda en el nodo $i$ que corresponde a la hora $t$ .
$b_{i,j}$	Susceptancia del vínculo situado entre el nodo $i$ y nodo $j$ .
$\delta_{i,t}$	Ángulo del bus $i$ o nodo $j$ correspondiente a la hora $t$
$\delta_{j,t}$	

### 3.6 Límite máximo de flujos en los enlaces de la red

Cualquier enlace ubicado entre dos nodos tiene un límite máximo de transferencia de potencia, denominado límite térmico o cargabilidad, por tanto, la potencia que circula en cada enlace no debe superar este límite, lo anterior se encuentra formulado matemáticamente de la siguiente forma.

$$-LC_{i,j}^{max} \leq b_{i,j} \cdot (\delta_{i,t} - \delta_{j,t}) \quad (12)$$

$$b_{i,j} \cdot (\delta_{i,t} - \delta_{j,t}) \leq LC_{i,j}^{max} \quad (13)$$

Donde:

$-LC_{i,j}^{max}$	Cargabilidad o límite de transferencia de potencia activa en el vínculo conectado entre el nodo $i$ y nodo $j$ .
-------------------	--

### 3.7 Parámetros para modelación de los sistemas de almacenamiento.

Para la modelación de los sistemas de almacenaje energético se requiere analizar tres aspectos fundamentales y que se encuentran relacionados, el primero asociado al estado de carga, el segundo la descarga del SAE y la tercera a la carga del SAE.

La modelación comienza con el denominado Estado de Carga, el cual evalúa el funcionamiento del sistema de almacenamiento a lo largo del período de análisis y permite que su operación no afecte la vida útil de estos elementos, lo anterior se ilustra matemáticamente de la siguiente manera:

$$SC_{i,t} = SC_{0 \ i,t} + SC_{i,t-1} + PcSA_{i,t} \cdot \mu_{cSA} - \frac{PdSA_{i,t}}{\mu_{dSA}} \quad (14)$$

Donde:

- $SC_{i,t}$  Variable que muestra el estado de carga de cada sistema de almacenamiento colocado en cada nodo  $i$  correspondiente a la hora  $t$ .
- $SC_{0 \ i,t}$  Valor inicial del estado de carga de cada SAE colocado en el nodo  $i$  para la hora 1.
- $\mu_{dSA}$  Eficiencia de la descarga del SAE.
- $\mu_{cSA}$  Eficiencia de la carga del SAE.

Complementario a lo indicado, las variables de los SAE, llámese estado de carga, potencia de carga y potencia de descarga, deben estar dentro de unos límites implantados por las condiciones físicas de estos sistemas.

Para lograr la selección óptima de los sistemas de almacenamiento y su ubicación, a la modelación de los límites, se añade una variable de decisión o variable binaria, las restricciones se describen a continuación:

$$SC_{i,t} \geq \epsilon_{cmin} \cdot SC_i^{max} \cdot \alpha_i \quad (15)$$

$$SC_{i,t} \leq SC_i^{max} \cdot \alpha_i \quad (16)$$

$$SC_{i,t=24} = \epsilon_{cmin} \cdot SC_i^{max} \cdot \alpha_i \quad (17)$$

$$PdSA_{i,t} \geq 0 \quad (18)$$

$$PdSA_{i,t} \leq \xi_{dmax} \cdot SC_i^{max} \cdot \alpha_i \quad (19)$$

$$PcSA_{i,t} \geq 0 \quad (20)$$

$$PcSA_{i,t} \leq \xi_{cmax} \cdot SC_i^{max} \cdot \alpha_i \quad (21)$$

Donde:

- $SC_i^{max}$  Máximo valor del estado de carga del SAE.
- $\xi_{dmax}$  Máximo porcentaje para la descarga del SAE.
- $\xi_{cmax}$  Máximo porcentaje para la carga del sistema de almacenamiento.
- $\epsilon_{cmin}$  Porcentaje mínimo al cual el estado de carga del SAE no debe disminuir.
- $\alpha_i$  Variable binaria que determina cual sistema de almacenamiento es seleccionado para ingresar en el nodo  $i$

### 3.8 Restricción de cantidad de sistemas de almacenamiento.

Esta restricción limita la cantidad de sistemas de almacenamiento a incorporar, tomando en cuenta las fuentes de generación intermitentes y las restricciones de la red del sistema, su formulación es la siguiente:

$$\sum_i \alpha_i \leq \aleph_{SA} \quad (22)$$

Donde:

- $\aleph_{SA}$  Número total de sistemas de almacenamiento que podrían incorporarse al sistema eléctrico.

### 3.9 Algoritmo de solución

Las actividades para el modelo de optimización están descritas de forma



general en el pseudocódigo que se exhibe en la Tabla 2

Tabla 2. Pseudocódigo.  
Ubicación óptima de sistemas de almacenamiento mediante el uso de flujos de potencia DC

**Inicio**

*Paso 1:* Establecer el sistema eléctrico modelo y sus parámetros técnicos.

*Paso 2:* Determinar parámetros económicos aplicables al parque generador, sistemas de almacenamiento y carga no suministrada.

*Paso 3:* Aplicación del modelo de optimización propuesto

- a) Datos del parque generador
- b) Datos de la red a usar
- c) Datos de los sistemas de almacenamiento
- d) Set Variables

$$SC_{i,t}, PcSA_{i,t}, PdSA_{i,t}, \delta_{i,t}, G_{u,t}, CNS_{i,t}, \alpha_i$$

- e) Función Objetivo

$$Func. Obj = Min Costos$$

$$Costos = C_1 + C_2 + C_3$$

$$C_1 = \sum_t \sum_{u \in C \wedge NC} CP_u \cdot G_{u,t}$$

$$C_2 = \sum_t \sum_i Y_{ENS} \cdot CNS_{i,t}$$

$$C_3 = \sum_t \sum_i PcSA_{i,t} \cdot \varphi_c - PdSA_{i,t} \cdot \sigma_d$$

- f) Restricciones

$$G_u^{min} \leq G_{u,t} \leq G_u^{max} \quad \forall u \in C$$

$$G_u^{min} \leq \frac{G_{u,t}}{PR_{u,t}} \leq G_u^{max} \quad \forall u \in NC$$

$$G_{u,t+1} - G_{u,t} \leq R_u^+ \quad \forall u \in C$$

$$G_{u,t-1} - G_{u,t} \leq R_u^- \quad \forall u \in C$$

$$\sum_{u \in hidro} \sum_t G_{u,t} \leq T \cdot Pft \cdot \sum_{u \in hidro} G_u^{max}$$

$$\begin{aligned} & \sum_{\substack{u \in C \wedge NC \\ u \in i}} G_{u,t} + CNS_{i,t} - D_{i,t} + PdSA_{i,t} \\ & - PcSA_{i,t} \\ & = \sum_j b_{i,j} \cdot (\delta_{i,t} - \delta_{j,t}) \end{aligned}$$

$$-LC_{i,j}^{max} \leq b_{i,j} \cdot (\delta_{i,t} - \delta_{j,t})$$

$$b_{i,j} \cdot (\delta_{i,t} - \delta_{j,t}) \leq LC_{i,j}^{max}$$

$$SC_{i,t} = SC_{0 \ i,t} + SC_{i,t-1} + PcSA_{i,t} \cdot \mu_{CSA} - \frac{PdSA_{i,t}}{\mu_{dSA}}$$

$$SC_{i,t} \geq \epsilon_{cmin} \cdot SC_i^{max} \cdot \alpha_i$$

$$SC_{i,t} \leq SC_i^{max} \cdot \alpha_i$$

$$SC_{i,t=24} = \epsilon_{cmin} \cdot SC_i^{max} \cdot \alpha_i$$

$$0 \leq PdSA_{i,t} \leq \xi_{dmax} \cdot SC_i^{max} \cdot \alpha_i$$

$$0 \leq PcSA_{i,t} \leq \xi_{cmax} \cdot SC_i^{max} \cdot \alpha_i$$

$$\sum_i \alpha_i \leq \aleph_{SA}$$

*Paso 4:* Evaluación de casos de análisis.

*Paso 5:* Análisis de los resultados.

**Fin**

## 4 Aplicación del modelo de optimización

Para valorar el modelo de optimización desarrollado, se utilizará el sistema eléctrico estándar IEEE de 24 nodos [50].

### 4.1 Red Modelo: IEEE 24 bus

El diagrama unifilar del sistema IEEE 24 bus se muestra en la Figura 4.

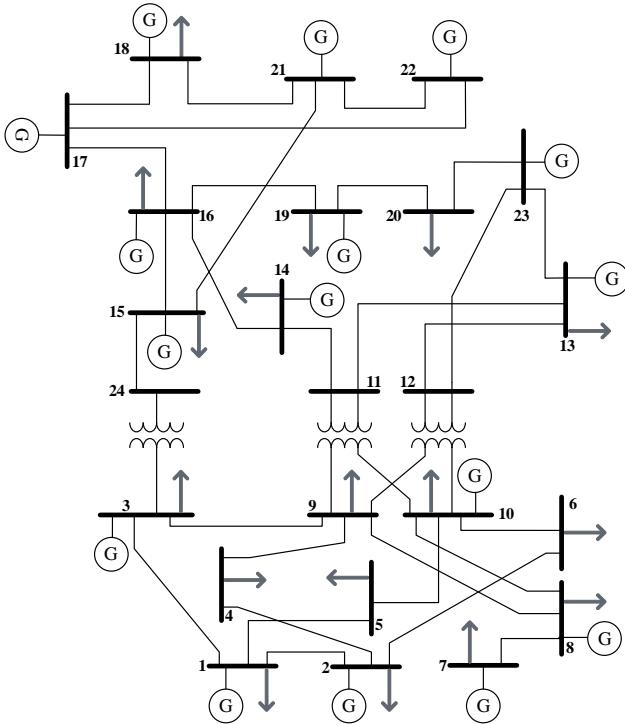


Figura 4. Diagrama unifilar IEEE 24 bus [50].

Los datos aplicables al sistema se han obtenido de [50] y [51], los cuales se detallan a continuación.

Tabla 3. Datos técnicos de generadores convencionales—IEEE 24 bus [50], [51].

	Tecnología	bus	$G_u^{max}$ [MW]	$G_u^{min}$ [MW]
U1	Térmico	18	300	100
U2	Térmico	21	300	100
U3	Térmico	1	122	31
U4	Térmico	2	122	31
U5	Térmico	15	105	52
U6	Térmico	16	105	32
U7	Térmico	23	110	20
U8	Térmico	23	200	10
U9	Térmico	7	200	75
U10	Térmico	13	600	120
U11	Térmico	15	60	10
U12	Térmico	22	200	0

U13	Hidro	14	210	0
U14	Hidro	3	100	0
U15	Hidro	10	40	0

	$R_u^+$ [MW-h]	$R_u^-$ [MW-h]	$CP_u$ [USD/MWh]
G1	47	47	55.341
G2	47	47	56.321
G3	14	14	127.714
G4	14	14	127.714
G5	21	21	156.800
G6	21	21	98.510
G7	21	21	98.510
G8	28	28	98.872
G9	49	49	196.686
G10	21	21	49.911
G11	7	7	254.908
G12	80	0	73.500
G13	100	100	35.280
G14	60	60	22.540
G15	20	20	41.160

Para modelar la restricción de la cuota energética de los generadores hidroeléctricos se ha considerado un factor de planta equivalente para todas de 0.75, que corresponde a una hidrología media. Por tanto, la energía hidroeléctrica total disponible para las 24 horas asciende a 6.3 TWh.

Adicional a lo indicado, los datos técnicos y económicos de los generadores no convencionales (eólicos y fotovoltaicos) se presentan a continuación y su determinación ha sido sobre la base de lo establecido en [52]–[54].

Tabla 4. Datos de generadores no convencional–IEEE 24 bus [52]–[54].

	bus	$G_u^{max}$ [MW]	$G_u^{min}$ [MW]	$CP_u$ [USD/MWh]
<b>Eólico1</b>	8	150	0	
<b>Eólico2</b>	19	100	0	43
<b>Eólico3</b>	21	80	0	
<b>PV1</b>	17	90	0	38
<b>PV2</b>	23	70	0	

Con el objeto de que el modelo de optimización considere la potencia de despacho en base al recurso energético, en la Tabla 5 se presentan la ocurrencia del recurso para la generación no convencional tomando en cuenta lo señalado en [55], [56]

Tabla 5. Ocurrencia del recurso de la energía renovable–IEEE 24 bus [55], [56].

	<b>Eólico</b>	<b>Solar</b>		<b>Eólico</b>	<b>Solar</b>
<b>t1</b>	10.2%	0.0%	<b>t13</b>	85.5%	100.0%
<b>t2</b>	12.2%	0.0%	<b>t14</b>	92.6%	99.7%
<b>t3</b>	13.2%	0.0%	<b>t15</b>	94.6%	81.4%
<b>t4</b>	24.4%	0.0%	<b>t16</b>	90.5%	50.9%
<b>t5</b>	33.6%	0.0%	<b>t17</b>	76.3%	30.5%
<b>t6</b>	50.9%	10.2%	<b>t18</b>	68.2%	20.3%
<b>t7</b>	61.0%	14.2%	<b>t19</b>	63.1%	0.0%
<b>t8</b>	52.9%	30.3%	<b>t20</b>	54.9%	0.0%
<b>t9</b>	44.8%	53.6%	<b>t21</b>	57.0%	0.0%
<b>t10</b>	48.8%	76.3%	<b>t22</b>	52.9%	0.0%
<b>t11</b>	68.2%	86.5%	<b>t23</b>	45.8%	0.0%
<b>t12</b>	73.3%	98.7%	<b>t24</b>	32.6%	0.0%

La red se modela tomando en cuenta los datos de [50], para el caso, se obtienen los datos de los nodos y red, los que se exteriorizan en la Tabla 6 y Tabla 7, respectivamente.

Tabla 6. Datos de los nodos– IEEE 24 bus [50].

<b>Nodo</b>	$D_i$ [MW]	<b>Nodo</b>	$D_i$ [MW]
<b>1</b>	108	<b>13</b>	265
<b>2</b>	97	<b>14</b>	194
<b>3</b>	180	<b>15</b>	317
<b>4</b>	74	<b>16</b>	100
<b>5</b>	71	<b>17</b>	0
<b>6</b>	136	<b>18</b>	333
<b>7</b>	125	<b>19</b>	181
<b>8</b>	171	<b>20</b>	128
<b>9</b>	175	<b>21</b>	0
<b>10</b>	195	<b>22</b>	0
<b>11</b>	0	<b>23</b>	0
<b>12</b>	0	<b>24</b>	0

Tabla 7. Datos de la red– IEEE 24 bus [50].

<b>Nodo i</b>	<b>Nodo j</b>	$X$ (pu)	<b>Límite</b> [MVA]
1	2	0.0139	175
1	3	0.2112	175
1	5	0.0845	175
2	4	0.1267	175
2	6	0.192	175
3	9	0.119	175
3	24	0.0839	400
4	9	0.1037	175
5	10	0.0883	175
6	10	0.0605	175
7	8	0.0614	175
8	9	0.1651	175
8	10	0.1651	175
9	11	0.0839	400
9	12	0.0839	400
10	11	0.0839	400
10	12	0.0839	400
11	13	0.0476	500
11	14	0.0418	500

12	13	0.0476	500
12	23	0.0966	500
13	23	0.0865	500
14	16	0.0389	500
15	16	0.0173	500
15	21	0.0245	1000
15	24	0.0519	500
16	17	0.0259	500
16	19	0.0231	500
17	18	0.0144	500
17	22	0.1053	500
18	21	0.013	1000
19	20	0.0198	1000
20	23	0.0108	1000
21	22	0.0678	500

Para evaluar el sistema en un periodo de 24 horas, la demanda ubicada en cada nodo se hace dinámica en función del tiempo aplicando [55], lo que establece porcentajes que permiten generar una curva de carga similar por cada carga. Los porcentajes horarios se tabulan en la Tabla 8.

Tabla 8. Parámetros para la curva de carga del sistema – IEEE 24 bus [57].

Hora	CD [%]	Hora	CD [%]
t1	49.00%	t13	78.40%
t2	50.96%	t14	79.38%
t3	49.98%	t15	86.36%
t4	49.00%	t16	92.14%
t5	49.98%	t17	98.08%
t6	54.88%	t18	100.00%
t7	63.70%	t19	96.04%
t8	68.60%	t20	90.28%
t9	70.56%	t21	82.36%

t10	69.58%	t22	73.50%
t11	72.52%	t23	68.60%
t12	77.42%	t24	53.90%

De la Tabla 8 se obtiene la curva de demanda acumulada que se presenta en la Figura 5.

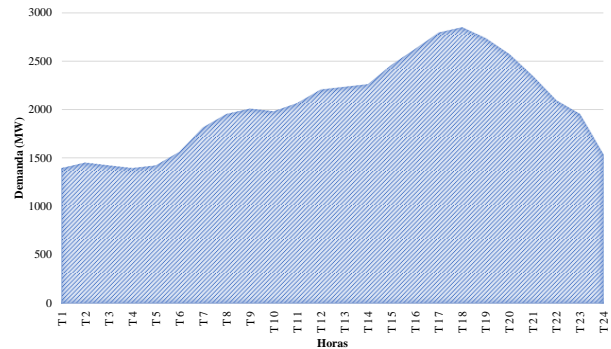


Figura 5. Demanda horaria - sistema IEEE 24 bus.

Para culminar, en la Tabla 9 se establecen los datos de los potenciales sistemas de almacenamiento que podrán incluirse en el sistema eléctrico modelo, para lo cual se ha usado los parámetros técnicos establecidos en [58], [59].

Tabla 9. Datos de los potenciales sistemas de almacenamiento [58], [59].

Nodo	$SC_i^{max}$
SA 1	19
SA 2	21
SA 3	8
SA 4	17
SA 5	23

Para los sistemas de almacenamiento potenciales a ser incorporados se aplican los siguientes parámetros con base a lo indicado en [59].

Tabla 10. Parámetros generales de los SAE [59].

Parámetro	Valor
$SC_i^0$	$0.2 \cdot EC_{max}$
$EC_{min}$	20%
$\mu_{SA}$	95%
$\mu_{dSA}$	90%

## 4.2 Casos de estudio

Los casos de estudio para analizar el modelo de optimización propuesto corresponden a los siguientes:

- *Sistema IEEE 24 Bus – Base*: Este análisis permitirá evaluar las variables de la potencia despachada, el costo obtenido y la cargabilidad de los vínculos, cuando en el sistema no se incorpora sistemas de almacenamiento. En particular se analizará a nivel energético el abastecimiento de la demanda y para el aspecto eléctrico se evaluará las variables en demanda máxima.
- *Sistema IEEE 24 Bus – Sistemas de Almacenamiento*: Este análisis permitirá evaluar las variables de la potencia despachada, el costo obtenido y la cargabilidad de los vínculos, cuando en el sistema se incorpora sistemas de almacenamiento aplicando el modelo de optimización propuesto. En particular se analizará a nivel energético el abastecimiento de la demanda, la implicación de los sistemas de almacenamiento y para el aspecto eléctrico se evaluará las variables correspondientes obtenidas en demanda máxima.

## 5 Análisis de resultados

Este apartado se ejecuta por caso de estudio, desde una perspectiva energética, eléctrica y económica.

### 5.1 Sistema IEEE 24 Bus – Base

Como se indicó, este caso de estudio no incorpora los sistemas de abastecimiento. El análisis inicial corresponde a la evaluación energética durante el periodo de análisis, es así que la Figura 6 muestra el despacho horario de la generación por tipo de tecnología.

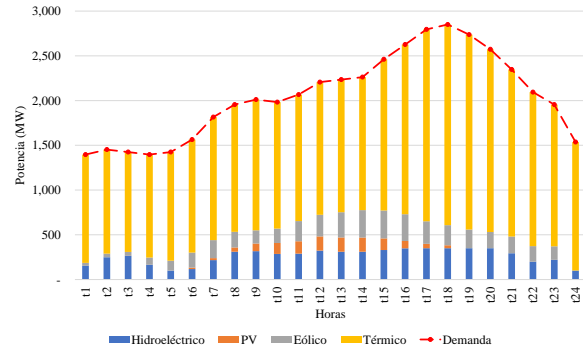


Figura 6. Despacho horario sin sistemas de almacenamiento.

De la Figura 6 se observa que de forma mayoritaria del abastecimiento de la demanda es realizada por la generación térmica, el detalle de producción energética por clase de tecnología se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11. Energía despachada por tipo de generación – Caso Base.

Tecnología	Energía (MWh)
<b>Hidroeléctrico</b>	<b>6,300.00</b>
Nodo 3	2,400.00
Nodo 10	278.66
Nodo 14	3,621.34
<b>PV</b>	<b>1,204.24</b>
Nodo 17	677.39
Nodo 23	526.86
<b>Eólico</b>	<b>4,208.36</b>
Nodo 8	1,912.35
Nodo 19	1,274.90
Nodo 21	1,021.11

<b>Térmico</b>	<b>37,456.17</b>
Nodo 1	968.00
Nodo 2	968.00
Nodo 7	1,961.10
Nodo 13	14,361.47
Nodo 15	1,647.00
Nodo 16	1,204.63
Nodo 18	6,578.02
Nodo 21	5,285.95
Nodo 22	1,760.00
Nodo 23	2,722.00
<b>Total</b>	<b>49,168.77</b>

Al analizar los resultados obtenidos de la Tabla 11 se mira que 76% de la energía es abastecida por la generación térmica y un 24% de la energía es producida por las demás fuentes, de las cuales un 13% es hidroeléctrico. De lo expresado, se puede señalar que los costos producidos tendrán relación al despacho efectuado, la Figura 7 muestra los costos totales resultantes.

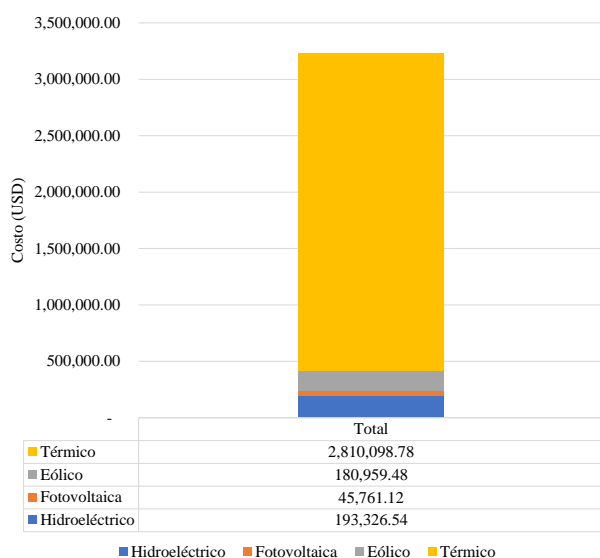


Figura 7. Costos por tecnología – Caso Base

El detalle de cada uno de los costos por cada una de las tecnologías y su ubicación se encuentran en la Tabla 12.

Tabla 12. Costos por tipo de generación – Caso Base.

	<b>Costo (USD)</b>
<b>Hidroeléctrico</b>	<b>193,326.54</b>
Nodo 3	54,096.00
Nodo 10	11,469.81
Nodo 14	127,760.73
<b>Fotovoltaica</b>	<b>45,761.12</b>
Nodo 17	25,740.63
Nodo 23	20,020.49
<b>Eólico</b>	<b>180,959.48</b>
Nodo 8	82,231.05
Nodo 19	54,820.70
Nodo 21	43,907.73
<b>Térmico</b>	<b>2,810,098.78</b>
Nodo 1	123,627.15
Nodo 2	123,627.15
Nodo 7	385,720.91
Nodo 13	716,795.43
Nodo 15	281,795.52
Nodo 16	118,668.30
Nodo 18	364,034.20
Nodo 21	297,709.76
Nodo 22	129,360.00
Nodo 23	268,760.34
<b>Total</b>	<b>3,230,145.92</b>

Al analizar los costos, se señala que el 87% del costo total es el producido por la generación térmica, mientras que el 13% corresponde a la generación restante, siendo un 6% asociado a la generación hidroeléctrica y un 7% a la generación eólica y fotovoltaica.

Finalmente, para evaluar los aspectos eléctricos, se ejecuta el análisis en demanda máxima, determinándose los flujos por los

enlaces y la producción de electricidad para esa demanda, cuyos resultados se manifiestan en la Figura 8 y son tabulados en la Tabla 13 y Tabla 14.

Tabla 13. Potencia de Generación – Caso Base.

	<b>Potencia (MW)</b>
<b>Hidroeléctrico</b>	<b>350.00</b>
Nodo 3	100.00
Nodo 10	40.00
Nodo 14	210.00
<b>PV</b>	<b>32.56</b>
Nodo 17	18.32
Nodo 23	14.25
<b>Eólico</b>	<b>225.06</b>
Nodo 8	102.30
Nodo 19	68.20
Nodo 21	54.56
<b>Térmico</b>	<b>2,242.38</b>
Nodo 1	87.00
Nodo 2	87.00
Nodo 7	138.38
Nodo 13	600.00
Nodo 15	115.00
Nodo 16	105.00
Nodo 18	300.00
Nodo 21	300.00
Nodo 22	200.00
Nodo 23	310.00
<b>Total</b>	<b>2,850.00</b>

Tabla 14. Flujos por los enlaces – Caso Base.

<b>Nodo i</b>	<b>Nodo j</b>	<b>Flujo (MW)</b>
<b>1</b>	2	19.15
<b>1</b>	5	8.92
<b>2</b>	6	12.81
<b>3</b>	1	49.07
<b>3</b>	9	17.75
<b>4</b>	2	3.66
<b>7</b>	8	13.38
<b>9</b>	4	77.66
<b>9</b>	8	38.33
<b>10</b>	5	62.08
<b>10</b>	6	123.19
<b>10</b>	8	16.99
<b>11</b>	9	138.77
<b>11</b>	10	180.78
<b>12</b>	9	134.48
<b>12</b>	10	176.48
<b>13</b>	11	180.55
<b>13</b>	12	188.12
<b>14</b>	11	139.00
<b>15</b>	24	146.82
<b>16</b>	14	123.00
<b>16</b>	15	10.88
<b>16</b>	19	73.06
<b>17</b>	16	201.94
<b>18</b>	17	88.76
<b>20</b>	19	39.74
<b>21</b>	15	337.94
<b>21</b>	18	121.76
<b>22</b>	17	94.86
<b>22</b>	21	105.14
<b>23</b>	12	122.84
<b>23</b>	13	33.66
<b>23</b>	20	167.74
<b>24</b>	3	146.82

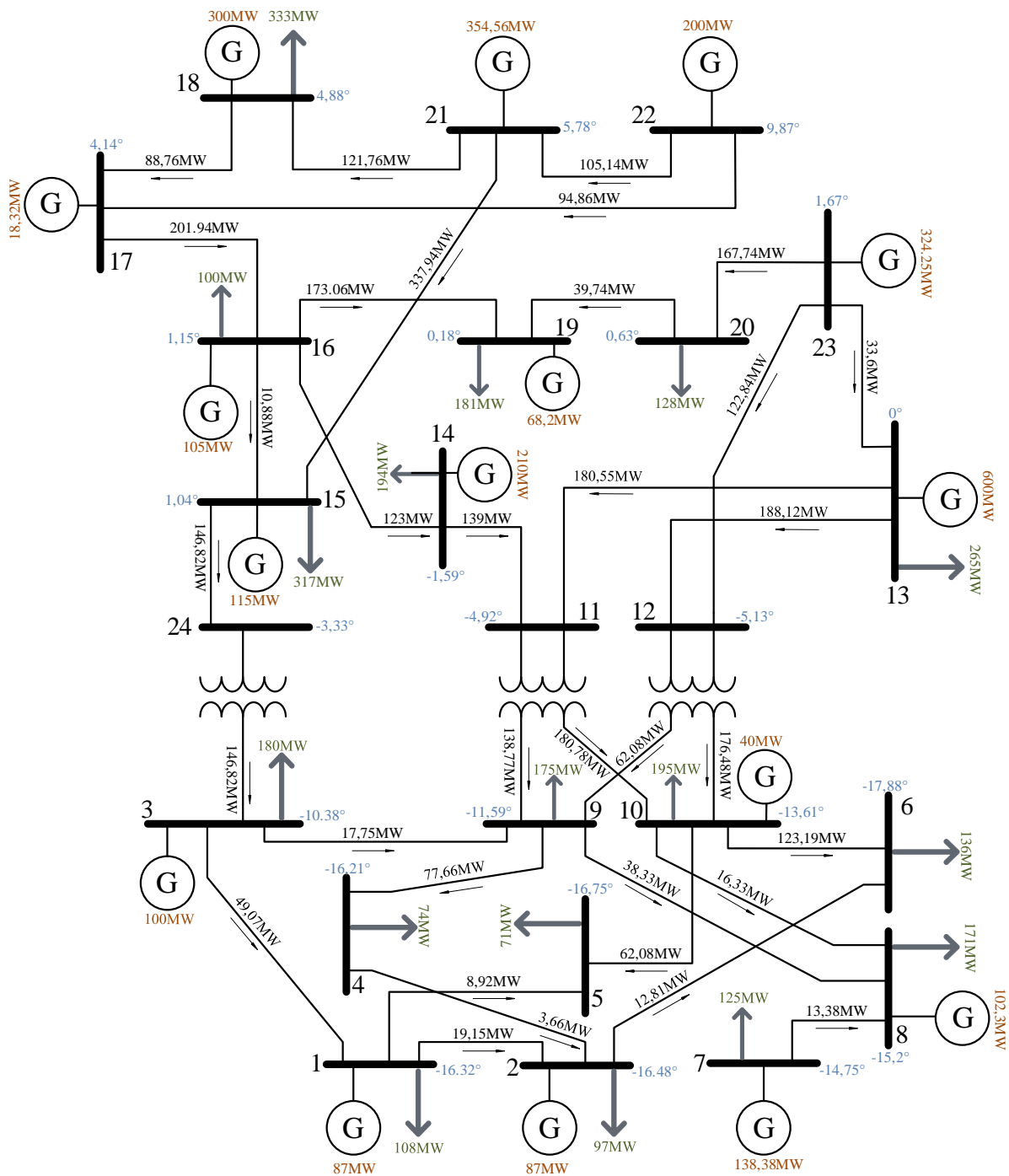


Figura 8. Diagrama Unifilar demanda máxima – Caso Base.

## 5.2 Sistema IEEE 24 Bus – Con Sistemas de almacenamiento

Como resultado de la implementación del modelamiento de optimización planteado se obtiene la selección de los sistemas de almacenamiento, lo cual está en la Tabla 15.

Tabla 15. Selección de sistemas de almacenamiento

Nodo	Sistema de Almacenamiento
8	X
17	X
19	X



Una vez seleccionados los sistemas de almacenamiento se procede a realizar los análisis similares al anterior caso. El análisis inicial corresponde a la evaluación energética durante el periodo de análisis, es así que la Figura 9 muestra el despacho horario de la generación por tipo de tecnología, incluyendo la afectación de los sistemas de almacenamiento.

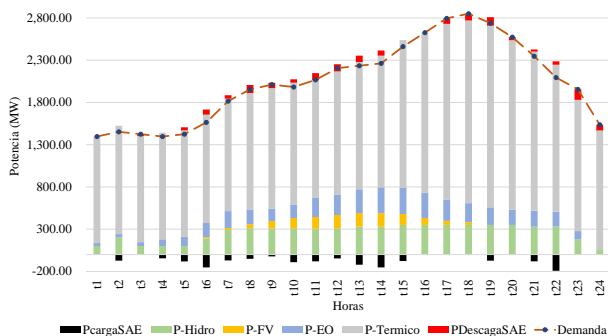


Figura 9. Despacho horario con sistemas de almacenamiento.

De la Figura 9 se observa que gran parte del abastecimiento de la demanda es realizada por la generación térmica, adicional se observa la impresión de los SAE seleccionados, el detalle de producción energética por tipo de tecnología y de los sistemas de almacenamiento se muestra en la Tabla 16.

Tabla 16. Energía despachada– Con SA.

Energía (MWh)	
<b>P. Carga SA</b>	<b>-1,402.15</b>
Nodo 8	-583.16
Nodo 17	-448.00
Nodo 19	-370.99
<b>P. Descarga SA</b>	<b>1,198.84</b>
Nodo 8	498.60
Nodo 17	383.04
Nodo 19	317.20
<b>Hidroeléctrico</b>	<b>6,300.00</b>
Nodo 3	2,331.33
Nodo 10	348.42
Nodo 14	3,620.25

<b>Fotovoltaico</b>	<b>1,204.24</b>
Nodo 17	677.39
Nodo 23	526.86
<b>Eólico</b>	<b>4,151.61</b>
Nodo 8	1,912.35
Nodo 19	1,255.98
Nodo 21	983.28
<b>Térmico</b>	<b>37,716.23</b>
Nodo 1	968.00
Nodo 2	968.00
Nodo 7	1,837.10
Nodo 13	14,337.00
Nodo 15	1,614.00
Nodo 16	1,206.00
Nodo 18	7,049.85
Nodo 21	5,388.30
Nodo 22	1,820.79
Nodo 23	2,527.19
<b>Total</b>	<b>49,168.77</b>

Al analizar los efectos de los resultados de la Tabla 16 se puede decir que 76,7% de la energía es abastecida por la generación térmica y un 23.7% de la energía es producida por las demás fuentes, de las cuales un 12.8% es hidroeléctrico. Adicional, los sistemas de almacenamiento entregan al sistema 2.5% del total de la energía.

El estado de carga, la potencia de carga y de descarga de los sistemas de almacenamiento seleccionados se muestran en las figuras subsiguientes.

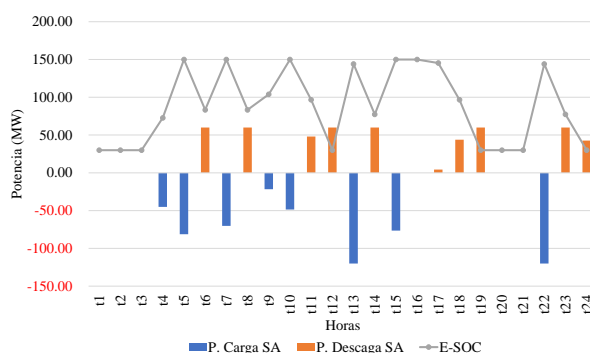


Figura 10. Sistema de Almacenamiento – Nodo 8

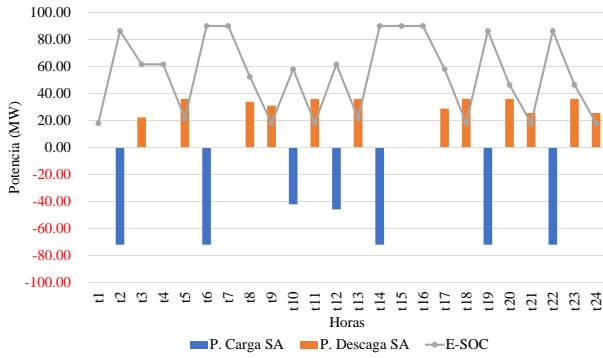


Figura 11. Sistema de Almacenamiento – Nodo 17

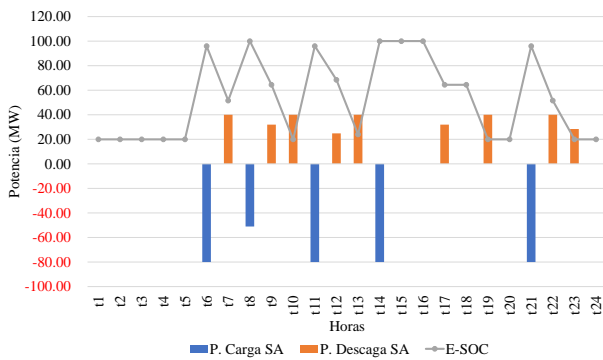


Figura 12. Sistema de Almacenamiento – Nodo 19

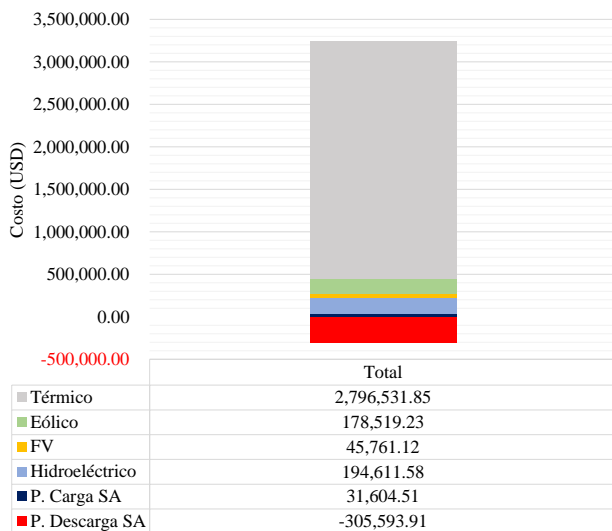


Figura 13. Costos– Con SA

De lo expresado, se puede señalar que los costos producidos tendrán relación al despacho efectuado, la Figura 13 muestra los costos totales resultantes.

El detalle de cada uno de los costos por cada una de las tecnologías y su ubicación se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17. Costos– Con SA

	Costo (USD)
<b>P. Descarga SA</b>	<b>-305,593.91</b>
Nodo 8	-127,097.13
Nodo 17	-97,639.96
Nodo 19	-80,856.82
<b>P. Carga SA</b>	<b>31,604.51</b>
Nodo 8	13,144.38
Nodo 17	10,097.92
Nodo 19	8,362.21
<b>Hidroeléctrico</b>	<b>194,611.58</b>
Nodo 3	52,548.18
Nodo 10	14,341.05
Nodo 14	127,722.35
<b>FV</b>	<b>45,761.12</b>
Nodo 17	25,740.63
Nodo 23	20,020.49
<b>Eólico</b>	<b>178,519.23</b>
Nodo 8	82,231.05
Nodo 19	54,007.14
Nodo 21	42,281.04
<b>Térmico</b>	<b>2,796,531.85</b>
Nodo 1	123,627.15
Nodo 2	123,627.15
Nodo 7	361,331.85
Nodo 13	715,574.01
Nodo 15	276,621.12
Nodo 16	118,803.06
Nodo 18	390,145.88
Nodo 21	303,474.51
Nodo 22	133,827.73
Nodo 23	249,499.39
<b>Total</b>	<b>2,941,434.38</b>

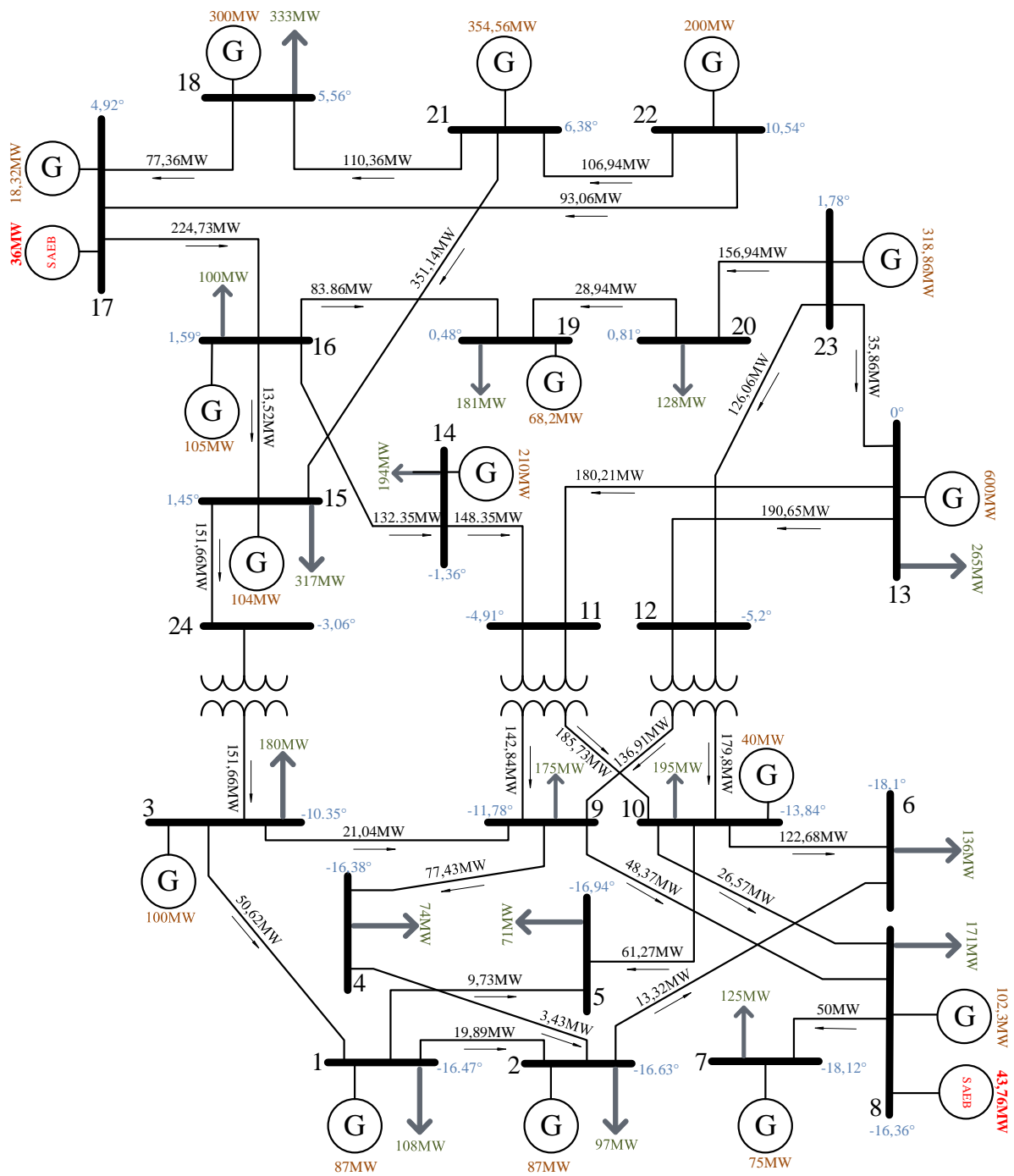


Figura 14. Diagrama Unifilar demanda máxima – Con SA.

Al analizar los costos, se señala que el 95.1% del costo total es el producido por la generación térmica, mientras que el 14.2%, corresponde a la generación restante, en el caso de los SAE la carga representa un 1.1% de costo total mientras que la descarga produce un ahorro del 10.4%.

Finalmente, y de forma similar al caso base, se analiza los aspectos eléctricos, usando las respuestas obtenidas en demanda máxima, determinándose los flujos por los enlaces y la producción de electricidad para esa demanda, cuyos resultados obtenidos se ilustran en la Figura 14 y son tabulados en la Tabla 18 y Tabla 19

Tabla 18. Potencia de Generación – Con SA

<b>Potencia (MW)</b>	
<b>P. Descarga SA</b>	<b>79.76</b>
Nodo 8	43.76
Nodo 17	36.00
<b>Hidroeléctrico</b>	<b>350.00</b>
Nodo 3	100.00
Nodo 10	40.00
Nodo 14	210.00
<b>Fotovoltaico</b>	<b>32.56</b>
Nodo 17	18.32
Nodo 23	14.25
<b>Eólico</b>	<b>225.06</b>
Nodo 8	102.30
Nodo 19	68.20
Nodo 21	54.56
<b>Térmico</b>	<b>2,162.62</b>
Nodo 1	87.00
Nodo 2	87.00
Nodo 7	75.00
Nodo 13	600.00
Nodo 15	104.00
Nodo 16	105.00
Nodo 18	300.00
Nodo 21	300.00
Nodo 22	200.00
Nodo 23	304.62
<b>Total</b>	<b>2,850.00</b>

Tabla 19. Flujos por los enlaces – Con SA

<b>Nodo i</b>	<b>Nodo j</b>	<b>Flujo (MW)</b>
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>19.89</b>
<b>1</b>	<b>5</b>	<b>9.73</b>

<b>2</b>	<b>6</b>	<b>13.32</b>
<b>3</b>	<b>1</b>	<b>50.62</b>
<b>3</b>	<b>9</b>	<b>21.04</b>
<b>4</b>	<b>2</b>	<b>3.43</b>
<b>8</b>	<b>7</b>	<b>50.00</b>
<b>9</b>	<b>4</b>	<b>77.43</b>
<b>9</b>	<b>8</b>	<b>48.37</b>
<b>10</b>	<b>5</b>	<b>61.27</b>
<b>10</b>	<b>6</b>	<b>122.68</b>
<b>10</b>	<b>8</b>	<b>26.57</b>
<b>11</b>	<b>9</b>	<b>142.84</b>
<b>11</b>	<b>10</b>	<b>185.73</b>
<b>12</b>	<b>9</b>	<b>136.91</b>
<b>12</b>	<b>10</b>	<b>179.80</b>
<b>13</b>	<b>11</b>	<b>180.21</b>
<b>13</b>	<b>12</b>	<b>190.65</b>
<b>14</b>	<b>11</b>	<b>148.35</b>
<b>15</b>	<b>24</b>	<b>151.66</b>
<b>16</b>	<b>14</b>	<b>132.35</b>
<b>16</b>	<b>15</b>	<b>13.52</b>
<b>16</b>	<b>19</b>	<b>83.86</b>
<b>17</b>	<b>16</b>	<b>224.73</b>
<b>18</b>	<b>17</b>	<b>77.36</b>
<b>20</b>	<b>19</b>	<b>28.94</b>
<b>21</b>	<b>15</b>	<b>351.14</b>
<b>21</b>	<b>18</b>	<b>110.36</b>
<b>22</b>	<b>17</b>	<b>93.06</b>
<b>22</b>	<b>21</b>	<b>106.94</b>
<b>23</b>	<b>12</b>	<b>126.06</b>
<b>23</b>	<b>13</b>	<b>35.86</b>
<b>23</b>	<b>20</b>	<b>156.94</b>
<b>24</b>	<b>3</b>	<b>151.66</b>

De los análisis de los casos, se puede señalar que al incluir los sistemas de acumulación energética en el despacho de generación se ve afectado, siendo la generación térmica la que se incrementa 260 MWh dado que esta es la única que podría incrementarse por tener recurso suficiente. Bajo este contexto, a la energía almacenada que asciende a 1,198.84 MWh es entregada al sistema lo que causa una reducción de costos que da un ahorro de 288,711.54 USD en un periodo de 24 horas, lo que al año asciende a aproximadamente a 105 millones de dólares.

De los resultados analizados y con el objeto de generar una discusión de los resultados obtenidos a comparación los trabajos mencionados en el estado del arte, se puede señalar que, el modelo desarrollado admite instaurar el establecimiento de los sistemas de almacenaje energético en redes eléctricas tomando en cuenta la dinámica del sistema en el tiempo usando flujos de potencia DC, que a comparación del estudio efectuado en [13], permite modelar redes de transmisión y no redes de distribución, lo cual permite una ventaja para que el mercado mayorista pueda emprender en análisis de tipo técnico y económico.

Asimismo, el modelo propuesto está analizando de forma individual los sistemas de almacenamiento y no necesariamente que se encuentren atados a una generación intermitentes como lo modela el estudio [14], generando de esta manera que el modelo establezca óptimamente la ubicación de los sistemas de acumulación de energía para reducir los costos operativos. Al comparar la investigación [15] con el modelo propuesto, se obtiene la ventaja de simplificar la modelación compleja de los transformadores, sin dejar de lado los rangos de transferencia de los elementos.

Por otra parte, la investigación desarrollada corresponde a un modelo matemático de optimización clásica, y su

robustez supera a los modelos heurísticos, como es el algoritmo de optimización de ballenas descrito en [16] y [17]. Dado lo expresado, el modelo presenta ventajas y contribuciones para que los sistemas de almacenamiento sean evaluados y analizados a nivel de redes de transmisión y potenciar nuevos estudios a nivel de mercado y despacho.

## 6 Conclusiones

De lo expuesto en el documento investigativo, se obtiene las conclusiones detalladas a continuación:

La formulación del modelo matemático pertenece a un modelo de optimización lineal entero mixto que determina la ubicación de los SAE en una red eléctrica usando flujos de potencia DC. En este sentido, al evaluar el sistema eléctrico sin sistemas de almacenamiento, se puede señalar que 37,456.17MWh, que corresponde al 76% de la energía total, es térmica; y, el 24% restante corresponde a la energía de fuentes renovables, es decir 11,712.6 MWh.

Al incorporar los mecanismos de almacenamiento energético, se obtiene los sistemas seleccionados en función a su capacidad, entregan al sistema 1,198.84 MWh que fueron almacenados, a pesar de que tomaron de la red 1,402.15 MWh, la diferencia entre lo que se almacena y lo que se entrega a la red responde a las eficiencias implícitas de los sistemas de almacenamiento.

Al analizar los costos, cuando el sistema eléctrico incluye los sistemas de almacenamiento, se generan dos aspectos económicos, el primero corresponde a un costo por cargar dichos sistemas lo cual asciende a 31,604.51 USD, mientras que el segundo aspecto, conlleva a que la descarga de estos elementos en la red produce un ahorro de 305,593.91 USD, que en valor neto y hablando de costos totales sobrelleva a un ahorro de 288,711.54 USD de ahorro

que al año representa alrededor de 105 millones de dólares.

Para finalizar, se puede indicar que el modelo ubica los sistemas de almacenamiento de forma que se minimizan los costos, producen un ahorro a la demanda, desplazan generación costosa y adicionalmente garantizan estabilidad en el suministro cuando el parque generador ha incorporado intensivamente fuentes de generación intermitentes, por lo tanto, se puede ratificar el modelo es una herramienta que puede servir para la identificación de fuentes de almacenamiento y su interacción con la generación distribuida, fuera de las ventajas que se podría hallar en estado estable.

## 6.1 Trabajos futuros

En la línea de lo investigado, se pueden citar las siguientes investigaciones futuras:

- Expansión conjunta de las redes de distribución incorporando generación distribuida y sistemas de almacenamiento.
- Mecanismos de remuneración para valorar la energía entrega por los sistemas de acumulación energética.
- Evaluación de reservas de energía para control primario en los sistemas eléctricos considerando la participación de diferentes medios de almacenamiento de energía.
- Modelamiento en estado dinámico de los sistemas eléctricos de potencia y el impacto que tienen los sistemas de almacenamiento en la estabilidad del sistema eléctrico.

## 7 Referencias

- [1] T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. el Rhafiki, and Y. Zeraouli, “Energy storage: Applications and challenges,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 120, pp. 59–80, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.015>.
- [2] D. S. Kirschen Goran Strbac, “Fundamentals of Power System Economics, 2nd Ed.,” 2018, Accessed: Jun. 15, 2022. [Online]. Available: <https://www.wiley.com/en-us/Fundamentals+of+Power+System+Economics%2C+2nd+Edition-p-9781119213253>
- [3] M. C. Argyrou, P. Christodoulides, and S. A. Kalogirou, “Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 94, pp. 804–821, 2018.
- [4] A. Águila, L. Ortiz, R. Orizondo, and G. López, “Optimal location and dimensioning of capacitors in microgrids using a multicriteria decision algorithm,” *Heliyon*, vol. 7, no. 9, p. e08061, 2021, doi: [10.1016/j.heliyon.2021.e08061](https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e08061).
- [5] G. Gutierrez, A. Aguila, D. González, and L. Ortiz, “Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids,” *IEEE Latin America Transactions*, vol. 18, no. 3, pp. 465–472, 2020, doi: [10.1109/TLA.2020.9082717](https://doi.org/10.1109/TLA.2020.9082717).
- [6] P. Yang and A. Nehorai, “Joint optimization of hybrid energy storage and generation capacity with renewable energy,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1566–1574, 2014.
- [7] B. Zakeri and S. Syri, “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 569–596, 2015, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>.
- [8] B. Yang *et al.*, “A Review of Energy Storage System Study,” in *2020 IEEE 4th Conference on Energy*

- Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2020, pp. 2858–2863. doi: 10.1109/EI250167.2020.9347297.
- [9] 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, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>.
- [10] V. A. Boicea, “Energy Storage Technologies: The Past and the Present,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 11, pp. 1777–1794, 2014, doi: 10.1109/JPROC.2014.2359545.
- [11] F. García-Muñoz, F. Díaz-Gonzalez, C. Corchero, and C. Nuñez-de-Toro, “Optimal sizing and location of distributed generation and battery energy storage system,” in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, 2019, pp. 1–5.
- [12] C. Jian, L. Yutian, and B. Guannan, “Optimal operating strategy for distribution networks with PV and BESS considering flexible energy storage,” in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 2016, pp. 1–5.
- [13] A. Valencia, R. A. Hincapie, and R. A. Gallego, “Optimal location, selection, and operation of battery energy storage systems and renewable distributed generation in medium–low voltage distribution networks,” *Journal of Energy Storage*, vol. 34, p. 102158, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.102158>.
- [14] V. Sok and T. Tayjasant, “Determination of optimal siting and sizing of energy storage system in PV-connected distribution systems considering minimum energy losses,” in *2017 14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, 2017, pp. 451–454.
- [15] L. Novoa, R. Flores, and J. Brouwer, “Optimal renewable generation and battery storage sizing and siting considering local transformer limits,” *Applied Energy*, vol. 256, p. 113926, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113926>.
- [16] L. A. Wong, V. K. Ramachandaramurthy, S. L. Walker, P. Taylor, and M. J. Sanjari, “Optimal placement and sizing of battery energy storage system for losses reduction using whale optimization algorithm,” *Journal of Energy Storage*, vol. 26, p. 100892, 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2019.100892>.
- [17] L. Luo *et al.*, “Optimal scheduling of a renewable based microgrid considering photovoltaic system and battery energy storage under uncertainty,” *Journal of Energy Storage*, vol. 28, p. 101306, 2020, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2020.101306>.
- [18] V. Orejuela, D. Arias, and A. Aguila, “Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador,” in *PROCEEDINGS of the 2015 IEEE Thirty Fifth Central American and Panama Convention*, 2015, no. Concapan XXXV, pp. 373–378. [Online]. Available: [www.proceedings.com](http://www.proceedings.com)
- [19] E. M. García Torres, A. Águila, I. Isaac, J. W. González, and G. López, “Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov

- Chains (MCMC),” in *Power Engineering Conference (UPEC), 2016 51st International Universities*, 2016, no. Mcmc, pp. 1–6. doi: 10.1109/UPEC.2016.8114092.
- [20] A. J. Cavallo, “Energy storage technologies for utility scale intermittent renewable energy systems,” *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 123, no. 4, pp. 387–389, 2001.
- [21] G. D. Price, *Power Systems and Renewable Energy: Design, Operation, and Systems Analysis*. Momentum Press, 2014.
- [22] P. Palensky and D. Dietrich, “Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 7, no. 3, pp. 381–388, 2011, doi: 10.1109/TII.2011.2158841.
- [23] E. Neudorf *et al.*, “Cost-benefit analysis of power system reliability: two utility case studie,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 3, pp. 1667–1675, 1995.
- [24] G. S. Ckardt and H. Pistonesi, “A possibilistic model to sstimate the Intrinsic Cost of Non Supply Energy in Electric Distribution Systems,” Argentina, 2012.
- [25] RMER and CRIE, “Metodología para el cálculo del Costo de Energía No Suministrada - CRIE,” 2013.
- [26] J. Eyer and G. Corey, “Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide,” *Sandia National Laboratories*, vol. 20, no. 10, p. 5, 2010.
- [27] F. Nasiri *et al.*, “Data Analytics and Information Technologies for Smart Energy Storage Systems: A State-of-the-Art Review,” *Sustainable Cities and Society*, p. 104004, 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2022.104004>.
- [28] M. García, Torres, Edwin and I. Isaac, “Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users,” 2016.
- [29] M. R. Sheibani, G. R. Yousefi, M. A. Latify, and S. Hacopian Dolatabadi, “Energy storage system expansion planning in power systems: a review,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 11, pp. 1203–1221, 2018.
- [30] P. Li, “Energy storage is the core of renewable technologies,” *IEEE Nanotechnology Magazine*, vol. 2, no. 4, pp. 13–18, 2008.
- [31] Asian Development Bank, *Handbook on Battery Energy Storage System*, no. December. 2018. [Online]. Available: <https://www.adb.org/publications/battery-energy-storage-system-handbook>
- [32] S. Wang, X. Lai, and S. Cheng, “An analysis of prospects for application of large-scale energy storage technology in power systems,” *Dianli Xitong Zidonghua(Automation of Electric Power Systems)*, vol. 37, no. 1, 2013.
- [33] 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, doi: 10.1016/j.rser.2007.01.023.
- [34] 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, doi: <https://doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>.
- [35] 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.
- [36] M. Faisal, M. A. Hannan, P. J. Ker, A. Hussain, M. bin Mansor, and F. Blaabjerg, "Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges," *Ieee Access*, vol. 6, pp. 35143–35164, 2018.
- [37] M. Jarnut, S. Wermiński, and B. Waśkowicz, "Comparative analysis of selected energy storage technologies for prosumer-owned microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 74, pp. 925–937, 2017.
- [38] W. F. Pickard, "The history, present state, and future prospects of underground pumped hydro for massive energy storage," *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 473–483, 2011.
- [39] M. E. Amiryar and K. R. Pullen, "A review of flywheel energy storage system technologies and their applications," *Applied Sciences*, vol. 7, no. 3, p. 286, 2017.
- [40] S. Wang, G. Chen, M. Fang, and Q. Wang, "A new compressed air energy storage refrigeration system," *Energy Conversion and Management*, vol. 47, no. 18, pp. 3408–3416, 2006, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2006.01.007>.
- [41] L. Zhang, X. Hu, Z. Wang, F. Sun, and D. G. Dorrell, "A review of supercapacitor modeling, estimation, and applications: A control/management perspective," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, no. May 2017, pp. 1868–1878, 2018, doi: [10.1016/j.rser.2017.05.283](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.283).
- [42] H. Bindner, T. Cronin, and P. Lundsager, "Lifetime modelling of lead acid batteries," 2005.
- [43] M. A. Hannan *et al.*, "Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues," *Journal of Energy Storage*, vol. 42, p. 103023, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.103023>.
- [44] 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.
- [45] B. Ratering-Schnitzler, R. Harke, M. Schroeder, T. Stephanblome, and U. Kriegler, "Voltage quality and reliability from electrical energy-storage systems," *Journal of Power Sources*, vol. 67, no. 1, pp. 173–177, 1997, doi: [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(97\)02510-X](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(97)02510-X).
- [46] J. L. Li, B. Q. Guo, M. Niu, X. Q. Xiu, and L. T. Tian, "Optimal configuration strategy of energy storage capacity in wind/PV/storage hybrid system," *Transactions of China Electrotechnical Society*, vol. 33, no. 6, pp. 1189–1196, 2018.
- [47] N. Altin, "Energy storage systems and power system stability," in *2016 International Smart Grid Workshop and Certificate Program (ISGWCP)*, 2016, pp. 1–7. doi: [10.1109/ISGWCP.2016.7548268](https://doi.org/10.1109/ISGWCP.2016.7548268).
- [48] Z. Zhang *et al.*, "A review of technologies and applications on versatile energy storage systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 148, p. 111263, 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111263>.
- [49] 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, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110340>.
- [50] C. Ordoudis, P. Pinson, J. M. Morales, and M. Zugno, “An updated version of the IEEE RTS 24-bus system for electricity market and power system operation studies,” *Technical University of Denmark*, vol. 13, 2016.
- [51] R. A. C. van der Veen and R. A. Hakvoort, “The electricity balancing market: Exploring the design challenge,” *Utilities Policy*, vol. 43, pp. 186–194, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.10.008>.
- [52] A. Hosseinzadeh, J. L. Zhou, X. Li, M. Afsari, and A. Altaee, “Techno-economic and environmental impact assessment of hydrogen production processes using bio-waste as renewable energy resource,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 156, p. 111991, 2022.
- [53] A. S. A. el Enien, “Efficient electricity markets,” in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, pp. 1–6. doi: 10.1109/PTC.2013.6652391.
- [54] IRENA, *Renewable Power Generation Costs in 2020*. Abu Dhabi: International Energy Agency, 2021. [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [55] MERNNR, “Plan Maestro de Electricidad 2019-2027,” *Ministerio de Energía y Recursos No Renovables*, p. 390, 2019, [Online]. Available: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/plan-maestro-de-electricidad/>
- [56] U.S Energy Information Administration, “U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2021 (AEO2021),” *EIA. Annual Energy Outlook 2021 (AEO2021)*, vol. 2021, 2021.
- [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] T. M. I. Mahlia, T. J. Saktisahdan, A. Jannifar, M. H. Hasan, and H. S. C. Matseelar, “A review of available methods and development on energy storage; Technology update,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 532–545, 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.01.068.
- [59] 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, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2007.01.023>.

## 7.1 Matriz de Estado del Arte

Tabla 20: Matriz de estado del arte.

<b>UBICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS PARA MINIMIZAR LOS COSTOS OPERATIVOS DEL SISTEMA MEDIANTE EL USO DE FLUJOS DE POTENCIA DC</b>																							
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Abastecimiento de la demanda	Flujos de potencia DC	Optimización entera mixta	Fuentes renovables	Ubicación óptima de sistemas de almacenamiento	Modelación de los generadores y sistemas de almacenamiento	Representación de las redes	Modelo de optimización	Aplicación en redes tipo	Restricciones de capacidad de los vínculos	Restricción para abastecimiento de la demanda nodal	Restricción asociada a los sistemas de almacenamiento	Restricción sobre flujos de potencia	Modelación de la red eléctrica modelo	Determinación de los parámetros de los sistemas de almacenamiento	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación	Ubicación de los sistemas de almacenamiento	Flujos de potencia DC en la red
1	2014	Energy storage: Applications and challenges	865	☒								☒		☒									☒
2	2018	Fundamentals of Power System Economics	2106	☒			☒																
3	2018	Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications	266						☒			☒				☒				☒	☒		
4	2021	Optimal location and dimensioning of capacitors in microgrids using a multicriteria decision algorithm	7			☒																	☒
5	2020	Optimum location and sizing of capacitor banks using VOLT VAR compensation in micro-grids	32																	☒			
6	2014	Joint optimization of hybrid energy storage and generation capacity with renewable energy	211		☒									☒			☒						☒
7	2015	Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis	1430	☒		☒		☒	☒		☒												☒
8	2017	A Review of Energy Storage System Study	69					☒												☒			
9	2016	Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review	1184				☒			☒		☒								☒		☒	
10	2014	Energy Storage Technologies: The Past and the Present	301	☒																☒		☒	
11	2019	Optimal sizing and location of distributed generation and battery energy storage system	8			☒			☒			☒										☒	☒
12	2016	Optimal operating strategy for distribution networks with PV and BESS considering flexible energy storage	15	☒			☒																
13	2021	Optimal location, selection, and operation of battery energy storage systems and renewable distributed generation in medium–low voltage distribution networks	33					☒			☒			☒						☒			☒

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS PARA MINIMIZAR LOS COSTOS OPERATIVOS DEL SISTEMA MEDIANTE EL USO DE FLUJOS DE POTENCIA DC**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Abastecimiento de la demanda	Flujos de potencia DC	Optimización entera mixta	Fuentes renovables	Ubicación óptima de sistemas de almacenamiento	Modelación de los generadores y sistemas de almacenamiento	Representación de las redes	Modelo de optimización	Aplicación en redes tipo	Restricciones de capacidad de los vínculos	Restricción para abastecimiento de la demanda nodal	Restricción asociada a los sistemas de almacenamiento	Restricción sobre flujos de potencia	Modelación de la red eléctrica modelo	Determinación de los parámetros de los sistemas de almacenamiento	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación	Ubicación de los sistemas de almacenamiento	Flujos de potencia DC en la red
14	2017	Determination of optimal siting and sizing of energy storage system in PV-connected distribution systems considering minimum energy losses	11	☒																☒			
15	2019	Optimal renewable generation and battery storage sizing and siting considering local transformer limits	21				☒		☒	☒							☒						
16	2019	Optimal placement and sizing of battery energy storage system for losses reduction using whale optimization algorithm	67	☒	☒			☒															
17	2020	Optimal scheduling of a renewable based microgrid considering photovoltaic system and battery energy storage under uncertainty	137	☒	☒					☒											☒	☒	
18	2015	Response of Residential Electricity Demand Against Price Signals in Ecuador	33				☒																
19	2016	Analysis of Voltage Profile to determine Energy Demand using Monte Carlo algorithms and Markov Chains (MCMC)	60												☒								
20	2001	Energy storage technologies for utility scale intermittent renewable energy systems	137			☒										☒				☒			
21	2014	Power Systems and Renewable Energy: Design, Operation, and Systems Analysis	12						☒												☒		
22	2011	Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads	3091		☒								☒								☒		
23	1995	Cost-benefit analysis of power system reliability: two utility case studie	194		☒		☒															☒	
24	2010	A possibilistic model to estimate the Intrinsic Cost of Non Supply Energy in Electric Distribution Systems	1	☒											☒				☒				
25	2016	Metodología para el cálculo del Costo de Energía No Suministrada	1				☒							☒									
26	2010	Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide	185					☒		☒													
27	2022	Data Analytics and Information Technologies for Smart Energy Storage Systems: A State-of-the-Art Review	0		☒				☒	☒		☒											

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS PARA MINIMIZAR LOS COSTOS OPERATIVOS DEL SISTEMA MEDIANTE EL USO DE FLUJOS DE POTENCIA DC**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA			
				Abastecimiento de la demanda	Flujos de potencia DC	Optimización entera mixta	Fuentes renovables	Ubicación óptima de sistemas de almacenamiento	Modelación de los generadores y sistemas de almacenamiento	Representación de las redes	Modelo de optimización	Aplicación en redes tipo	Restricciones de capacidad de los vínculos	Restricción para abastecimiento de la demanda nodal	Restricción asociada a los sistemas de almacenamiento	Restricción sobre flujos de potencia	Modelación de la red eléctrica modelo	Determinación de los parámetros de los sistemas de almacenamiento	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación	Ubicación de los sistemas de almacenamiento
28	2016	Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users	61			☒		☒							☒			☒		☒		
29	2018	Energy storage system expansion planning in power systems: a review	48		☒					☒												
30	2008	Energy storage is the core of renewable technologies	65							☒												
31	2019	Handbook on Battery Energy Storage System	47					☒	☒					☒								
32	2013	An analysis of prospects for application of large-scale energy storage technology in power systems	23	☒					☒						☒		☒					
33	2008	Energy storage systems-Characteristics and comparisons	2533			☒			☒		☒								☒	☒		☒
34	2009	Progress in electrical energy storage system: A critical review,	3844					☒		☒					☒							
35	2017	An Alaska case study: Energy storage technologies	8						☒													
36	2018	Review of energy storage system technologies in microgrid applications: Issues and challenges,	359								☒	☒							☒			☒
37	2017	Comparative analysis of selected energy storage technologies for prosumer-owned microgrids	49							☒						☒						
38	2011	The history, present state, and future prospects of underground pumped hydro for massive energy storage	122		☒	☒			☒						☒					☒		
39	2017	A review of flywheel energy storage system technologies and their applications	361							☒		☒					☒	☒				
40	2006	A new compressed air energy storage refrigeration system	48												☒							☒
41	2018	A review of supercapacitor modeling, estimation, and applications: A control/management perspective	501						☒													
42	2005	Lifetime modelling of lead acid batteries	283	☒				☒														☒
43	2016	Energy storage systems and power system stability	12						☒													

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA BASADO EN BATERÍAS PARA MINIMIZAR LOS COSTOS OPERATIVOS DEL SISTEMA MEDIANTE EL USO DE FLUJOS DE POTENCIA DC**

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	CITAS	TEMÁTICA				FORMULACION DEL PROBLEMA			RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				ALGORITMO DE RESOLUCIÓN				SOLUCIÓN PROPUESTA				
				Abastecimiento de la demanda	Flujos de potencia DC	Optimización entera mixta	Fuentes renovables	Ubicación óptima de sistemas de almacenamiento	Modelación de los generadores y sistemas de almacenamiento	Representación de las redes	Modelo de optimización	Aplicación en redes tipo	Restricciones de capacidad de los vínculos	Restricción para abastecimiento de la demanda nodal	Restricción asociada a los sistemas de almacenamiento	Restricción sobre flujos de potencia	Modelación de la red eléctrica modelo	Determinación de los parámetros de los sistemas de almacenamiento	Aplicación del modelo de optimización	Evaluación de las variables técnicas y económicas	Asignación de la generación	Ubicación de los sistemas de almacenamiento	Flujos de potencia DC en la red
44	2011	Electrical energy storage for the grid: a battery of choices	11216	☒				☒								☒			☒	☒			
45	1997	Voltage quality and reliability from electrical energy-storage systems	5				☒															☒	
46	20118	Optimal configuration strategy of energy storage capacity in wind/PV/storage hybrid system	34																☒	☒			
47	2016	Energy storage systems and power system stability	12						☒					☒									
48	2021	A review of technologies and applications on versatile energy storage systems	51	☒	☒					☒					☒		☒				☒		
49	2020	Review on phase change materials for cold thermal energy storage applications	62	☒	☒				☒											☒			
50	2016	An updated version of the IEEE RTS 24-bus system for electricity market and power system operation studies	119		☒									☒							☒		
51	2016	The electricity balancing market: Exploring the design challenge	166		☒	☒				☒	☒						☒						
52	2022	Techno-economic and environmental impact assessment of hydrogen production processes using bio-waste as renewable energy resource	8						☒			☒											
53	2017	Efficient electricity markets	266	☒													☒					☒	
54	2020	Renewable Power Generation Costs in 2020.	26		☒									☒			☒						
55	2021	Plan Maestro de Electricidad 2019-2027	0			☒			☒														
56	2020	U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2021 (AEO2021)	6																				
57	2016	General rights An Updated Version of the IEEE RTS 24-Bus System for Electricity Market and Power System Operation Studies	50	☒						☒									☒	☒		☒	
58	2014	A review of available methods and development on energy storage; Technology update	751			☒						☒			☒		☒				☒		
59	2008	Energy storage systems—Characteristics and comparisons,”	2533									☒								☒	☒		
CANTIDAD:				15	14	10	8	12	12	11	9	8	6	3	4	9	5	5	9	7	11	14	11

## 7.2 Resumen de Indicadores

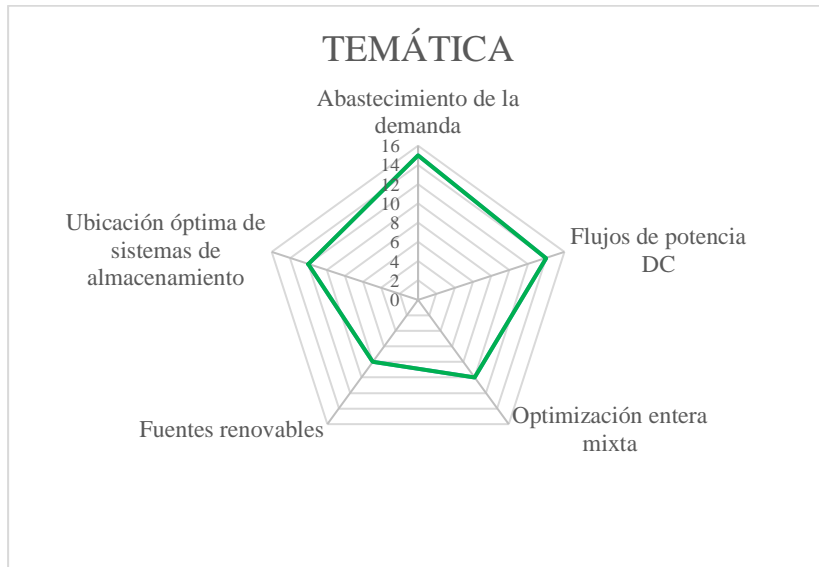


Figura 15. Resumen e indicador de la temática - Estado del arte.

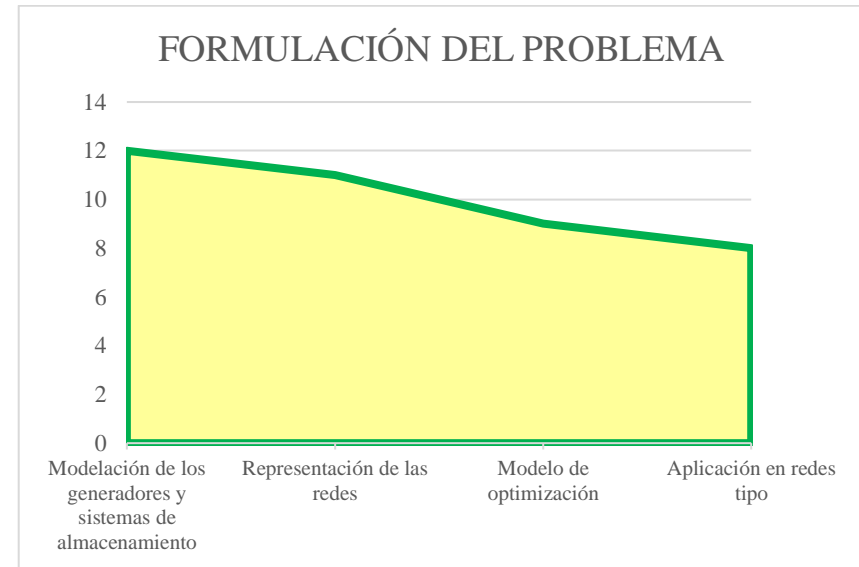


Figura 16. Indicador de formulación del problema - Estado del arte.

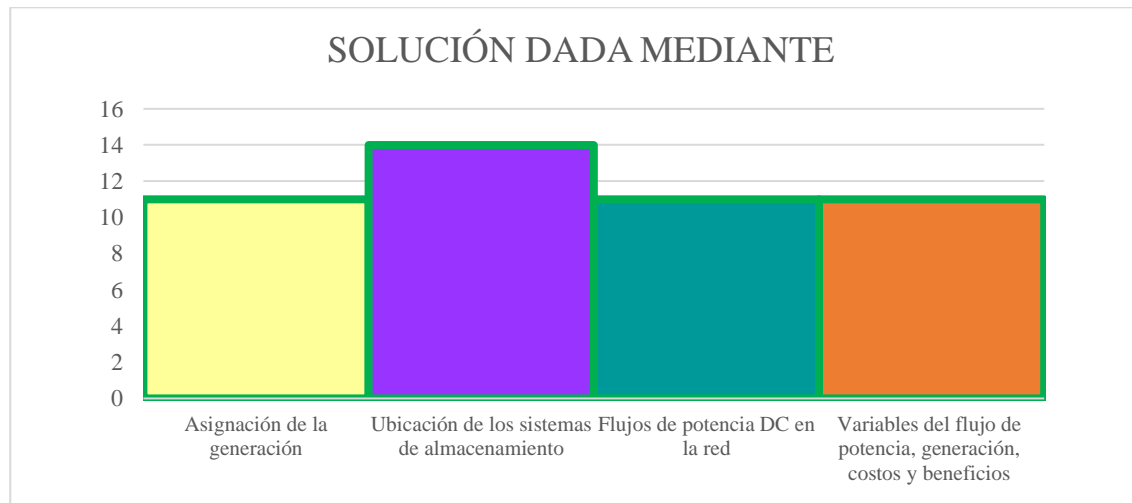


Figura 17. Indicador de solución - Estado del arte.