



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Estudios de Postgrado

Maestría en Gestión de Mercados Eléctricos Regulados

**ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO
REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE BATERÍAS EN PROYECTOS DE
GENERACIÓN SOLAR**

Ing. Chrystian Gustavo Celada Benítez

Asesorado por el M. Sc. Ing. Juan Carlos Pozuelos

Guatemala, enero de 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA
OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE
BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ING. CHRYSTIAN GUSTAVO CELADA BENÍTEZ
M. SC. ING. JUAN CARLOS POZUELOS BUEZO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
MAESTRO EN GESTIÓN DE MERCADOS ELÉCTRICOS REGULADOS

GUATEMALA, ENERO DE 2024

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO A. I.	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Ing. Kevin Vladimir Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN DE DEFENSA DE TESIS

DECANO A. I.	Ing. José Francisco Gómez Rivera
EXAMINADOR	Mtra. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Carlos Alfredo Bój de León
SECRETARIO	Mtro. Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

DISEÑO DE INVESTIGACIÓN PARA LA ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR

Tema que me fue asignado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 7 de noviembre de 2022.

Ing. Chrystian Gustavo Celada Benítez

LNG.DECANATO.OI.013.2024

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Estudios de Posgrado, al Trabajo de Graduación titulado: **ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR**, presentado por: **Ing. Chrystian Gustavo Celada Benítez**, que pertenece al programa de Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Ing. José Francisco Gómez Rivera

Decano a.i.

Guatemala, enero de 2024

JFGR/gaac



Guatemala, enero de 2024

LNG.EEP.OI.013.2024

En mi calidad de Directora de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen del asesor, verificar la aprobación del Coordinador de Maestría y la aprobación del Área de Lingüística al trabajo de graduación titulado:

“ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR”

presentado por **Ing. Chrystian Gustavo Celada Benítez** correspondiente al programa de **Maestría en artes en Gestión de mercados eléctricos regulados** ; apruebo y autorizo el mismo.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”


Mtra. Inga Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería



Guatemala, 27 de julio de 2023

M.A. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrado
Presente

Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el **INFORME FINAL y ARTÍCULO CIENTÍFICO** titulado: **ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL DEBIDO A LA INTEGRACIÓN DE BATERÍAS EN PROYECTOS DE GENERACIÓN SOLAR** del estudiante **Chrystian Gustavo Celada Benítez** quien se identifica con número de carné **9530968** del programa de Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados.

Con base en la evaluación realizada hago constar que he evaluado la calidad, validez, pertinencia y coherencia de los resultados obtenidos en el trabajo presentado y según lo establecido en el **Normativo de Tesis y Trabajos de Graduación aprobado por Junta Directiva de la Facultad de Ingeniería Punto Sexto inciso 6.10 del Acta 04-2014 de sesión celebrada el 04 de febrero de 2014**. Por lo cual el trabajo evaluado cuenta con mi aprobación.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.



Msc. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador
Maestria En Gestion De Mercados Electricos Regulados
Escuela de Estudios de Postgrado



Guatemala, 27 de julio de 2023

M.A. Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
Directora
Escuela de Estudios de Postgrados
Presente

Estimada M.A. Inga. Cordova Estrada

Por este medio informo a usted, que he revisado y aprobado el Trabajo de Graduación y el Artículo Científico: **"ESTIMACIÓN DEL IMPACTO ECONÓMICO POR EL CAMBIO EN LA METODOLOGÍA DE LA CONCILIACIÓN DE TRANSACCIONES POR DESVIACIONES EN TIEMPO REAL EN EL SISTEMA ELÉCTRICO REGIONAL PARA GUATEMALA EN EL AÑO 2019"** del estudiante **Carlos Andrés Pérez Noriega** del programa de **Maestría En Gestion De Mercados Electricos Regulados** identificado(a) con número de carné 200815424.

Agradeciendo su atención y deseándole éxitos en sus actividades profesionales me suscribo.

Juan Carlos Pozuelos Buezo
Ingeniero Electricista
Colegiado No. 7702

Msc. Ing. Juan Carlos Pozuelos Buezo

Colegiado No. 7702

Asesor de Tesis

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Ser supremo dador de vida, por permitirme concretar una más de mis metas.
Mis padres	Por haberme formado con principios y valores, por su amor y apoyo incondicional.
Mis hermanos	Caty, Renato y Ana Eugenia Celada, por su indeleble apoyo fraternal.
Mi esposa	Karen Meléndez, por su amor, confianza y total apoyo en nuestros proyectos de vida.
Mis hijos	María Renée, Sebastian y Paula, a quienes amo con todo mi ser.
Mis abuelos	Etelvina López (q. e. p. d.), Alberto Benítez (q. e. p. d.), Elena Robles (q. e. p. d.) y Ernesto Celada (q. e. p. d.), en su memoria con todo mi cariño.
Mi familia	Tíos, primos y amigos, que de una u otra manera me brindaron apoyo para cumplir metas y conseguir sueños; mi aprecio y agradecimiento sincero.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	<i>Alma mater</i> que me permitió nutrirme de conocimientos.
Facultad de Ingeniería	Por proporcionarme las herramientas que me han permitido formarme como profesional.
Ente Operador Regional	Institución que me ha permitido crecer en el ejercicio profesional.
Maestros, amigos y colegas	En especial a Acner Cano, Carlos Cojulún, Carlos Estévez y Hugo Cabrera, por haber compartido sus conocimientos y experiencias para mi formación profesional.
Mi asesor	M. Sc. Ing. Juan Carlos Pozuelos, por su amistad, apoyo y compromiso profesional en el desarrollo de este trabajo.
Familia y amigos en general	Quienes me han inspirado a lo largo de este emocionante viaje; su inquebrantable apoyo ha sido mi mayor motivación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	IX
GLOSARIO	XI
RESUMEN	XV
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XVII
OBJETIVOS.....	XXV
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO	XXVII
INTRODUCCIÓN	XXIX
1. ANTECEDENTES	1
2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. Recursos naturales renovables	5
2.2. Energía solar fotovoltaica	5
2.3. Sistema fotovoltaico	7
2.4. Sistemas de almacenamiento de energía.....	9
2.4.1. Tecnologías del almacenamiento	9
2.4.2. Selección del almacenamiento	11
2.5. Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional.....	17
2.6. Mercado eléctrico regional.....	17
2.7. Sistema eléctrico regional.....	17
2.8. Red de transmisión regional	18
2.9. Modelo de simulación SDDP	18
2.9.1. El problema de despacho	18
2.9.2. Función objetivo.....	20

3.	DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN	23
3.1.	Características del estudio	23
3.1.1.	Diseño de investigación	23
3.1.2.	Enfoque de la investigación.....	23
3.1.3.	Alcance de la investigación	24
3.1.4.	Unidad de análisis	24
3.1.5.	Variables e indicadores	24
3.2.	Fases del estudio	26
3.2.1.	Fase 1: investigación.....	26
3.2.2.	Fase 2: <i>benchmarking</i>	26
3.2.3.	Fase 3: identificación de generadores solares	28
3.2.4.	Fase 4: conformación de los escenarios de estudio.....	30
3.3.	Técnicas de análisis de información.....	38
3.3.1.	Métodos de análisis de datos	38
3.3.2.	Estimaciones de las variables	39
3.3.3.	Variaciones.....	39
3.3.4.	Variación de los precios marginales.....	39
3.3.5.	Variación porcentual de los precios marginales	40
3.3.6.	Variación del costo operativo	41
3.3.7.	Variación porcentual del costo operativo.....	41
4.	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.....	43
4.1.	Despacho de generación solar fotovoltaica.....	43
4.1.1.	Despacho de generación solar fotovoltaica sin SAEB.....	43
4.1.2.	Despacho de generación solar fotovoltaica con SAEB.....	45
4.2.	Costos de operación del sistema	48
4.2.1.	Costo operativo del escenario sin SAEB.....	49

4.2.2.	Costo operativo del escenario con SAEB	51
4.2.3.	Variación del costo operativo.....	54
4.3.	Precios marginales	56
4.3.1.	Precios marginales del escenario sin SAEB.....	57
4.3.2.	Precios marginales del escenario con SAEB.....	58
4.3.3.	Variación de los precios marginales	60
4.3.4.	Variación porcentual de los precios marginales	62
5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS	65
5.1.	Variación del costo operativo.....	66
5.2.	Variación de los precios marginales	66
	CONCLUSIONES	69
	RECOMENDACIONES	71
	REFERENCIAS	73

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

Figura 1.	Capacidad de generación instalada en el año 2021	XVIII
Figura 2.	Expansión de generación fotovoltaica estimada (en MW)	XIX
Figura 3.	Árbol del problema.....	XXI
Figura 4.	Tipos de células fotovoltaicas	6
Figura 5.	Esquema de un sistema fotovoltaico	8
Figura 6.	Clasificación de sistemas de almacenamiento por tipo de energía.....	10
Figura 7.	Matriz de duración de descarga y frecuencia de descarga.....	12
Figura 8.	Potencia nominal, energía y duración de la descarga	13
Figura 9.	Potencia nominal y duración de la descarga a potencia nominal	15
Figura 10.	Ciclo de vida eficiente de las tecnologías de almacenamiento de energía.....	16
Figura 11.	Proceso de decisión del despacho hidrotérmico.....	19
Figura 12.	Curvas de duración de carga mensuales en cinco bloques horarios.....	31
Figura 13.	Mapeo de bloques horarios, promedios mensuales	32
Figura 14.	Despacho fotovoltaico promedio de un mes para el escenario sin SAEB.....	44
Figura 15.	Despacho fotovoltaico mensual del año 2024 para el escenario sin SAEB.....	45
Figura 16.	Despacho fotovoltaico promedio de un mes para el escenario con SAEB	46

Figura 17.	Despacho fotovoltaico mensual del año 2024 para el escenario con SAEB	47
Figura 18.	Despacho promedio mensual por bloque de los SAEB para el año 2024	48
Figura 19.	Costo operativo anual para el escenario sin SAEB	50
Figura 20.	Distribución anual del costo operativo para el escenario sin SAEB.....	51
Figura 21.	Costo operativo anual para el escenario con SAEB.....	53
Figura 22.	Distribución anual del costo operativo para el escenario con SAEB.....	54
Figura 23.	Variación nominal y relativa de los costos operativos entre escenarios	56
Figura 24.	Precios marginales promedio anual por sistema en el escenario sin SAEB	58
Figura 25.	Precios marginales promedio anual por sistema en el escenario con SAEB	60
Figura 26.	Variación de los costos marginales entre escenarios.....	62
Figura 27.	Variación porcentual de los costos marginales entre escenarios	64

TABLAS

Tabla 1.	Variables e indicadores	25
Tabla 2.	Estructura de costos de batería de Iones de Litio LFP (Fosfato, hierro y litio).....	27
Tabla 3.	Centrales solares instaladas en el SER con capacidad igual o mayor a 25 MW	29
Tabla 4.	Proyectos de generación previstos para el largo plazo en Centro América	33

Tabla 5.	Capacidad de almacenamiento para cada proyecto de generación de la muestra	35
Tabla 6.	Opciones definidas en el modelo de simulación SDDP	36
Tabla 7.	Costos operativos para el escenario sin SAEB.....	49
Tabla 8.	Costos operativos para el escenario con SAEB	52
Tabla 9.	Variación de los costos operativos entre el escenario con SAEB y sin SAEB.....	55
Tabla 10.	Precios marginales promedio anual por sistema en el escenario sin SAEB.....	57
Tabla 11.	Precios marginales promedio anual por sistema en el escenario sin SAEB.....	59
Tabla 12.	Variación de los costos marginales entre escenarios	61
Tabla 13.	Variación porcentual de los costos marginales entre escenarios	63

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
\$	Dólar estadounidense
h	Horas
kW	Kilovatio
kV	Kilovoltio
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
%	Porcentaje
P	Potencia
W	Vatio

GLOSARIO

CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. La CRIE es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional.
EOR	Ente Operador Regional. El EOR es la entidad regional encargada de planificar la Red de Transmisión Regional (RTR), dirigir y coordinar la operación técnica del Sistema Eléctrico Regional (SER) y realizar la gestión comercial del Mercado Eléctrico Regional (MER) de América Central.
ERV	Energías renovables variables. Son fuentes de energía inherentemente intermitentes y dependen de factores naturales que varían con el tiempo; no pueden generar electricidad de manera constante, ya que su disponibilidad fluctúa según condiciones naturales como la luz solar, el viento, las mareas, la temperatura y otros factores climáticos.
IEA	Agencia Internacional de la Energía. Es una agencia autónoma dentro de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), cuyo objetivo principal es promover la seguridad energética, la eficiencia energética, la transición hacia fuentes de

energía más limpias y la cooperación energética internacional.

IEC

International Electrotechnical Commission. Es la organización internacional de normalización que se enfoca en la elaboración de normas y estándares para la industria eléctrica y electrónica a nivel mundial y tiene como objetivo principal promover la estandarización de tecnologías y equipos eléctricos y electrónicos para garantizar su seguridad, interoperabilidad y eficiencia en una escala global.

IRENA

Agencia Internacional de las Energías Renovables. Es una organización internacional que tiene por objeto promover el uso de energías renovables en todo el mundo.

Li-Ion

Batería de iones de litio. Son un tipo de batería recargable, conocidas por su alta densidad de energía, larga vida útil y la capacidad de recargarse repetidamente.

MER

Mercado Eléctrico Regional. El MER es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los agentes del mercado, conformado a nivel regional por los países miembros del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central.

MIT	Instituto Tecnológico de Massachusetts.
ODS	Operador del Sistema Eléctrico de Honduras. Entidad encargada de la Operación del Sistema Eléctrico, la Administración del Mercado Mayorista y la planificación de largo plazo de expansión de la generación y de las redes de transmisión del sistema eléctrico de Honduras.
RMER	Reglamento del Mercado Eléctrico Regional.
RTR	Red de Transmisión Regional. La RTR la integran los sistemas interconectados nacionales de la región, que juntamente con las líneas de interconexión existentes y futuras entre los países miembros posibilitan las transferencias de energía y las transacciones en el MER.
SDDP	Programación dinámica dual estocástica.
SAE	Sistemas de almacenamiento de energía.
SAEB	Sistemas de almacenamiento de energía con baterías.
SER	Sistema Eléctrico Regional. Sistema Eléctrico de América Central compuesto por los sistemas eléctricos de los Países Miembros.

RESUMEN

Los sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables variables, tal como la solar fotovoltaica, afrontan desafíos operativos debido a las variaciones diarias y estacionales del recurso, pero también debido a su proporción con relación a los otros recursos previstos en la programación del despacho diario.

Considerando el incipiente desarrollo de proyectos de energía fotovoltaica en los países del Mercado Eléctrico Regional (MER), fue analizado el impacto económico del acoplamiento de sistemas de almacenamiento con baterías (SAEB) en los proyectos solares fotovoltaicos instalados en el Sistema Eléctrico Regional (SER), una opción que se está volviendo cada vez más viable debido a los avances en investigación y desarrollo, que han contribuido a mejoras significativas en la capacidad de almacenamiento, eficiencia y vida útil de las baterías, pero que también ha ocasionado una reducción significativa de sus costos de producción.

Para estimar el impacto económico en la operación del SER debido a la incorporación de SAEB en proyectos solares fotovoltaicos, se efectuó la comparación de los costos operativos y los costos marginales del sistema, simulando la operación del SER con el modelo de optimización SDDP en un horizonte de 15 años, abarcando los años 2023 a 2038, en dos situaciones; una situación ficticia en la que están acoplados SAEB en los proyectos fotovoltaicos, y la situación existente, en la que dichos proyectos fotovoltaicos no cuentan con SAEB.

Los resultados obtenidos muestran que el impacto económico por la incorporación de SAEB es positivo, debido que el costo operativo total del SER y los costos marginales del sistema se reducen en el escenario con SAEB respecto de los valores del escenario sin SAEB.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las centrales solares fotovoltaicas aportan energía a los sistemas eléctricos, pero debido a la variabilidad del recurso primario, esta energía no es gestionable, es decir, que la energía que estas inyectan a la red no es necesariamente la que se requiere, sino la que se recoge de los paneles solares, pudiendo ser que esta inyección sea mejor en otras horas donde la demanda es mayor. Adicionalmente, la variabilidad de esta generación demanda reservas en el sistema que permitan responder ante la pérdida de la generación renovable, y esta generación de reserva genera un costo adicional en la operación de los sistemas. Así mismo, existen otros factores, como la regulación primaria de frecuencia y la inercia del sistema que se deprimen cuando se incorpora generación fotovoltaica, lo cual resulta en limitantes para la penetración de este tipo de generación.

Sin embargo, estos problemas pueden solucionarse con la incorporación de SAE, de manera que la energía generada con fuentes renovables se vuelva gestionable, trasladando energía a horas de mayor necesidad, pero también reduciendo la reserva requerida debido a variabilidad, y en su lugar aportando flexibilidad al sistema. Todo esto debería reflejarse en una reducción del costo operativo, costo de reserva, y en consecuencia perfiles de precios marginales más favorables para los consumidores.

- Contexto general

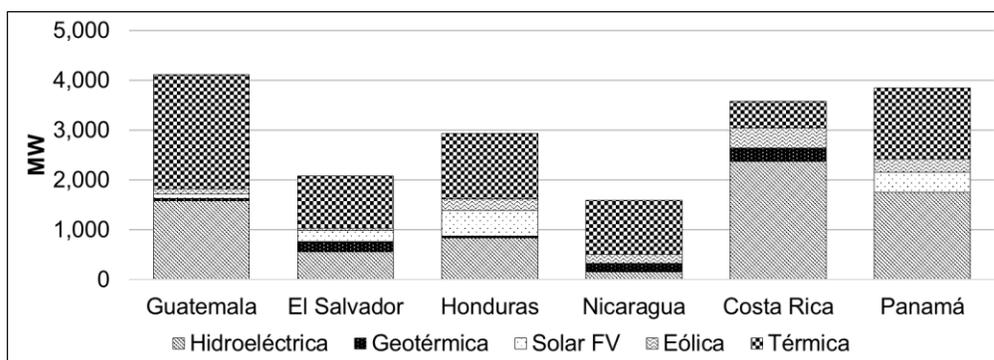
En los países centroamericanos se ha observado una incipiente incorporación de centrales de generación solar fotovoltaica; en el año 2012 se

tiene registro de la primera planta fotovoltaica de 1 MW en Costa Rica y en el año 2014 los primeros 5 MW en Guatemala con el inicio de operaciones de la central solar Sibó. Más adelante, el año 2015 entran en operación 15 proyectos fotovoltaicos que agregan 477.3 MW a la matriz eléctrica, siendo estos los proyectos Horus 1 y 2 que suman 80 MW de capacidad en Guatemala, el proyecto solar Chiriquí de 9 MW en Panamá, y 12 proyectos en Honduras suman 388 MW. En los siguientes años se han incorporado gradualmente otros proyectos al sistema; en el año 2021 el Ente Operador Regional (EOR) reportó 1,240.9 MW de capacidad instalada de centrales fotovoltaicas en los países de la región de América Central, sin contabilizar las instalaciones pequeñas conectadas en las redes de distribución. A esa fecha los países que contabilizan la mayor capacidad instalada son Honduras, Panamá, El Salvador y Guatemala, con 510.8 MW, 399.2 MW, 219 MW y 92.5 MW, respectivamente.

En la siguiente figura se muestra la capacidad de generación instalada por tipo de recurso en los países de América Central en el año 2021.

Figura 1.

Capacidad de generación instalada en el año 2021

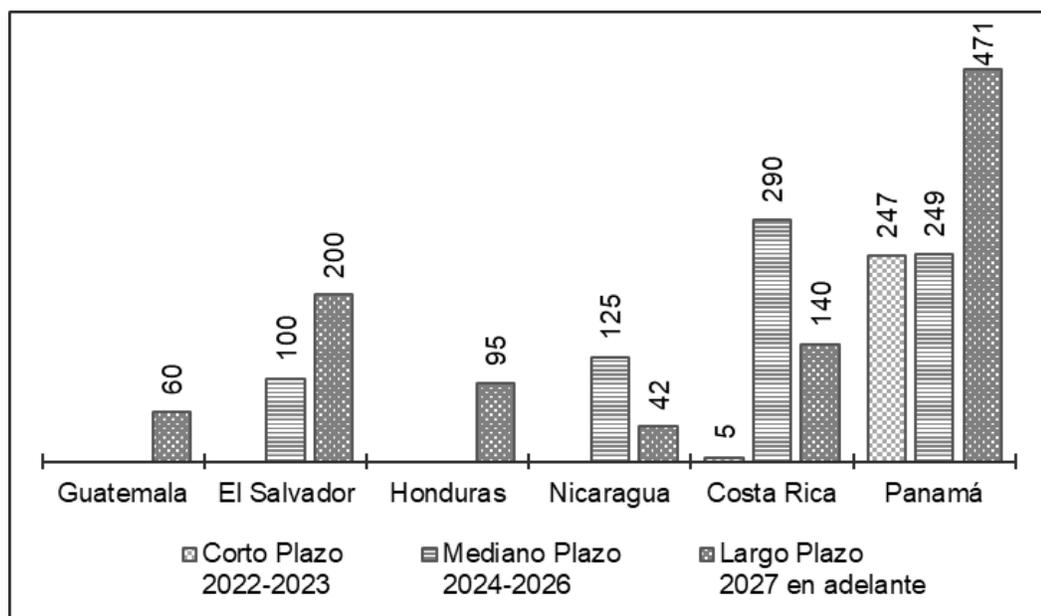


Nota. Capacidad de generación instalada en los países de Centroamérica por tipo de recurso. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Con relación a los proyectos para desarrollar la expansión de generación, el EOR refiere, que entre los años 2022 y 2026 se consideran más de 1,000 MW en proyectos solares con alta certidumbre para la región y otros 1,000 MW de este tipo de proyectos definidos como posibles opciones para la expansión de largo plazo, a partir del año 2027 en adelante.

Figura 2.

Expansión de generación fotovoltaica estimada (en MW)



Nota. Capacidad de generación solar fotovoltaica prevista para incorporarse en los países de Centroamérica en el corto, mediano y largo plazo. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Debido a la dinámica con la que se han incorporado las centrales fotovoltaicas en los sistemas de la región, los operadores de los sistemas (OS) han experimentado desafíos para la operación, principalmente relacionados con la variabilidad y la incertidumbre de este tipo de generación, pero también debido

a la proporción de este tipo de energía respecto de la demanda que se espera servir y las condiciones operativas imperantes en los sistemas.

De esa cuenta varias investigaciones muestran que estos retos pueden abordarse por medio de la implementación de SAE.

- Descripción del problema

Los sistemas eléctricos con alta penetración de ERV deben afrontar desafíos operativos, debido a la variabilidad del recurso y a la proporción de este tipo de generación con relación a los otros recursos previstos para el despacho, así como la demanda que se requiere suministrar. Debido a estas situaciones, los sistemas han requerido contar con suficientes reservas para garantizar su operación segura y confiable, lo que tiene un efecto directo en los costos operativos.

Esta situación es una realidad en Centroamérica, tal es el caso del sistema eléctrico de Honduras, con 2,937.2 MW de capacidad instalada en el año 2021, de la cual el 25.4 % corresponde a ERV, mayormente solar fotovoltaica (el 68 % de estas), la cual se encuentra concentrada en los departamentos de Choluteca y Valle, localizados geográficamente en el sur del país, muy distantes del centro de carga del sistema que se encuentra localizado en los departamentos de San Pedro Sula y Tegucigalpa, en la zona norte del territorio. Esta situación requirió que el Operador del Sistema de Honduras (ODS) estableciera criterios y procedimientos operativos para gestionar la generación renovable (ODS, 2022).

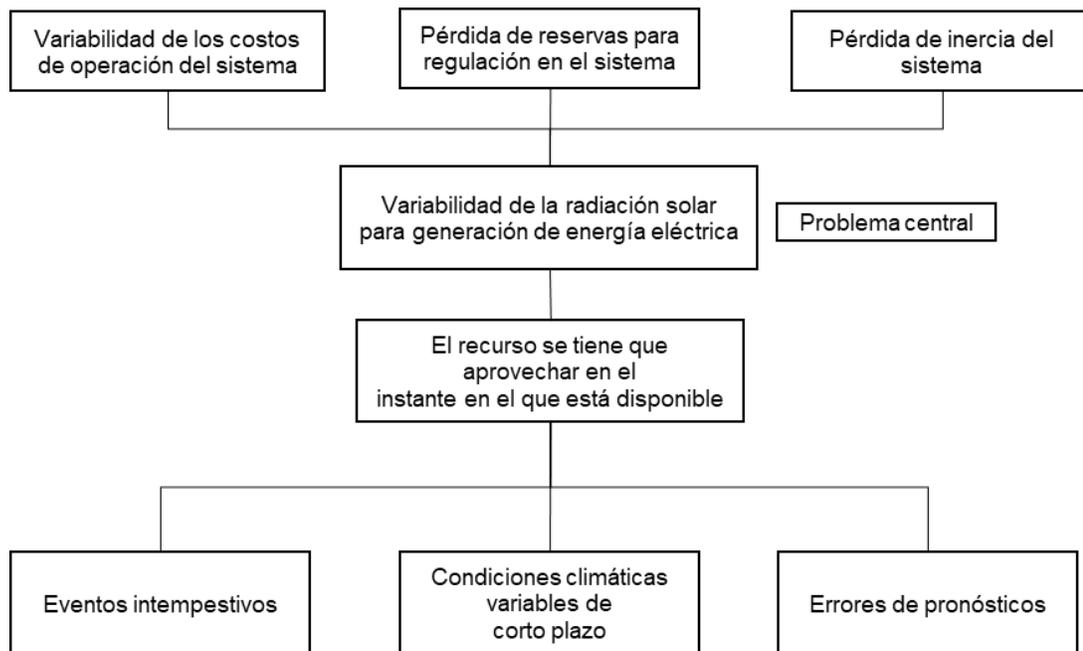
Señalando dentro de las principales limitantes para despachar de este tipo de generación su alta variabilidad con afectación en los límites de reserva para regulación secundaria de frecuencia en el control automático de generación

(AGC), así como el exceso de este tipo de recurso en relación a la demanda que se debe suministrar, a la vez que se debe tener en cuenta los requerimientos de generación térmica con restricciones operativas (mínimos técnicos, rampas de subida y bajada o tiempos de operación), y otras condiciones operativas particulares del Sistema Interconectado Nacional hondureño (SIN).

Tomando en consideración lo expuesto, se presenta a continuación el esquema que describe el árbol del problema:

Figura 3.

Árbol del problema



Nota. Causas y efectos debido a la variabilidad de la generación solar fotovoltaica. Elaboración propia, empleando Microsoft Visio.

- Formulación del problema

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se plantean a continuación las preguntas que dieron vida al problema:

Pregunta central

¿Cómo evaluar el impacto económico en el costo operativo del sistema eléctrico regional, debido a la implementación de sistemas de almacenamiento con baterías en proyectos de generación solar?

Preguntas auxiliares

Para responder a la interrogante central se deberán contestar las siguientes preguntas auxiliares:

- ¿De qué manera se pueden identificar los distintos tipos de baterías disponibles para acoplar a proyectos de generación solar del sistema eléctrico regional?
- ¿Qué capacidades de almacenamiento serán evaluadas en los proyectos de generación solar?
- ¿Qué aspectos considerar para estimar el impacto económico en el costo operativo del sistema eléctrico regional por la implementación de sistemas de almacenamiento con baterías en los proyectos de generación solar?

- Delimitación del problema

A continuación, se presenta la delimitación del problema de investigación:

- Delimitación contextual

El problema de investigación se contextualiza en la región de América Central, para lo cual se utilizará una base de datos energética del EOR, en la que se incorporarán SAEB a las centrales de generación solar fotovoltaica que ya se encuentran operativas, así como las centrales proyectadas para la expansión de generación, de tal manera que sea posible estimar el impacto económico por medio de la simulación operativa del sistema.

- Delimitación geográfica

El problema de investigación se delimitará a los países de Centro América y Panamá, siendo estos los países que conforman el Mercado Eléctrico Regional (MER), así como el Sistema Eléctrico Regional (SER) el cual integran por medio de las interconexiones eléctricas de los seis sistemas.

- Delimitación temporal

El estudio se enmarcará en un horizonte de diez años, partiendo del año 2023 y finalizando en el año 2032, con el propósito de tener un período de análisis considerablemente amplio que permita estimar el impacto económico de la implementación de los SAEB comparado con su vida útil y correspondientes costos de inversión.

OBJETIVOS

General

Estimar el impacto económico en la operación del sistema eléctrico regional de América Central debido a la implementación de sistemas de almacenamiento con baterías en los proyectos de generación solar.

Específicos

1. Identificar los distintos tipos de baterías disponibles en el mercado para implementar en los proyectos de generación solar del sistema eléctrico regional de América Central.
2. Determinar las capacidades de los sistemas de almacenamiento que se deben asociar a cada proyecto de generación solar instalado en el sistema eléctrico regional de América Central.
3. Comparar los costos operativos y precios marginales estimados para el sistema eléctrico regional, con y sin sistemas de almacenamiento con baterías asociados a proyectos de generación solar.

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

El presente estudio se enfocó en analizar el impacto económico debido a la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en las centrales de generación solar fotovoltaica del sistema eléctrico regional (SER) de Centroamérica, centrándose en el cambio del costo operativo y los precios marginales del sistema. Para alcanzar este objetivo, se siguió una metodología basada en el análisis de simulaciones operativas de dos escenarios, con y sin sistemas de almacenamiento, por medio del modelo de despacho hidrotérmico SDDP.

En una primera fase del estudio, se realizó la investigación y consulta de fuentes bibliográficas relacionadas con este estudio, para fundamentar los antecedentes y el marco teórico

En la segunda fase, se consultaron sitios web de dos laboratorios nacionales del Departamento de Energía de Estados Unidos para recopilar información técnica y económica de sistemas de almacenamiento para incorporar a centrales solares fotovoltaicas; se seleccionó el sistema más adecuado para los objetivos del estudio y se estableció el correspondiente costo de inversión.

En la siguiente fase se identificaron las centrales fotovoltaicas de la base de datos SDDP a las que se incorporaron los SAEB para realizar las evaluaciones del estudio, basados en dos criterios definidos en la unidad de análisis, siendo estos que la capacidad fuera mayor o igual a 25 MW y las centrales estuvieran operativas o previstas para incorporarse al sistema a más tardar en enero de 2024.

En la última fase, se conformaron los dos escenarios SDDP, con SAEB y sin SAEB, y se realizaron las simulaciones para un horizonte de quince años, de 2023 a 2037, complementando el parque generador con los proyectos futuros que ya se encontraban modelados en la base de datos y cuyas fechas se definieron según los cronogramas de expansión de generación de cada uno de los países.

Finalmente, se realizaron las evaluaciones de los resultados obtenidos en los escenarios simulados, y se identificó el impacto económico debido a la incorporación de los SAEB en las centrales fotovoltaicas del SER. Se presentaron conclusiones y recomendaciones basadas en los hallazgos del estudio, destacando las implicaciones económicas de esta tecnología y su potencial contribución al SER.

En este resumen se destacan las fuentes de información utilizadas, el modelado y la simulación del SER; así como el desarrollo del análisis de los escenarios para evaluar el impacto económico debido a la incorporación de SAEB en centrales solares fotovoltaicas. Los resultados obtenidos contribuyen a comprender los beneficios económicos y la viabilidad de esta tecnología.

INTRODUCCIÓN

En la búsqueda constante de soluciones energéticas más sostenibles y eficientes, la implementación de sistemas de almacenamiento para centrales fotovoltaicas está ganando relevancia en la actualidad. Estos sistemas permiten obtener, almacenar y entregar la energía producida por fuentes solares, para su utilización en los períodos de mayor requerimiento, optimizando así la producción con base en recursos renovables.

Estos sistemas permiten mitigar uno de los principales desafíos de la energía solar: la intermitencia y la variabilidad de su producción, al almacenar el excedente de energía en momentos de alta generación y liberarla cuando la demanda es mayor o durante periodos de menor radiación solar.

El presente estudio se propone estimar el impacto económico en la operación del sistema eléctrico regional de América Central debido a la implementación de sistemas de almacenamiento con baterías en centrales fotovoltaicas, a través de la evaluación del cambio del costo operativo y de los precios marginales del sistema.

Con el análisis de estos aspectos económicos, esta investigación pretende brindar una visión holística sobre el rol de los sistemas de almacenamiento acoplados a centrales fotovoltaicas en la condición energética actual y futura del sistema eléctrico regional de Centroamérica. Asimismo, se espera proporcionar información de valor para los responsables de la toma de decisiones en política y regulación energética, operadores e inversionistas interesados en participar en el desarrollo sostenible y económicamente viable.

El trabajo se desarrolló en tres capítulos, en el primero se definen las características del estudio, las técnicas de análisis de la información y los métodos de análisis de datos. En el segundo capítulo se desarrolla la presentación de resultados, y en el tercer capítulo se desarrolla la discusión de estos.

1. ANTECEDENTES

Entre diferentes estudios realizados sobre implementación de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE), dependiendo de la región o país, el horizonte de análisis y del objetivo del estudio, los resultados pueden ser contrapuestos, por cuanto el interés de abordar el tema surge de la observación del avance tecnológico y la tendencia de abaratamiento de los equipos, así como el enfoque de las aplicaciones en la operación de los sistemas eléctricos, pero también los criterios para la selección óptima de los equipamientos.

Al respecto de las energías renovables variables (ERV), IRENA expone en su publicación *RE-organising power systems for the transition*, que los sistemas de energía con una alta proporción de ERV plantea mayores desafíos de integración, teniendo en cuenta su alta incertidumbre y variabilidad, pero soluciones de acoplamiento como el uso de sistemas de almacenamiento ayudan a mitigar estos desafíos (IRENA, 2022).

Con relación al análisis de beneficio de SAE, la Agencia Internacional de la Energía (IEA), en su reporte de seguimiento sobre Almacenamiento de Energía (2021) refiere que un enfoque preferido para priorizar las aplicaciones de más fácil acceso se basa en la necesidad de acoplar las energías renovables variables con sistemas de almacenamiento alineando su remuneración a los beneficios que producen en el sistema.

El Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT), expone en su estudio *The future of Energy Storage* (2022), que los sistemas profundamente descarbonizados con abundantes sistemas de energía con almacenamiento

dominantes de ERV, impactará en la distribución de los precios marginales de la energía, con muchas horas de precios cero o muy bajos y más horas de precios altos, en comparación con los precios mayoristas actuales. Lo anterior deriva de los costos fijos (de capital) relativamente altos y costos operativos relativamente bajos, comparados con los sistemas de energía actuales que dependen en gran medida de generadores térmicos.

El mismo estudio del MIT señala también que la tendencia de los precios mayoristas futuros de la electricidad, así como el objetivo de descarbonizar otros sectores a través de la electrificación (con electricidad descarbonizada), refuerzan el beneficio de adoptar opciones de gestión de carga y precios minoristas para recompensar a los consumidores por cambiar los usos de electricidad en los momentos en que los precios mayoristas altos dan señales de escasez así como cuando los precios mayoristas bajos dan señales de abundancia.

Argyrou et al., (2018) refieren que los SAE son elementos clave para un nuevo mundo energético inteligente, basado principalmente en las diferentes formas de energías renovables, reforzando la calidad, la estabilidad y la fiabilidad de los sistemas. Sin embargo, para seleccionar el método de almacenamiento adecuado deben considerarse varios parámetros, como el costo de capital y costo operativo, la densidad de potencia y la densidad de energía, la vida útil, el ciclo de vida y la eficiencia.

Por otra parte, para la selección de la capacidad óptima de SAE, los autores del estudio *Impact of Energy Storage on Economic Dispatch of Distribution Systems: A Multi-Parametric Linear Programming Approach and Its Implications* (Wei et al., 2020) proponen un modelo lineal multiparamétrico para cuantificar el impacto económico de los SAE en la operación de sistemas de

distribución, llegando a dos conclusiones generales interesantes, la primera relacionada a la inversión, para la que refieren que los mayores beneficios en función de la capacidad de carga se obtienen cuando la capacidad de carga o la capacidad de energía es muy pequeña; y la segunda relativa a la relación óptima energía-potencia, la cual determinan en valores entre 5 y 6 como resultado de la función de valor óptimo propuesto.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Recursos naturales renovables

Según Vega y Ramírez (2014) indica que:

Se denominan recursos naturales a los propios del suelo y del mar, donde se encuentran los principales productos bióticos, como los animales, peces, bosques y plantas. Estos recursos se consideran renovables si su tasa de recuperación es superior a la de su extracción. (p. 21)

Al respecto Méndez y Cuervo (2007), indican que “las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana. Además, tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ella” (p. 16).

Se consideran renovables también la energía solar, la cual es inagotable, la energía del viento y del agua, originados también por la energía del sol, principal fuente de energía del planeta Tierra. La geotermia también se considera recurso renovable, por la inmensa cantidad de este recurso.

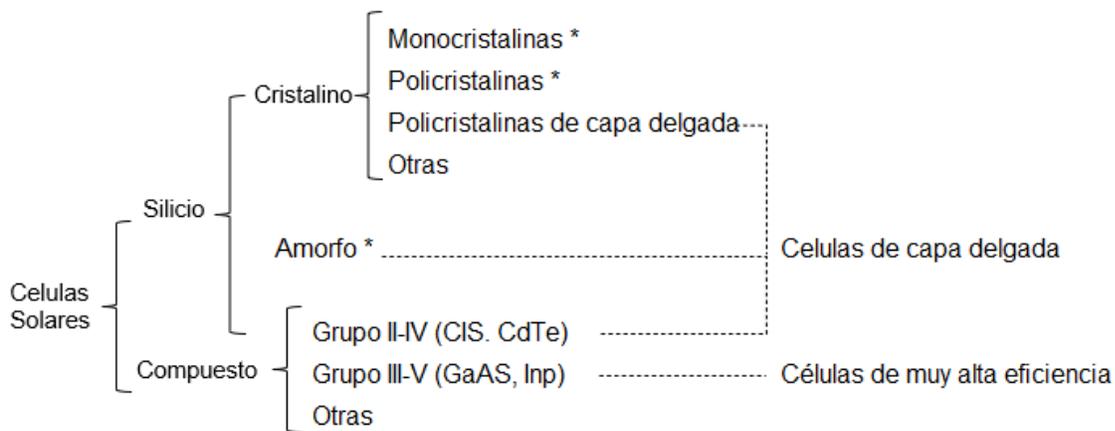
2.2. Energía solar fotovoltaica

“La energía solar fotovoltaica permite transformar la radiación solar en energía eléctrica, por medio de células fotovoltaicas” (Méndez y Cuervo, 2007, p 28).

En el mercado existen varias tecnologías de células fotovoltaicas; Carta, Calero, Colmenar y Castro (2009), presentan una clasificación de las más comunes, la cual se presenta en la siguiente figura:

Figura 4.

Tipos de células fotovoltaicas



* Tecnologías más comunes y extendidas comercialmente

Nota. Esquema de los diferentes tipos de células fotovoltaicas según el tipo de tecnología. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel, con información de Carta *et. al.* (2009). *Centrales de energías renovables. Generación eléctrica con energías renovables.*

Las células de silicio monocristalino son las más utilizadas en la actualidad y son fabricadas a base de lingotes puros de silicio (los mismos que los utilizados en la fabricación de chips electrónicos), mientras que las células policristalinas se fabrican a partir de piezas de silicio monocristalino refundido. En este último caso se obtiene una eficiencia menor a las células monocristalinas, sin embargo, su coste de fabricación es menor. Las células de silicio amorfo se obtienen a partir de la deposición de capas delgadas sobre vidrio, su eficiencia es menor

que las células de silicio cristalino y por esta razón se utilizan en aplicaciones de pequeña potencia, como calculadoras, relojes y otras (Pep, 2007).

En el caso de las células compuestas, el semiconductor es aplicado de forma pulverizada sobre un substrato, el cual no requiere ser cortado como ocurre con las células cristalinas. Entre este tipo de células podemos mencionar las de seleniuro de cobre e indio (CIS), las de telurio de cadmio (CdTe), así como las de arseniuro de galio (GaAS) y las de fosfuro de indio (InP).

2.3. Sistema fotovoltaico

Méndez y Cuervo (2007), definen los sistemas fotovoltaicos como “un conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para la energía solar y transformarla en energía eléctrica” (p. 16).

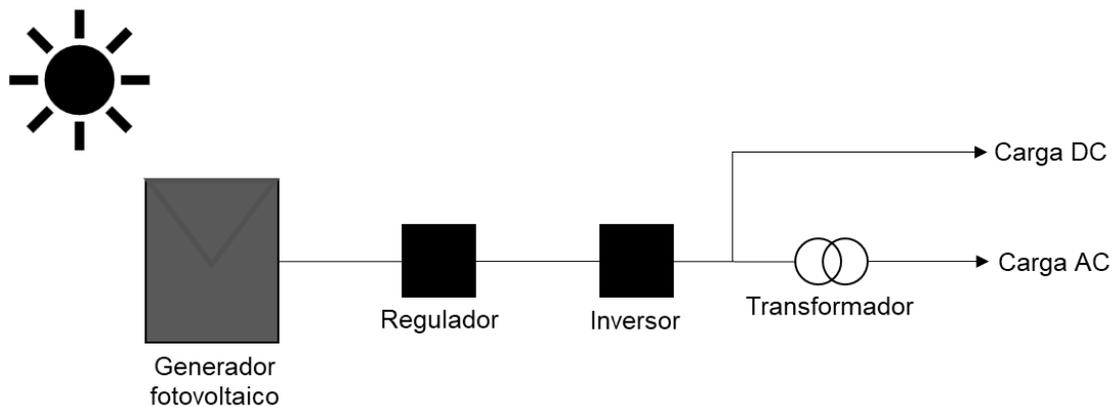
Los mismos autores refieren que los sistemas fotovoltaicos pueden conformarse de forma variada, y definen dentro de los componentes esenciales los siguientes:

- Generador fotovoltaico: células fotovoltaicas en arreglos modulares, encargados de captar la radiación solar y convertirla en energía eléctrica.
- Inversor: equipo encargado de convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, ya sea para alimentar directamente la carga en sistemas aislados, o para inyectar la energía a la red eléctrica.
- Elementos de protección: elementos para proteger el sistema en caso de falla o sobrecarga.

En la figura que sigue a continuación se presenta el esquema básico de un sistema solar fotovoltaico.

Figura 5.

Esquema de un sistema fotovoltaico



Nota. Componentes del esquema básico de un sistema solar fotovoltaico. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel, con información de Méndez y Cuervo. (2007). *Energía solar fotovoltaica.*

La tecnología fotovoltaica permite alimentar instalaciones aisladas de la red eléctrica, conectarse cerca de los puntos de consumo como sistemas de generación distribuida o conformar granjas solares conectadas a la red de alta tensión. En el primer caso, el sistema producirá energía eléctrica siempre que haya sol, o se puede complementar con baterías, de tal manera que durante el día se pueda almacenar energía para su uso durante la noche.

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica, ya sea como generación distribuida o como granjas solares en redes de alta tensión, por lo general están conectados directamente a la red, inyectando la energía generada durante las horas de insolación. En este caso generalmente se prescinde de

baterías debido a su alto coste, de tal manera que los sistemas fotovoltaicos resulten económicamente viables.

2.4. Sistemas de almacenamiento de energía

El almacenamiento de energía es una parte clave de la red eléctrica de nueva generación, jugando un papel importante en la penetración y aprovechamiento de las energías renovables (Zhang *et. al.*, 2021).

Esto porque su implementación será determinante para la eficiencia del sistema, y por lo tanto para su costo de operación (Olabi, Onumaegbu, Wilberforce, Ramadan, Abdelkareem y Al – Alami, 2021).

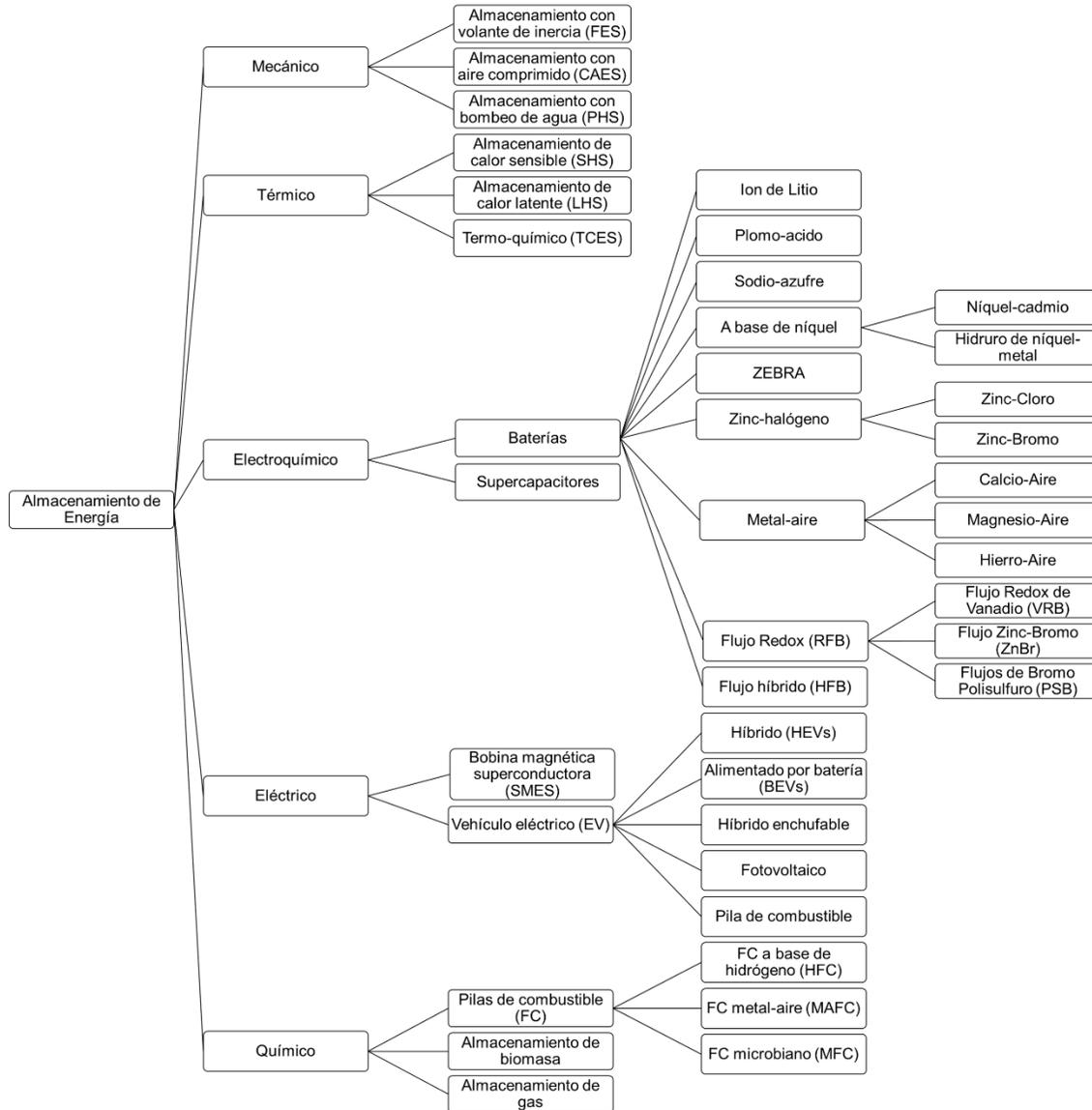
2.4.1. Tecnologías del almacenamiento

Los SAE pueden clasificarse según las características de interés, como pueden ser sus propiedades de almacenamiento o su funcionalidad. De acuerdo con el tipo de energía, podemos identificar cuatro tipos fundamentales de SAE: mecánico, térmico, electroquímico, eléctrico y químico.

En la siguiente figura se muestra la clasificación de los sistemas de almacenamiento de energía en un esquema detallado.

Figura 6.

Clasificación de sistemas de almacenamiento por tipo de energía



Nota. Esquema de clasificación de sistemas de almacenamiento según el tipo de energía
 Elaboración propia, empleando Microsoft Power Point, con información de Zhang *et. al.* (2021). *A review of technologies and applications on versatile energy storage systems.*

2.4.2. Selección del almacenamiento

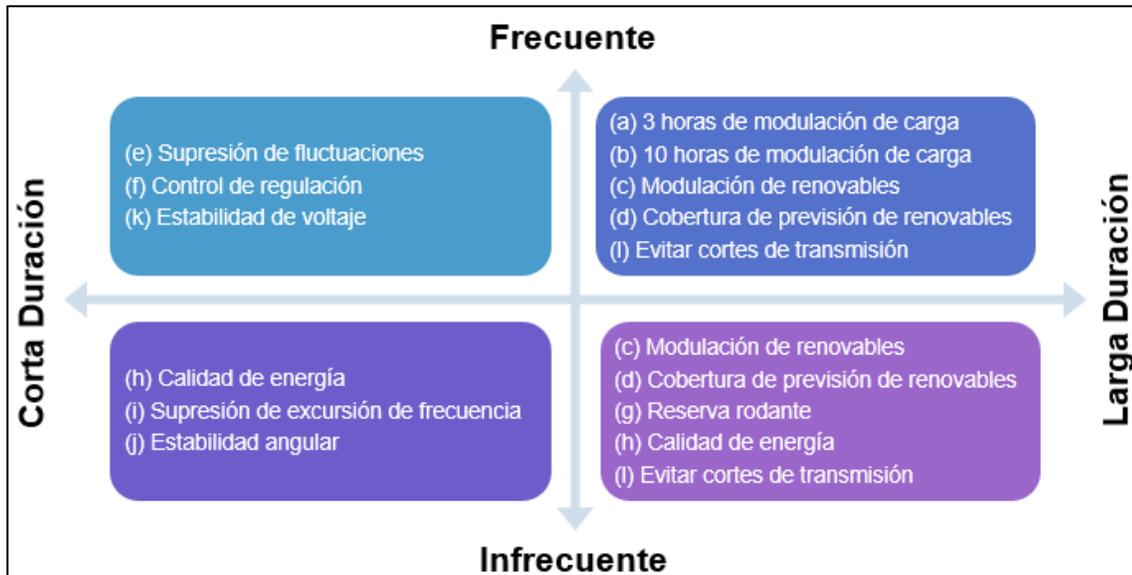
El método de almacenamiento adecuado debe seleccionarse en función de varios parámetros, como el costo de capital y operativo, la densidad de potencia, la densidad de energía, la vida útil y el ciclo de vida y la eficiencia, así como la capacidad y la portabilidad (Argyrou *et. al.*, 2018).

Por su parte Carnegie, Gotham, Nderitu y Preckel (2013), sugieren que debe considerarse la aplicación específica para la que se utilizará la tecnología, puesto que hay una amplia variedad de aplicaciones potenciales, muchas con requisitos técnicos muy diferentes que pueden cumplirse mejor con diferentes tecnologías.

En este sentido Carnegie *et. al.* (2013), exponen que es posible clasificar la aplicación con base en dos criterios, la duración de la descarga y la frecuencia de dicha descarga, siendo posible que algunas aplicaciones puedan clasificarse tanto para corta duración como para larga duración, o bien para descarga frecuente o infrecuente, de tal manera que una misma tecnología de almacenamiento puede utilizarse para más de una aplicación. Para explicar lo anterior plantean una matriz en la que clasifican las diferentes aplicaciones de los SAE en cuatro cuadrantes, delimitados por los dos criterios indicados.

Figura 7.

Matriz de duración de descarga y frecuencia de descarga



Nota. Matriz de duración de descarga y frecuencia de descarga de sistemas de almacenamiento. Elaboración propia, empleando Power Point, con información de Carnegie *et al.* (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems*.

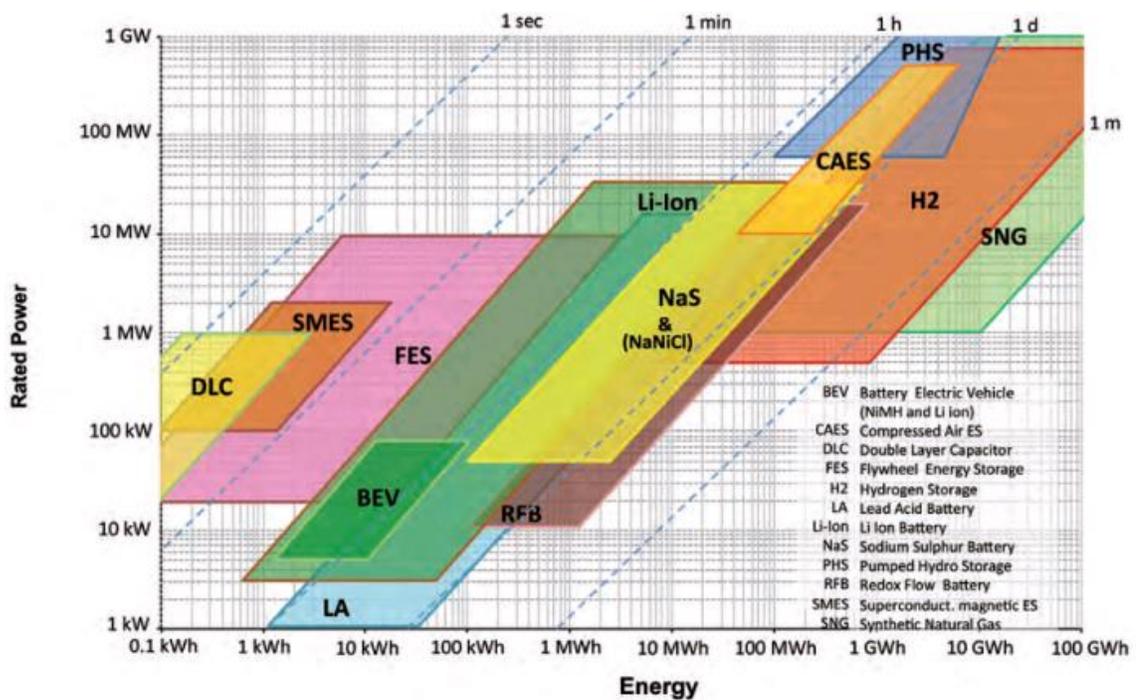
Para integración de ERV pueden utilizarse sistemas de almacenamiento con descargas de larga duración, que requieren suficiente capacidad de almacenamiento para descargas prolongadas (generalmente una o más horas), para aplicaciones de arbitraje de energía; sistemas con descargas de corta duración, que valoran la capacidad de carga o descarga rápida (generalmente de unos segundos a varios minutos), para aplicaciones de control de regulación, así como descargas frecuentes, que requieren que la energía almacenada se descargue y recargue en más de 20 ocasiones al año o que se realice en ciclos continuos (Carnegie *et al.*, 2013).

Con relación a la adecuada selección del SAE, Carnegie *et. al.* (2013), sugieren evaluar tres comparaciones; la primera que relaciona la potencia nominal, la energía nominal y la duración de la descarga, la segunda con base en la potencia nominal y duración de la descarga a potencia nominal, y la tercera en función de la duración de las descargas respecto de la potencia nominal.

A continuación, se presentan las figuras para realizar los tres análisis comparativos, así como una breve explicación de cada una de ellas.

Figura 8.

Potencia nominal, energía y duración de la descarga



Nota. Cartilla de clasificación de sistemas de almacenamiento. Obtenido de R. Carnegie *et. al.* (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems* (p. 64). State Utility Forecasting Group.

En este gráfico logarítmico doble, la potencia nominal (kW) se compara con el contenido de energía (kWh) de los SAE, pero también es posible distinguir el tiempo de descarga nominal a potencia nominal, abarcando un rango de segundos a meses (IEC, 2011).

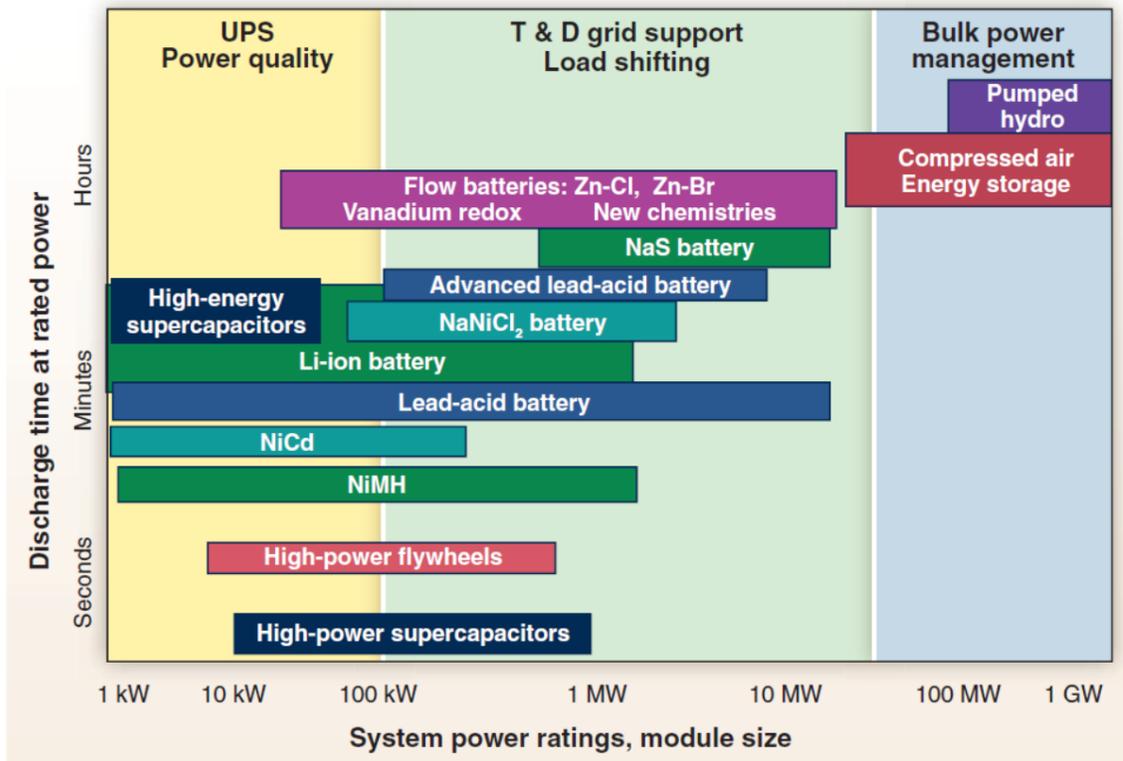
Como puede observarse, las tecnologías en la parte inferior izquierda (capacitores de doble capa, SMES y FES) se utilizan principalmente para aplicaciones de potencia, mientras que, al avanzar en el gráfico hacia la esquina superior derecha, las tecnologías son más idóneas para las aplicaciones energéticas (Carnegie *et. al.*, 2013)

Si bien no todos los SAE están actualmente disponibles comercialmente en los rangos que se muestran en el gráfico, se espera que todos se vuelvan importantes. Se puede considerar también que la mayoría de las tecnologías podrían implementarse con una potencia y una capacidad energética aún mayores, ya que tienen un diseño modular, con algunas excepciones como PHS y algunas restricciones para el almacenamiento subterráneo de H₂, SNG y CAES (IEC, 2011).

La segunda comparación que sugiere Carnegie *et. al.* (2013), es útil para determinar la tecnología más adecuada para un beneficio particular, y se basa en la potencia de salida con relación a la velocidad de descarga.

Figura 9.

Potencia nominal y duración de la descarga a potencia nominal



Nota. Matriz de tipo de almacenamiento con base en capacidad instalada con relación a la velocidad de descarga. Obtenido de R. Carnegie *et. al.* (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems* (p. 65). State Utility Forecasting Group.

De nuevo los supercondensadores de alta potencia, FES y una variedad de baterías electroquímicas son apropiados para UPS y calidad de energía, mientras que PHS y CAES se incluyen en la gestión de bloques de energía (Carnegie *et. al.*, 2013).

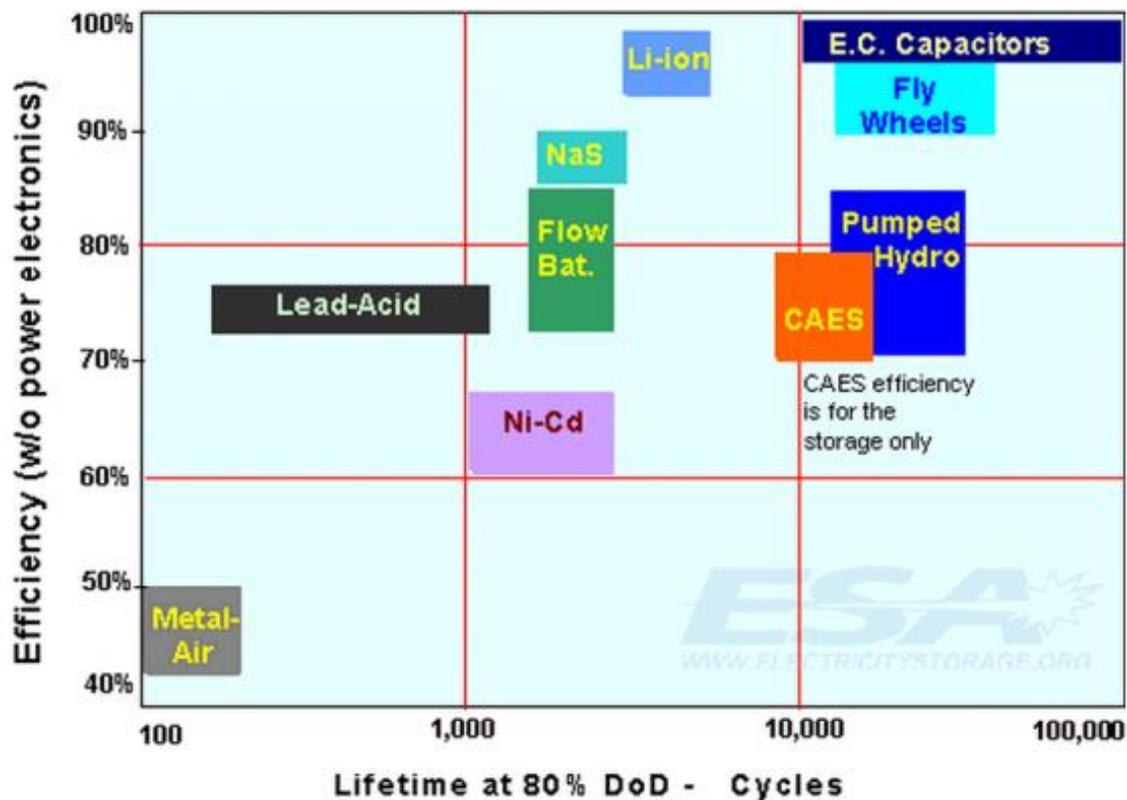
Otra situación *Notable* es que existen varias tecnologías de SAE que se basan en baterías, las cuales poseen varias características deseables, como operación libre de contaminación, alta eficiencia de ida y vuelta, potencia flexible

y características energéticas para cumplir con diferentes funciones de red, ciclo de vida prolongado y bajo mantenimiento, lo que las hace ideales para la integración de ERV.

La tercera comparación se realiza con base en el ciclo de vida y la eficiencia de las tecnologías de almacenamiento. La siguiente figura muestra las eficiencias de diferentes SAE con relación a su vida útil a 80 % de profundidad de descarga.

Figura 10.

Ciclo de vida eficiente de las tecnologías de almacenamiento de energía



Nota. Matriz de comparación del ciclo de vida y eficiencia por tecnología. Obtenido de R. Carnegie et. al. (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems* (p. 66). State Utility Forecasting Group.

Se observa que los condensadores tienen el ciclo de vida más eficiente, mientras que las baterías de metal-aire tienen ciclos de vida menos eficientes. Así mismo, es notable que PHS y CAES tienen una vida útil esperada muy larga, lo que les permite distribuir sus altos costos iniciales.

2.5. Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional

“El Tratado Marco del MER, es un tratado internacional suscrito por los países miembros, para la creación y desarrollo del Mercado Eléctrico Regional. Los signatarios del Tratado son los Estados de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá” (CRIE, 2021, pp. 17-22).

2.6. Mercado eléctrico regional

El MER es un mercado mayorista de electricidad, que opera superpuesto a los mercados nacionales de los seis países miembros, en el que los agentes realizan transacciones de electricidad con criterio económico por medio de diferentes tipos de contratos (Batlle, 2014).

2.7. Sistema eléctrico regional

De acuerdo con las definiciones del RMER, “el sistema eléctrico de América Central está conformado por los sistemas eléctricos de los países miembros del MER” (CRIE, 2021, p. 21).

2.8. Red de transmisión regional

En el RMER se define la RTR como “el conjunto de instalaciones de transmisión a través de las cuales se realizan los intercambios regionales y las transacciones comerciales del MER” (CRIE, 2021, p. 21).

Las instalaciones que conforman la RTR son identificadas anualmente por el EOR utilizando una metodología establecida en el RMER, y se compone como mínimo por las líneas de transmisión que interconectan a los países miembros, las ampliaciones planificadas (incluyendo las instalaciones de la línea SIEPAC), así como las instalaciones nacionales que resulten esenciales para transportar flujos regionales de energía.

2.9. Modelo de simulación SDDP

SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico que calcula la política operativa estocástica de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, teniendo en consideración las características de la demanda, así como los detalles operativos del parque generador y del sistema de transmisión (PSR, s.f.).

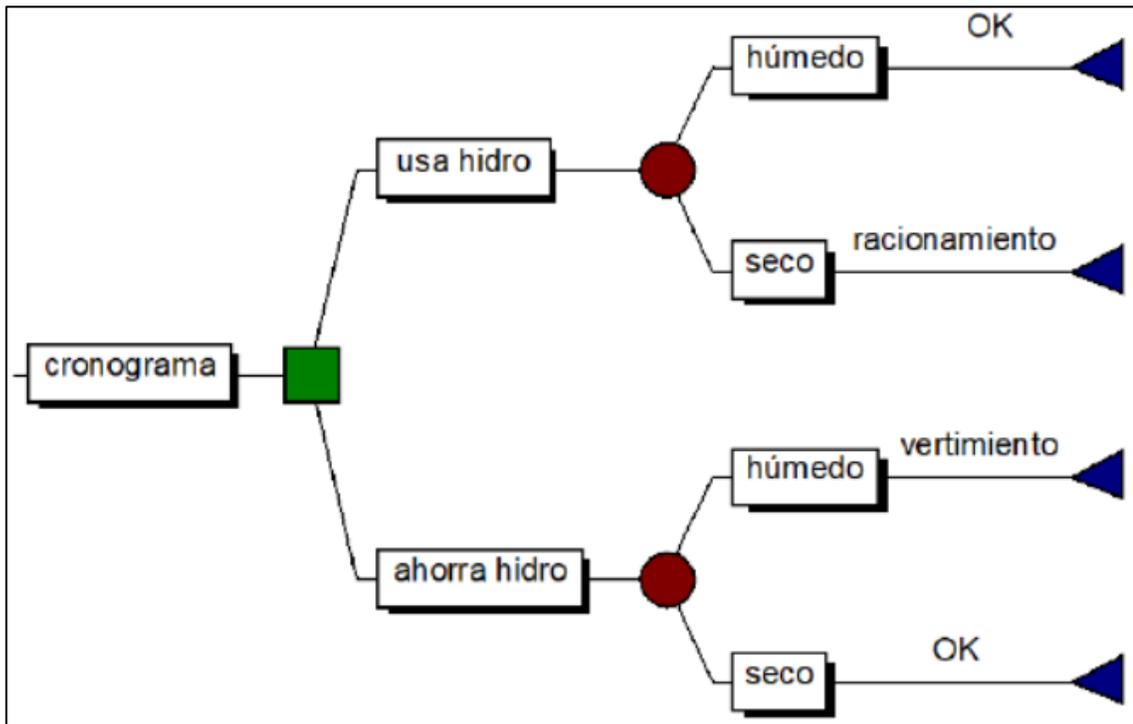
2.9.1. El problema de despacho

El objetivo del despacho hidrotérmico es determinar la secuencia de desfuegos de las plantas hidroeléctricas, tal que se minimice el valor esperado del costo operativo total a lo largo del período de estudio, siendo que el costo operativo se conforma del costo de combustible más las penalizaciones por racionamiento. (PSR, s.f., p. 4)

El problema puede representarse como un árbol de decisiones, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 11.

Proceso de decisión del despacho hidrotérmico



Nota. Mapa del proceso de decisiones del despacho hidrotérmico. Obtenido de PSR. (s.f.). *SDDP Manual de Metodología.* (<https://www.psr-inc.com/software-es/>). Consultado el 2 de agosto de 2022.

Como se puede observar, el operador se enfrenta a un conjunto de opciones de decisión para utilizar el recurso hidroeléctrico, puede decidir usarlo hoy para disminuir los costos del recurso térmico, o puede almacenarlo para su uso en la siguiente etapa. Si toma la decisión de utilizar el recurso hidroeléctrico hoy y en las etapas posteriores los caudales son altos, lo cual llenaría los reservorios, se dice que la operación es eficiente; por el contrario, si ocurre una sequía en las

etapas posteriores, los reservorios no se llenarán y será necesario utilizar recurso térmico más caro, o incluso racionar la demanda.

En caso la decisión sea almacenar agua hoy para utilizarla en el futuro a costa del uso del recurso térmico, si los caudales en las etapas futuras son altos será inevitable derramar agua, lo que será un desperdicio del recurso, pero si en las etapas futuras se da una sequía, el agua almacenada se utilizará para evitar el uso de recurso más costoso incluso el racionamiento (PSR, s.f.).

2.9.2. Función objetivo

De acuerdo con lo expuesto en el planteamiento del problema, la función objetivo del despacho hidrotérmico es la minimización del costo total operativo, que es la suma de los costos operativos inmediato y futuro (PSR, s.f.).

El planteamiento matemático de la función objetivo es el siguiente:

$$\text{Min } (FCI + FCF) \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

FCI: Función de costo inmediato.

FCF: Función de costo futuro.

El costo inmediato está resulta de la suma de los costos térmicos, más los costos de las penalizaciones por restricciones operativas:

$$FCI = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c(j) \times g_{tk}(j) + c_{\delta} \times \delta_{gt} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

k: índice de escalones de demanda.

K: número de escalones.

j: índice de centrales térmicas.

J: número de centrales térmicas.

$c(j)$: costo variable de la central j (\$/MWh).

$g_{tk}(j)$: energía producida por la central j en el tiempo t y escalón k (MWh).

c_{δ} : costo por violación de una restricción operativa (\$/unidad violación).

δ_{gt} : monto de la violación operativa en la etapa t (unidad violación).

El costo futuro se determina en función del almacenamiento del recurso hídrico y los caudales afluentes:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde:

v_{t+1} : almacenamiento al final de la etapa t.

a_t : caudales afluentes de los embalses durante la etapa t.

El término α_{t+1} de la ecuación 3 corresponde al primer punto en la función del costo futuro, la cual se resuelve partiendo de la última etapa, suponiendo que se conoce el estado inicial del reservorio, asumiendo que el valor de la función de costo futuro de la última etapa es igual a cero (PSR, s.f.).

3. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1. Características del estudio

Entre las características del estudio se contempló el diseño, el enfoque, el alcance, la unidad de análisis y las variables e indicadores, las cuales se describen a continuación.

3.1.1. Diseño de investigación

La investigación se enmarcó en un diseño cuasi experimental, considerando que el análisis se delimitó al Sistema Eléctrico Regional (SER), específicamente a las centrales generadoras solares fotovoltaicas, las cuales fueron utilizadas para estimar el impacto económico en el SER al acoplarse a cada una de ellas un sistema de almacenamiento de energía con baterías (SAEB).

3.1.2. Enfoque de la investigación

El enfoque de la investigación fue cuantitativo puesto que se compararon los resultados estimados para el SER en dos condiciones operativas diferentes, con y sin SAEB acoplados en las centrales de generación solar fotovoltaica.

3.1.3. Alcance de la investigación

La investigación tuvo un alcance descriptivo y de pronóstico, teniendo en consideración que el estudio se realizó con un modelo que simuló las condiciones operativas en etapas mensuales para un horizonte de quince años a futuro.

3.1.4. Unidad de análisis

La unidad de estudio fue el Sistema Eléctrico Regional de América Central y las centrales de generación solar fotovoltaica con capacidad igual o mayor a 25 MW, existentes o previstas para entrar en operación a más tardar en el mes de enero del año 2024, a cada una de las cuales se acoplaron SAEB para determinar su impacto económico en la operación del sistema.

3.1.5. Variables e indicadores

A continuación, se presenta una tabla en la que se detallan las diferentes variables e indicadores que se utilizaron en el desarrollo de la investigación, así como las unidades que a cada uno corresponde.

Tabla 1.*Variables e indicadores*

Variable	Definición conceptual	Indicadores
Tipos de sistemas de almacenamiento o de energía (SAE)	En el marco de esta investigación, se refiere a las diferentes tecnologías de SAE que es posible utilizar en los sistemas eléctricos de potencia para aplicaciones con centrales de generación solar fotovoltaica.	<p>Por su principio de funcionamiento:</p> <ul style="list-style-type: none"> Celda o batería primaria; Celda o batería secundaria; Celda de reserva; Celda de combustible. <p>Por la profundidad de descarga:</p> <ul style="list-style-type: none"> Baterías de descarga superficial; Baterías de descarga profunda. <p>Por las características del electrolito:</p> <ul style="list-style-type: none"> Baterías inundadas o húmedas; Baterías selladas de Gel Jel; Baterías selladas Absorbed Glass Mat.
Centrales de generación solar fotovoltaica	Una central de generación solar fotovoltaica convierte la energía solar en electricidad mediante el efecto fotovoltaico.	<ul style="list-style-type: none"> Tensión nominal (v, kV); Capacidad nominal (MVA).
Capacidad de los sistemas de almacenamiento o de energía	La capacidad de un sistema de almacenamiento es una medida de la carga que puede ser acumulada en los SAE. Otros parámetros importantes de los SAE son el estado de carga (State of Charge – SOC), profundidad de descarga (Depth of Discharge – DOD), velocidad de carga y descarga (C-rate) y eficiencia.	<ul style="list-style-type: none"> Capacidad de almacenamiento (Ah, MW); Estado de carga (%); Profundidad de descarga (min, h); Velocidad de carga y descarga (C-rate); Eficiencia (%).

Continuación tabla 1.

Costo operativo del sistema eléctrico	El costo operativo de está conformado por el costo de combustible de la generación térmica y los costos por penalizaciones de las restricciones y racionamiento en los que se incurre en la operación del sistema eléctrico.	Costo operativo (US\$)
Precio marginal del sistema	Refleja el precio de suministrar un kilowatt hora adicional en el sistema eléctrico, como resultado del despacho del sistema.	Precio marginal (US\$/MWh)

Nota. Detalle de los indicadores utilizados en la investigación. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

3.2. Fases del estudio

El estudio se desarrolló en cinco fases, las cuales se describen a detalle a continuación.

3.2.1. Fase 1: investigación

En esta fase se realizó la investigación y consulta de fuentes bibliográficas relacionadas con este estudio, como tesis, artículos científicos, libros y sitios web, las cuales sirvieron para fundamentar los antecedentes y el marco teórico.

3.2.2. Fase 2: *benchmarking*

En esta fase del estudio se consultaron sitios web del *Pacific Northwest National Laboratory* (PNNL), así como del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), laboratorios que forman parte de los laboratorios nacionales del Departamento de Energía de los Estados Unidos, en las cuales detallan

información técnica y estimaciones económicas de los tipos de baterías para implementar en centrales de generación solar, con la que se caracterizaron los sistemas de almacenamiento específicos para los proyectos referidos en la unidad de análisis.

Para desarrollar el estudio se utilizaron los costos de capital unitarios de proyectos solares híbridos con baterías de Iones de Litio LFP (Fosfato de hierro y litio), con capacidad de 10 MW y 4 horas de almacenamiento publicados por PNNL, considerando que con esa capacidad de almacenamiento las centrales solares tienen capacidad para realizar un adecuado arbitraje de energía, lo que podría viabilizar el reconocimiento de capacidad firme, según las consideraciones normativas que correspondan en cada país. En la siguiente tabla se presenta el detalle de la estructura de costos de capital referida.

Tabla 2.

Estructura de costos de batería de Iones de Litio LFP (Fosfato, hierro y litio)

Componente	Unidad	Costo
Bloque de almacenamiento DC	\$/kWh	173.67
BOS de almacenamiento DC	\$/kWh	40.38
Equipos de potencia	\$/kW	73.05
Controles y Comunicaciones	\$/kW	7.75
Integración de Sistemas	\$/kWh	46.66
Ingeniería, Adquisiciones y Construcción (EPC)	\$/kWh	56.18
Desarrollo del proyecto	\$/kWh	67.42
Integración a la red	\$/kW	24.81
Costo Total Instalado	\$/kWh	410.70
Costo Total Instalado	\$/kW	1,642.80

Nota. Detalle de costos de capital de un sistema de almacenamiento a base de baterías de Iones de Litio LFP de 10 MW, con capacidad de almacenamiento de 4 horas. Elaborado en Microsoft Excel con información de *Pacific Northwest National Laboratory. (2023). Energy Storage Cost and Performance Database. (<https://www.pnnl.gov/lithium-ion-battery-lfp-and-nmc>)*. Consultado el 10 de mayo de 2023. De dominio público.

Tomando en consideración que las centrales solares seleccionadas para el estudio ya se encuentran conectadas o están concebidas para conectarse a la red, se descuentan los costos del equipo de potencia (compuesto por el inversor, protección de aislamiento, disyuntores de corriente alterna (CA), relés, interfaz de comunicación y software), costos de desarrollo del proyecto (que contempla los costos asociados con permisos, acuerdos de compra de energía, acuerdos de interconexión, control del sitio y financiamiento), y los costos de integración a la red (que contempla el costo asociado con la conexión del SAE a la red, incluido el transformador, la medición y los disyuntores de aislamiento), ya que todos estos costos fueron cubiertos en el desarrollo e integración de las centrales solares, con lo cual se evita duplicación de los mismos.

Considerando lo expuesto, el costo unitario de capital para el sistema de almacenamiento con la batería de Iones de Litio LFP resultante fue de 1,275.31 \$/kW.

3.2.3. Fase 3: identificación de generadores solares

En la tercera fase del estudio se identificaron las centrales de generación solar modeladas en la base de datos SDDP, determinando que veintidós de dichas centrales cumplían con los criterios definidos en la unidad de análisis, siendo estos que las centrales tuvieran una capacidad igual o mayor a 25 MW y que fueran existentes o estuvieran previstas para entrar en operación a más tardar en el mes de enero del año 2024.

En la tabla que sigue a continuación se detallan las centrales solares que fueron seleccionadas para el desarrollo del estudio.

Tabla 3.*Centrales solares instaladas en el SER con capacidad igual o mayor a 25 MW*

País	Identificador	Proyecto	Capacidad (MW)	Condición	Fecha de entrada
Guatemala	1-HRU1-SL	Solar fotovoltaica Horus 1	50	Existente	
Guatemala	1-HRU2-SL	Solar fotovoltaica Horus 2	30	Existente	
El Salvador	2-ALBI-SL	Albireo	100	Existente	
El Salvador	2-ANTA-SL	Solar Antares	60	Existente	
El Salvador	2-CONC-SL	Conchagua Power	30	Futuro	Sep-2023
El Salvador	2-PVSOL4-SL	Solar 4	55	Futuro	Jun-2023
El Salvador	2-PVSOL5-SL	Solar 5	55	Futuro	Jun-2023
Honduras	3-CAGUAN-SL	Solar Caguano	50	Existente	
Honduras	3-CHOL2-SL	Solar Choloteca 2	30	Existente	
Honduras	3-COHESSA-SL	Solar COHESSA	50	Existente	
Honduras	3-HELIOS-SL	Solar Helios	25	Existente	
Honduras	3-MARCVIA-SL	Solar Marcovia	35	Existente	
Honduras	3-MECER-SL	Solar MECER	25	Existente	
Honduras	3-NACA2-SL	Solar Nacaome 2	50	Existente	
Honduras	3-PACIFIC-SL	Solar Pacific (Nacaome 1)	50	Existente	
Honduras	3-SOPOSA-SL	Solar Soposa	50	Existente	
Nicaragua	4-PSOL1-SL	Solar 1	25	Existente	
Nicaragua	4-PSOL2-SL	Solar 2	25	Futuro	Ene-2024
Nicaragua	4-PSOL5-SL	Solar 5	50	Futuro	Ene-2024
Panamá	6-MVieja-SL	Solar M.Vieja	25.9	Existente	
Panamá	6-Penonom-SL	Solar Penonomé	120	Existente	
Panamá	6-S5RProg-SL	Solar 05 Correg. de Progreso	49.7	Existente	

Nota. Detalle de proyectos de generación solar fotovoltaica instalados en el Sistema Eléctrico Regional de Centroamérica, con capacidad igual o mayor a 25 MW, existentes o previstos a entrar en servicio a más tardar en el mes de enero del año 2024. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

3.2.4. Fase 4: conformación de los escenarios de estudio

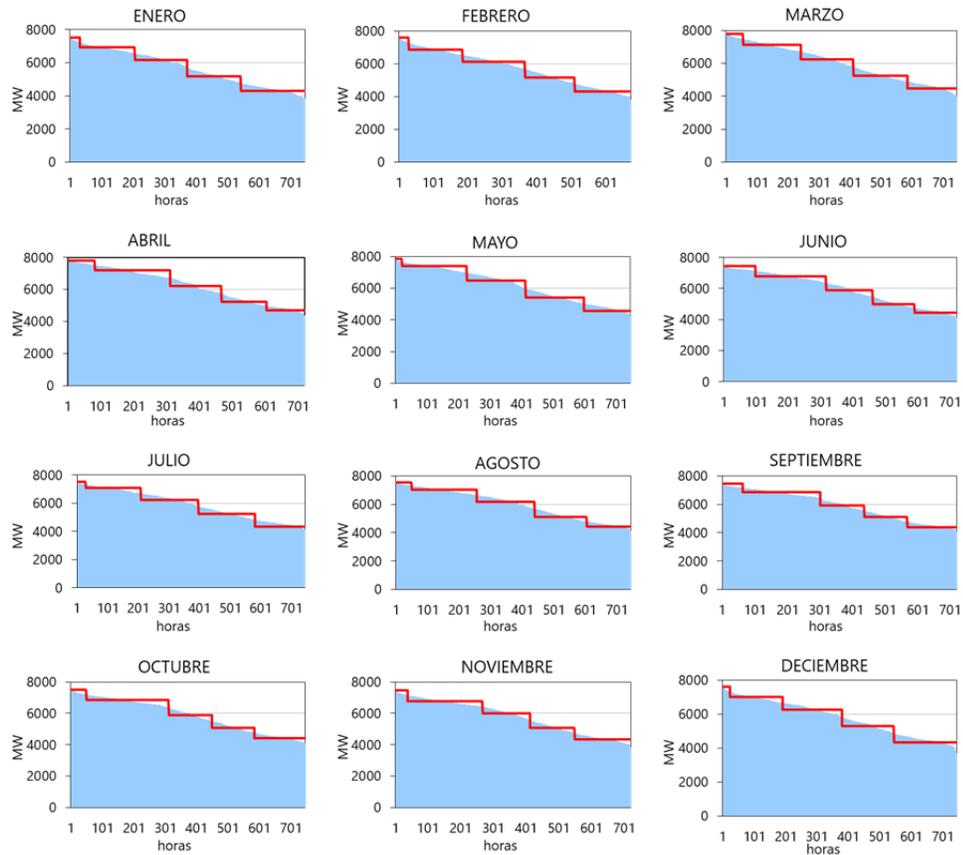
La cuarta fase del estudio comprendió la conformación y simulación de los dos escenarios que representarán las condiciones operativas del SER, con y sin SAEB, los cuales se elaboraron a partir de la base de datos SDDP de Planeamiento Operativo 2023-2024 publicada por el EOR en el mes de enero de 2023 en su sitio web.

La referida base de datos tiene representación de los sistemas de potencia de los seis países de Centroamérica, mientras que la demanda es modelada por medio de cinco bloques horarios que representan la curva de duración de carga del sistema. Los bloques horarios están conformados por grupos de horas cuyas demandas que tienen valores muy cercanos entre sí, y representan una condición de la demanda para el sistema, de tal manera que el bloque 1 agrupa los valores de demanda para el período de máxima demanda del sistema, el bloque 2 agrupa los valores de demanda menores que los del bloque 1, y en orden decreciente los bloques 3, 4 y 5, siendo este último bloque el que agrupa los valores de menor demanda en el sistema.

Para ilustrar de la representación de demanda por bloques se presenta a continuación una figura con las curvas de duración de carga para la base de datos utilizada, así como las curvas equivalentes en bloques horarios.

Figura 12.

Curvas de duración de carga mensuales en cinco bloques horarios



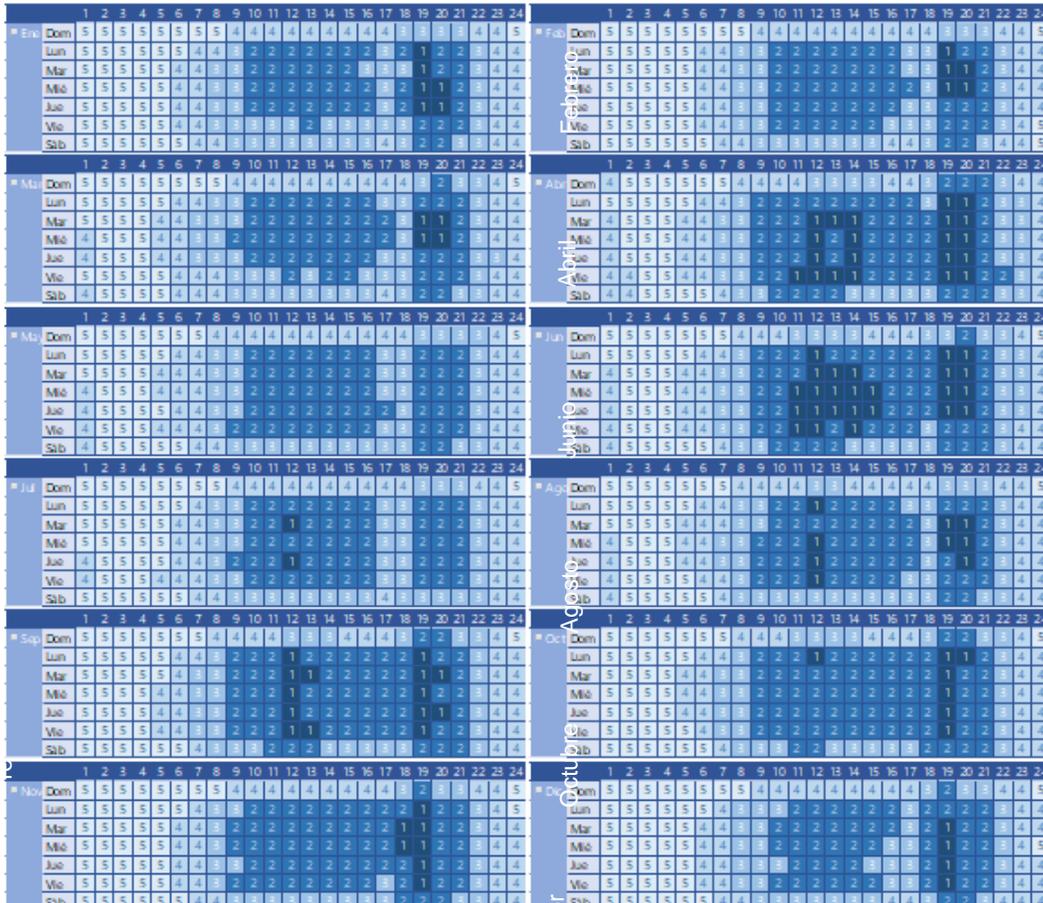
Nota. Curva de duración de demanda mensual (área celeste) y escalones o bloques de demanda resultantes (curva roja). Obtenido de EOR. (enero 2023). *Planeamiento Operativo de América Central 2023-2034. Actualización enero 2023.*

https://www.enteoperador.org/archivos/download/Planeamiento-Operativo/Anexos_PO_2023-2024_ISem.zip). Consultado el 17 de febrero de 2023.

Debido que en el modelo SDDP la representación de la demanda horaria por medio de bloques, pierde su cronología, sin embargo, es posible interpretar la hora a la que corresponde cada bloque por medio de una matriz hora – bloque, o mapeo horario, el cual es provisto junto con la base de datos.

Figura 13.

Mapeo de bloques horarios, promedios mensuales



Nota. Mapeo horario mensual de la base de datos SDDP. Obtenido de EOR. (enero 2023). *Planeamiento Operativo de América Central 2023-2034. Actualización enero 2023.* (https://www.enteoperador.org/archivos/download/Planeamiento-Operativo/Anexos_PO_2023-2024_ISem.zip). Consultado el 17 de febrero de 2023.

Para la conformación del escenario sin SAEB, o escenario de referencia, que es el escenario que representa la situación en la que las centrales fotovoltaicas de la muestra se encuentran operando en la situación actual, sin SAEB, se utilizó la base de datos del EOR con el horizonte de simulación

extendido hasta el año 2037, para lo cual fue necesario para los proyectos de generación definidos en la base de datos como futuros establecer una fecha de entrada en servicio con base en los planes de expansión nacional¹, con el propósito de cubrir los requerimientos de la demanda en el horizonte del estudio.

En las tablas que siguen a continuación se detallan los proyectos futuros de cada país para los cuales se les definió fecha de entrada según el plan de expansión de generación correspondiente.

Tabla 4.

Proyectos de generación previstos para el largo plazo en Centro América

Sistema	Identificador	Proyecto	Capacidad (MW)	Fecha de entrada
Nicaragua	4-PCAR-H	Hidroeléctrica El Carmen	91	Ene-2029
Nicaragua	4-GEO2	Proyecto Geotérmico 2	25	Ene-2030
Nicaragua	4-PED-H	Hidroeléctrica San Pedro del Norte	94	Ene-2032
Nicaragua	4-HAT-EO	Eólica Hato Grande	63	Ene-2033
Nicaragua	4-SALTOYY-H	Hidroeléctrica Salto Y-Y	26	Ene-2033
Nicaragua	4-PPUNT-H	Hidroeléctrica Piedra Puntuda	15	Ene-2034
Nicaragua	4-HAT2-EO	Eólica Hato Grande 2	40	Ene-2035
Nicaragua	4-BARR-EO	Eólica Barros	40	Ene-2035

¹ Planes nacionales de expansión de generación: Plan de Expansión Indicativo de Generación de Guatemala 2022-2052, Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica de El Salvador 2022-2036, Plan Indicativo de Expansión de la Generación de Honduras 2022-2031, Plan Indicativo de Expansión de la Generación Eléctrica de Nicaragua 2021-2035, Plan de Expansión de la Generación Eléctrica de Costa Rica 2020-2035, Plan Indicativo de Generación de Panamá 2022-2036.

Continuación tabla 4.

Sistema	Identificador	Proyecto	Capacidad (MW)	Fecha de entrada
Costa Rica	5-BoriqI-GT	Geotérmica Boriquen 1	55	Mar-2027
Costa Rica	5-ProyS1-SL	Proyecto Solar #1	20	Ene-2029
Costa Rica	5-ProyS3-SL	Proyecto Solar #3	50	Ene-2029
Costa Rica	5-ProyS6-SL	Proyecto Solar #6	20	Ene-2029
Costa Rica	5-ProyS8-SL	Proyecto Solar #8	50	Ene-2029
Costa Rica	5-ProyE5-EO	Proyecto Eólico #5	20	Ene-2031
Costa Rica	5-ProyE11-EO	Proyecto Eólico #11	20	Ene-2031
Costa Rica	5-ProyE10-EO	Proyecto Eólico #10	20	Ene-2032
Panamá	6-Pedasi-SL	Solar Pedasí Solar	9.98	Jun-2029
Panamá	6-ChangII-H	Hidroeléctrica Changuinola II	214.76	Ene-2030
Panamá	6-ChanIIIG3-H	Mini-hidroeléctrica Changuinola II	13.7	Ene-2030
Panamá	6-Toabre3-EO	Eólico Toabré Etapa 3	21.98	Jun-2033
Panamá	6-TGN250b-TG	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250MW B	250	Ene-2034
Panamá	6-TGNA50a-TG	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50MW A	50	Ene-2035

Nota. Detalle de proyectos de generación definidos como futuros en la base de datos de Planeamiento Operativo 2023-2024 a los que se les definió fecha de entrada en operación conforme a los planes nacionales de expansión de generación. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

La conformación del escenario con SAEB se elaboró a partir del escenario sin SAEB, agregando a cada central solar de la muestra un SAEB, cuya capacidad se estimó con base en la mediana del despacho resultante del escenario sin SAEB para los bloques 3, 4 y 5 dividido por cuatro horas, representando la energía que puede trasladarse al período de demanda máxima.

Adicionalmente se realizaron modificaciones en la representación de la conexión de las centrales, agregando una barra y un enlace ficticios, así como

restricciones de flujos en dichos enlaces, con el propósito que el modelo de carga del SAEB se diera únicamente con la generación de las centrales solares, mientras que la descarga fuera inyectada al sistema.

Las capacidades nominales de almacenamiento obtenidas para cada central solar fotovoltaica de la muestra se detallan en la tabla que sigue a continuación.

Tabla 5.

Capacidad de almacenamiento para cada proyecto de generación de la muestra

País	Central solar	Identificador de la central	Capacidad Gener. (MW)	Capacidad Almacen. (MW)	Capacidad Almacen. (MWh)
Guatemala	Solar fotovoltaica Horus 1	1-HRU1-SL	50	23	92
Guatemala	Solar fotovoltaica Horus 2	1-HRU2-SL	30	14	56
El Salvador	Albireo	2-ALBI-SL	100	72	288
El Salvador	Solar Antares	2-ANTA-SL	60	34	136
El Salvador	Conchagua Power	2-CONC-SL	30	15	60
El Salvador	Solar 4	2-PVSOL4-SL	55	37	148
El Salvador	Solar 5	2-PVSOL5-SL	55	37	148
Honduras	Solar Caguano	3-CAGUAN-SL	50	24	96
Honduras	Solar Choluteca 2	3-CHOL2-SL	30	15	60
Honduras	Solar COHESSA	3-COHESSA-SL	50	24	96
Honduras	Solar Helios	3-HELIOS-SL	25	12	48
Honduras	Solar Marcovia	3-MARCVIA-SL	35	17	68
Honduras	Solar MECER	3-MECER-SL	25	12	48
Honduras	Solar Nacaome 2	3-NACA2-SL	50	24	96
Honduras	Solar Pacific (Nacaome 1)	3-PACIFIC-SL	50	24	96
Honduras	Solar Soposa	3-SOPOSA-SL	50	24	96

Continuación tabla 5.

País	Central solar	Identificador de la central	Capacidad Gener. (MW)	Capacidad Almacen. (MW)	Capacidad Almacen. (MWh)
Nicaragua	Solar 1	4-PSOL1-SL	25	3	12
Nicaragua	Solar 2	4-PSOL2-SL	25	3	12
Nicaragua	Solar 5	4-PSOL5-SL	50	24	96
Panamá	Solar M.Vieja	6-MVieja-SL	25.9	10	40
Panamá	Solar Penonomé	6-Penonom-SL	120	47	188
Panamá	Solar 05 Correg. de Progreso	6-S5RProg-SL	49.7	19	76

Nota. Detalle de capacidad de almacenamiento nominal (MW) y capacidad de almacenamiento energético (MWh) definido para los proyectos de generación solar fotovoltaica instalados en el Sistema Eléctrico Regional de Centroamérica, con capacidad igual o mayor a 25 MW, existentes o previstos a entrar en servicio a más tardar en el mes de enero del año 2024. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Las simulaciones fueron realizadas con la versión 17.2.4 del modelo SDDP, con las mismas opciones de ejecución definidas en el caso de estudio del EOR, las cuales se detallan a continuación:

Tabla 6.

Opciones definidas en el modelo de simulación SDDP

Parámetro	Descriptor	Valor / Criterio utilizado
Modelo de caudales	Modelo para generar las secuencias de caudales estocásticos utilizados por la simulación forward y los escenarios de caudales condicionados utilizados en la fase backward.	Modelo ARP
Tipo de estudio	Indica si serán utilizados diferentes secuencias de caudales para el algoritmo SDDP (estudio estocástico), o si será utilizada una única secuencia de caudales (estudio determinístico).	Estocástico

Continuación tabla 6.

Parámetro	Descriptor	Valor / Criterio utilizado
Número de escenarios forward	Número de secuencias hidrológicas usadas en la fase forward del algoritmo SDDP o en la actividad de la simulación.	100
Número de escenarios backward	Número de escenarios de caudales condicionados usados en la fase Backward del algoritmo SDDP, o en la simulación.	50
Número mínimo de iteraciones	Límite mínimo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP).	1
Número máximo de iteraciones	Límite máximo de las fases simulación forward y backward en el algoritmo de la programación dinámica estocástica dual (SDDP).	15
Número de años adicionales	Este dato es utilizado en el cálculo de la política operativa para amortiguar el efecto de amortiguamiento de las condiciones finales de los embalses.	2 años, sin incluir en la simulación final
Configuración de restricciones cronológicas	Se indica al modelo si considera las modificaciones en los datos a lo largo del período de planificación.	Dinámica
Representación de incertidumbre de las fuentes renovables	Se indica al modelo la metodología para seleccionar los escenarios de generación de las fuentes renovables.	Sorteo de escenarios
Modo operativo	Define la política de intercambio de potencia entre subsistemas.	Coordinado
Resolución	Tipo de etapas que serán utilizadas en las simulaciones. Dos opciones están disponibles en el modelo, etapas semanales o mensuales.	Etapas mensuales
Evaluación de la red eléctrica	Opciones para representación de la red eléctrica por medio de diferentes modelos y modos de ejecución.	Flujo DC con pérdidas, corte de carga en todas las barras y monitoreo de límites de la red de transmisión (circuitos con tensión ≥ 115 kV) y circuitos interregionales.

Nota. Configuración de parámetros para las simulaciones en el modelo de simulación SDDP. Obtenido de EOR. (enero 2023). *Planeamiento Operativo de América Central 2023-2034. Actualización enero 2023.* (https://www.enteoperador.org/archivos/download/Planeamiento-Operativo/Anexos_PO_2023-2024_ISem.zip.) Consultado el 17 de febrero de 2023.

3.3. Técnicas de análisis de información

Para el desarrollo de la investigación se utilizaron técnicas de análisis de información de datos cuantitativos, análisis comparativos y estimaciones a partir de un modelo de programación dinámica dual estocástico (SDDP, por sus siglas en inglés).

Se inició por la identificación de las centrales solares fotovoltaicas modeladas en la base de datos SDDP con capacidad de generación igual o mayor a veinticinco megavatios; a continuación, se determinó la capacidad de los SAEB correspondiente a cada central generadora, posteriormente se realizaron las simulaciones operativas sin SAEB y con SAEB acoplados a las centrales solares, para finalmente estimar las variables de interés.

A continuación, se describen las técnicas que fueron utilizadas para la consecución de los objetivos planteados.

3.3.1. Métodos de análisis de datos

Las variables bajo estudio se estimaron por medio del modelo de simulación SDDP; el costo operativo del sistema es el valor presente de dicha variable de cada una de las etapas simuladas en los quince años del horizonte del estudio, mientras que el precio marginal es el valor promedio de cada etapa de los quince años simulados; finalmente se realizó el análisis comparativo de las variables descritas en los dos casos de estudio simulados.

3.3.2. Estimaciones de las variables

Las estimaciones del costo operativo y precios marginales se realizaron por medio del modelo de despacho hidrotérmico SDDP, utilizado para realizar estudios operativos de corto, mediano y largo plazo, el cual calcula la política operativa estocástica de mínimo costo teniendo en consideración los detalles operativos de las centrales generadoras hidroeléctricas, térmicas y renovables; también tiene en cuenta las incertidumbres hidrológicas y de recursos renovables, variaciones de la demanda por barra, bloques horarios y etapas (mensuales), así como restricciones del suministro (PSR, s.f.).

Según lo expuesto, el objetivo del modelo es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro, y su planteamiento matemático está indicado en la Ecuación 1, ubicada en la sección 8.5.2 del marco conceptual.

3.3.3. Variaciones

Las variaciones se utilizaron para comparar resultados de las variables de estudio entre el escenario con SAEB con respecto al escenario sin SAEB, para determinar si sus valores incrementan, disminuyen o se mantienen iguales, dando respuesta a la pregunta central del estudio, respecto al impacto económico en la operación del sistema debido a la incorporación de SAEB en centrales de generación solar fotovoltaica.

3.3.4. Variación de los precios marginales

La variación de los precios marginales de la energía se utilizó para comparar los resultados anuales entre el caso sin SAEB y el caso con SAEB, siendo esta una señal económica, con la cual se puede identificar el impacto económico en

la operación del sistema debido a la incorporación de SAEB en centrales de generación solar fotovoltaica. Matemáticamente se representa por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta PME_t = PME_{REF,t} - PME_{SAEB,t} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

ΔPME_t = variación del precio marginal para el año t.

$PME_{REF,t}$ = precio marginal de la energía del caso de referencia para el año t.

$PME_{SAEB,t}$ = precio marginal de la energía del caso con SAEB para el año t.

3.3.5. Variación porcentual de los precios marginales

La variación porcentual de los precios marginales de la energía se utilizó para comparar la variación de estos en el caso con SAEB con relación al caso sin SAEB y la proporción en la que estos cambiaron su valor en los diferentes años que abarcan el horizonte del estudio. Matemáticamente se representa por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta\%PME_t = \frac{PME_{REF,t} - PME_{SAEB,t}}{PME_{REF,t}} \times 100 \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

$\Delta\%PME_t$ = variación porcentual del precio marginal para el año t.

$PME_{REF,t}$ = precio marginal de la energía del caso de referencia para el año t.

$PME_{SAEB,t}$ = precio marginal de la energía del caso con SAEB para el año t.

3.3.6. Variación del costo operativo

La variación costo operativo se utilizó para comparar los resultados de esta variable entre el caso sin SAEB y el caso con SAEB, para determinar el cambio de su valor. Matemáticamente se representa por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta CO = CO_{REF} - CO_{SAEB} \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde:

ΔCO = variación del costo total operativo para el horizonte del estudio.

CO_{REF} = costo total operativo del caso de referencia para el horizonte del estudio.

CO_{SAEB} = costo total operativo del caso con SAEB para el horizonte del estudio.

3.3.7. Variación porcentual del costo operativo

La variación porcentual del costo operativo se utilizó para comparar la variación de los resultados del caso de estudio con SAEB, con relación al caso de estudio sin SAEB y la proporción en la que estos cambiaron su valor. Matemáticamente se representa por medio de la siguiente ecuación:

$$\Delta\%CO = \frac{CO_{REF} - CO_{SAEB}}{CO_{REF}} \times 100 \quad (\text{Ec. 7})$$

Donde:

$\Delta\%CO$ = variación porcentual del costo total operativo para el horizonte del estudio.

CO_{REF} = costo total operativo del caso de referencia para el horizonte del estudio.

CO_{SAEB} = costo total operativo del caso con SAEB para el horizonte del estudio.

4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

De acuerdo con los objetivos en el marco de este estudio, los resultados más relevantes son los costos operativos y costos marginales de los dos escenarios de operación simulados, uno con las centrales fotovoltaicas en condición sin SAEB y el otro con las centrales fotovoltaicas de la muestra con SAEB, pero también resultan importantes los despachos de las centrales solares de la muestra para observar el impacto de los SAEB, tanto en el despacho del recurso, así como el impacto económico en la operación del sistema eléctrico, que es el objetivo principal del estudio.

4.1. Despacho de generación solar fotovoltaica

El despacho de las centrales de generación renovable, tal como las solares fotovoltaicas, así como eólicas, pequeñas hidroeléctricas, biomasa y de otro tipo de recurso, se obtiene a partir de escenarios de generación informados en el modelo de simulación SDDP, como una proporción de su potencia instalada, que varía según la etapa y el bloque de demanda. A continuación, se presentan los despachos resultantes para las centrales solares de la muestra en los dos escenarios simulados.

4.1.1. Despacho de generación solar fotovoltaica sin SAEB

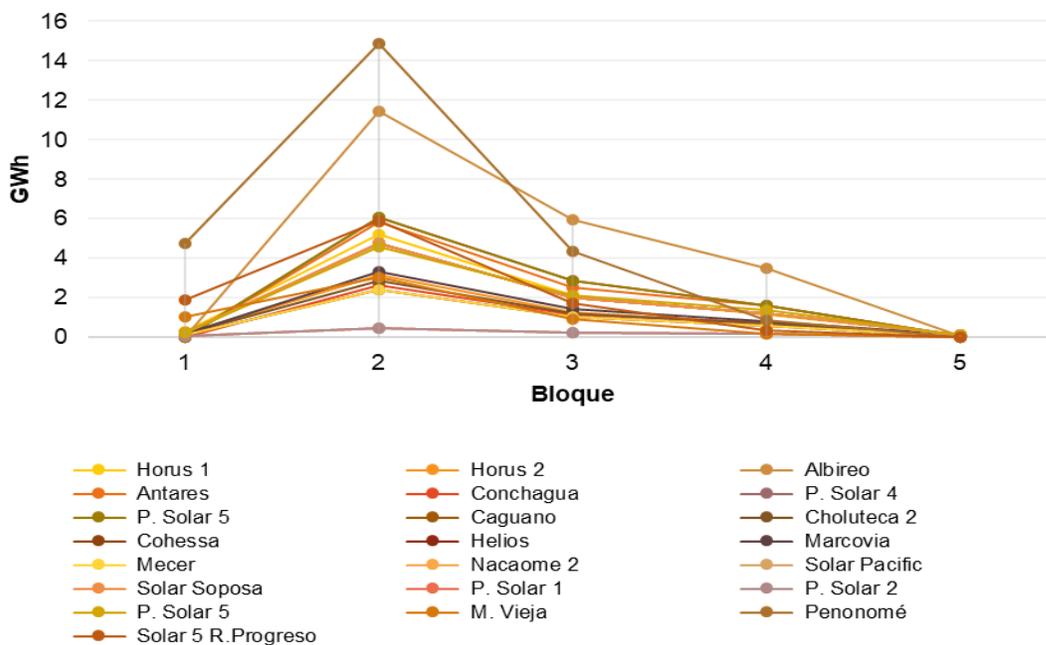
El despacho resultante para las centrales fotovoltaicas de la muestra sin SAEB tiene el comportamiento típico de este tipo de generación, entregando energía al sistema según la intensidad de la radiación solar a lo largo del día. Para la base de datos de los escenarios simulados, los bloques 2 y 3 resultan

con el mayor volumen de energía, pues en estos bloques están agrupadas las horas diurnas; en los bloques 1 y 4 el despacho es menor, y en el bloque 5 la generación es nula, debido que en este último están agrupadas las horas de la noche y la madrugada.

Para ilustrar lo indicado, se presenta a continuación el despacho promedio mensual por bloque correspondiente al año 2024.

Figura 14.

Despacho fotovoltaico promedio de un mes para el escenario sin SAEB



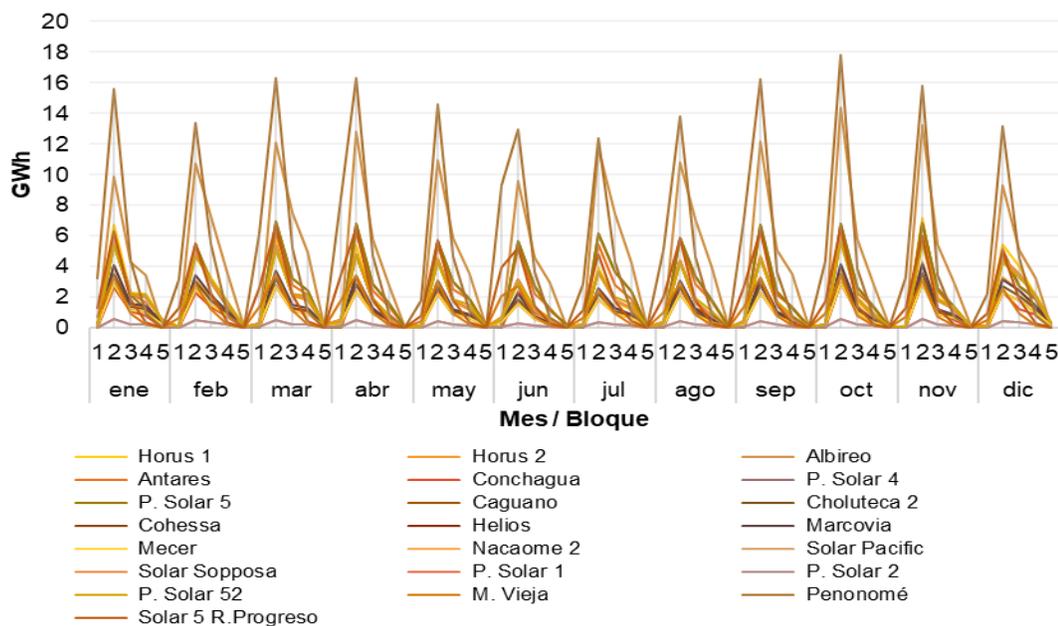
Nota. Despacho promedio mensual por bloque resultante del año 2024 para las centrales fotovoltaicas de la muestra en el escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

La producción de energía fotovoltaica a lo largo del año mantiene el patrón de despacho relacionado con la radiación solar, con las variaciones propias de la

estacionalidad, puesto que los meses de verano ofrecen más horas de sol y la radiación suele ser más intensa que durante los meses de invierno, tal como se puede observar en la siguiente figura, que presenta el despacho mensual por bloque correspondiente al año 2024.

Figura 15.

Despacho fotovoltaico mensual del año 2024 para el escenario sin SAEB



Nota. Despacho mensual por bloque del año 2024 para las centrales fotovoltaicas de la muestra en el escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

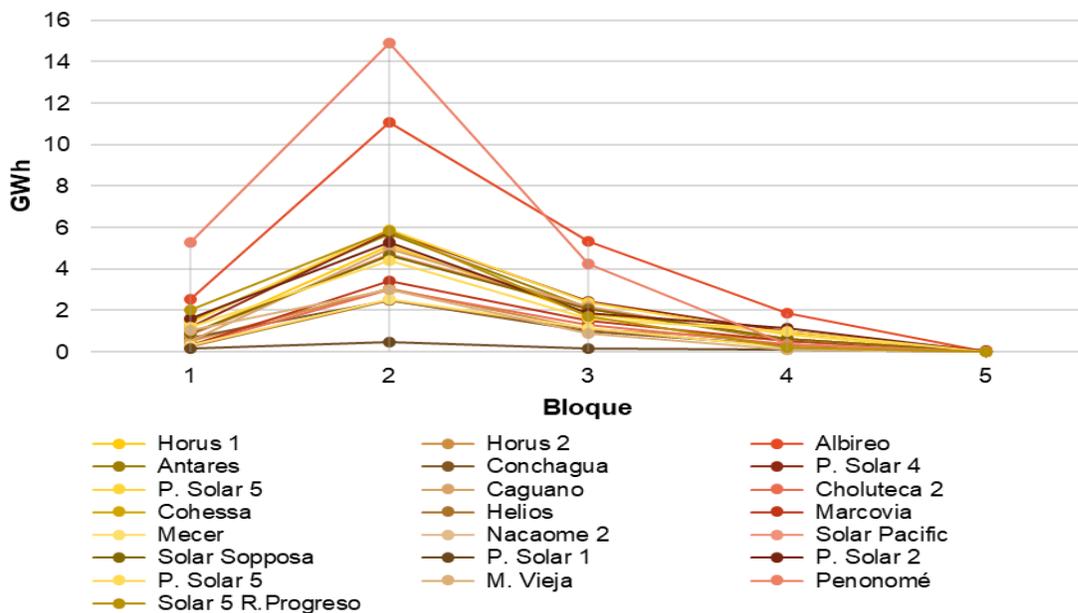
4.1.2. Despacho de generación solar fotovoltaica con SAEB

Los despachos de las centrales fotovoltaicas de la muestra, en el escenario con SAEB, resultan modificados respecto del despacho obtenido en escenario sin SAEB debido al acoplamiento del almacenamiento en las referidas

centrales, de tal manera que en las horas de demanda diurna una proporción de la energía es almacenada para su uso en horas de mayor demanda y la proporción restante es entregada directamente al sistema. A continuación, se presenta el despacho promedio mensual por bloque correspondiente al año 2024.

Figura 16.

Despacho fotovoltaico promedio de un mes para el escenario con SAEB

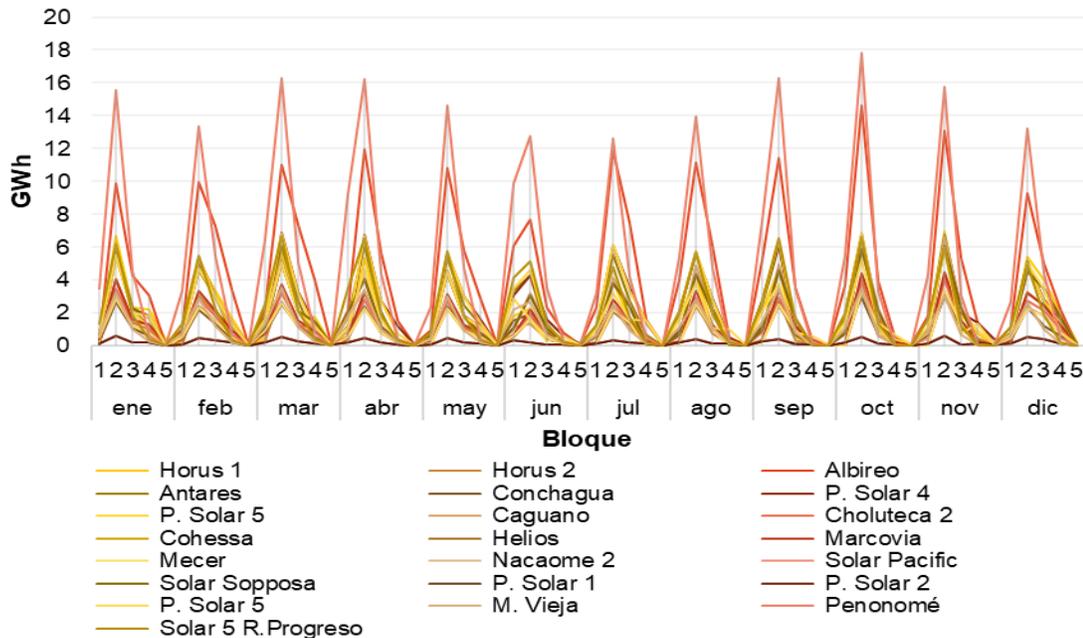


Nota. Despacho promedio mensual por bloque resultante del año 2024 para las centrales fotovoltaicas de la muestra en el escenario con SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

El despacho anual mantiene el patrón de la generación fotovoltaica del escenario sin SAEB, afectado por las variaciones debidas a los SAEB, tal como puede observarse en la siguiente figura.

Figura 17.

Despacho fotovoltaico mensual del año 2024 para el escenario con SAEB



Nota. Despacho mensual por bloque del año 2024 para las centrales fotovoltaicas de la muestra en el escenario con SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

El despacho resultante para los SAEB muestra que estos tienen un despacho negativo durante las horas de los bloques 2, 3, 4 y 5, representando la energía que toman de los paneles para ser almacenada, mientras que el despacho positivo durante las horas del bloque 1, representa la energía que los SAEB entregan al sistema como resultado de la descarga de las baterías, tal como era esperado. En la siguiente figura se observa el despacho promedio mensual por bloque de los SAEB correspondiente al año 2024.

muestra en el SER, una sin SAEB y la otra con SAEB, por medio de los cuales se realizó la evaluación económica.

4.2.1. Costo operativo del escenario sin SAEB

El valor presente neto del costo total operativo para los quince años del horizonte de estudio en el escenario sin SAEB fue de M\$ 13,612.53, de los cuales M\$ 11,852.42 corresponden a costo térmico y M\$ 1,760.11 a costos de penalizaciones. En la tabla siguiente se presentan los valores anuales de los costos operativos, así como el valor presente neto de los quince años simulados.

Tabla 7.

Costos operativos para el escenario sin SAEB

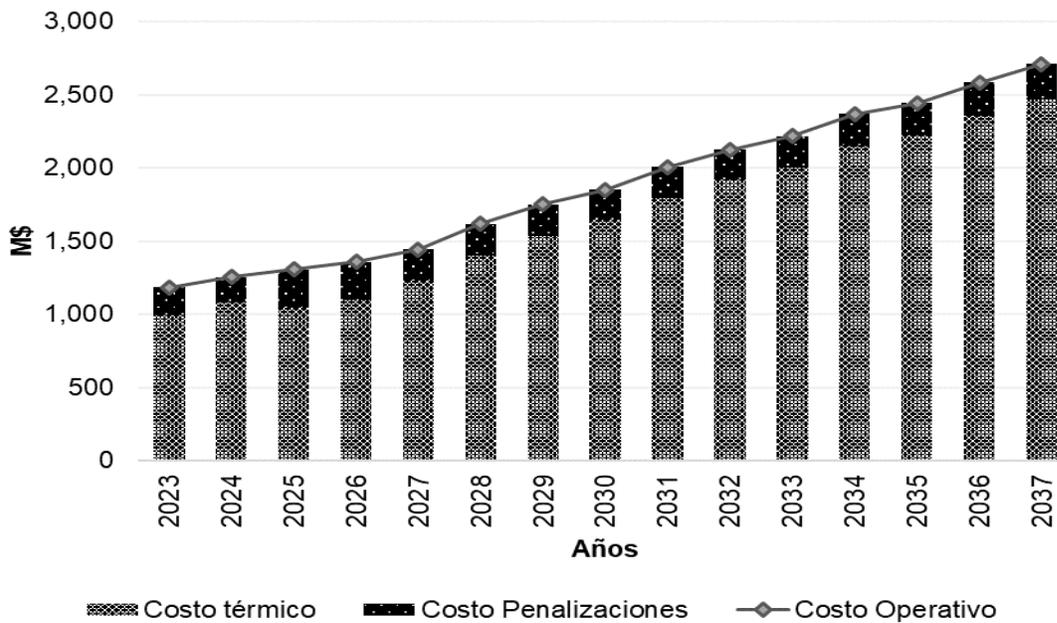
Año	Costo térmico (M\$)	Costo Penalizaciones (M\$)	Costo Operativo (M\$)
2023	991.66	192.52	1,184.17
2024	1,081.88	173.14	1,255.02
2025	1,046.88	259.02	1,305.90
2026	1,095.87	261.13	1,357.00
2027	1,232.93	212.13	1,445.06
2028	1,398.18	218.03	1,616.20
2029	1,533.25	217.61	1,750.85
2030	1,642.78	207.21	1,849.98
2031	1,791.01	216.78	2,007.79
2032	1,916.96	207.16	2,124.12
2033	2,003.30	213.24	2,216.54
2034	2,152.27	216.05	2,368.32
2035	2,226.61	217.07	2,443.68
2036	2,356.13	226.88	2,583.01
2037	2,470.27	239.15	2,709.43
VPN	11,852.42	1,760.11	13,612.53

Nota. Detalle anual del costo operativo estimado para el escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Como puede observarse en la tabla anterior, el costo operativo está conformado en una proporción importante por el costo térmico y en menor medida por los costos resultantes de las diferentes penalidades modeladas en los seis sistemas eléctricos, lo que se puede apreciar de mejor manera de forma gráfica en las siguientes figuras.

Figura 19.

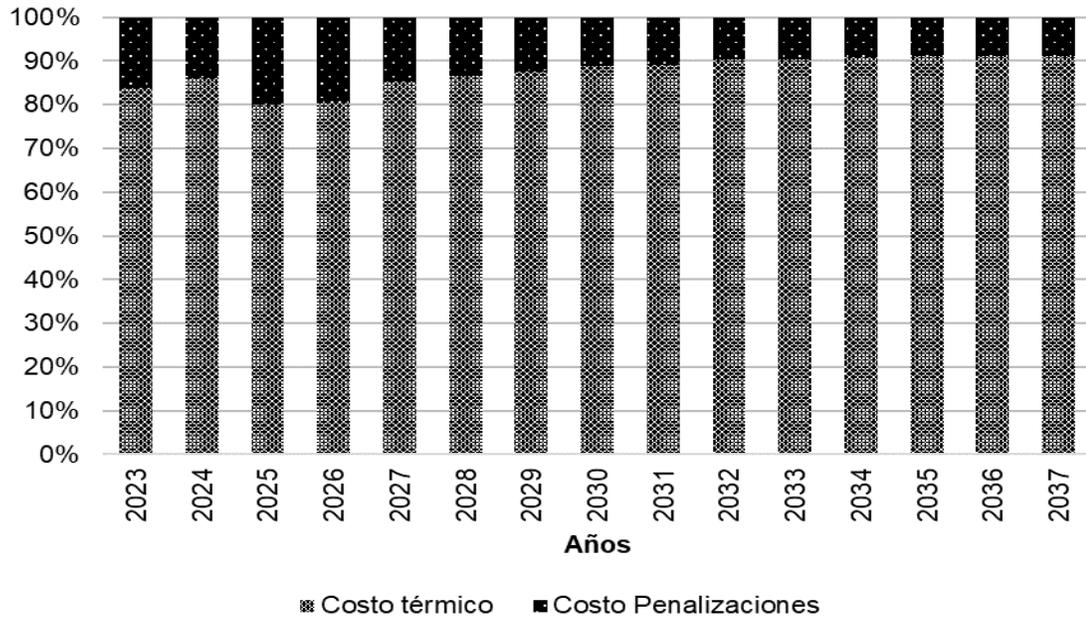
Costo operativo anual para el escenario sin SAEB



Nota. Costo operativo de cada uno de los años del horizonte del estudio para el escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 20.

Distribución anual del costo operativo para el escenario sin SAEB



Nota. Distribución de los costos que conforman el costo operativo en cada uno de los años del horizonte del estudio para el escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Como se observa, el costo operativo se conforma en más del 80% por costos térmicos en cada uno de los años del horizonte del estudio

4.2.2. Costo operativo del escenario con SAEB

El valor presente neto del costo total operativo para los quince años del horizonte de estudio en el escenario sin SAEB fue de M\$ 13,583.85, de los cuales M\$ 11,822.51 corresponden a costo térmico y M\$ 1,761.34 a costos de penalizaciones. A continuación, se presenta una tabla que detalla los costos

operativos anuales, así como el valor presente neto de los quince años simulados.

Tabla 8.

Costos operativos para el escenario con SAEB

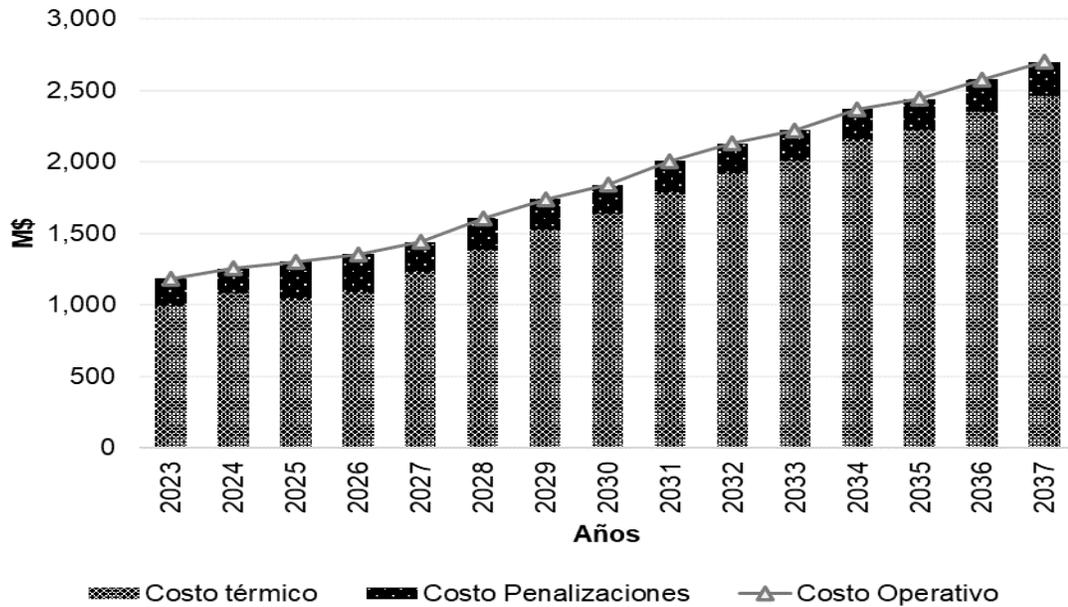
Año	Costo térmico (M\$)	Costo Penalizaciones (M\$)	Costo Operativo (M\$)
2023	990.54	193.14	1,183.67
2024	1,080.17	173.35	1,253.53
2025	1,043.29	259.19	1,302.48
2026	1,091.54	261.39	1,352.94
2027	1,227.20	212.39	1,439.59
2028	1,388.26	218.05	1,606.31
2029	1,523.08	217.86	1,740.95
2030	1,634.19	207.25	1,841.44
2031	1,788.44	216.91	2,005.35
2032	1,921.44	207.19	2,128.62
2033	2,007.21	213.10	2,220.31
2034	2,154.35	215.86	2,370.21
2035	2,224.31	216.74	2,441.05
2036	2,351.66	226.61	2,578.26
2037	2,460.38	238.87	2,699.25
VPN	11,822.51	1,761.34	13,583.85

Nota. Detalle anual del costo operativo estimado para el escenario con SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla puede observarse que el costo operativo está conformado en mayor proporción por el costo térmico y en menor medida por las penalidades modeladas en los seis sistemas eléctricos, lo que se puede apreciar de mejor manera de forma gráfica en las siguientes figuras.

Figura 21.

Costo operativo anual para el escenario con SAEB

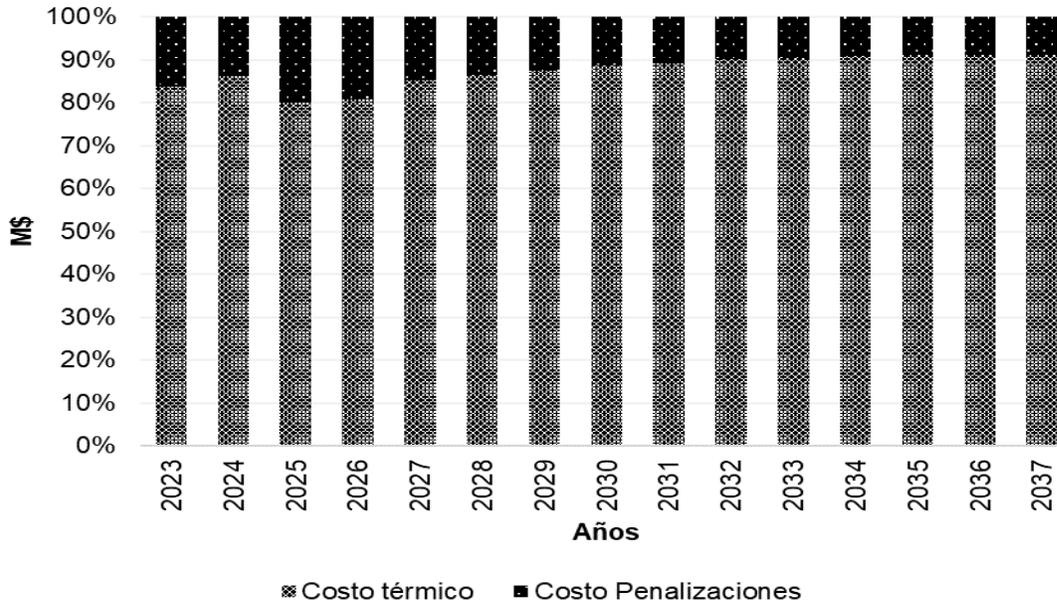


Nota. Costo operativo de cada uno de los años del horizonte del estudio para el escenario con SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

De la misma manera que en el escenario sin SAEB, el costo operativo está compuesto en mayor proporción por el costo térmico y se complementa con los costos correspondientes a las diferentes penalidades representadas en el modelo por los seis sistemas eléctricos de Centroamérica, tal como se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 22.

Distribución anual del costo operativo para el escenario con SAEB



Nota. Distribución de los costos que conforman el costo operativo en cada uno de los años del horizonte del estudio para el escenario con SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Resulta notable que el costo operativo se conforma en más del 80% por costos térmicos en cada uno de los años del horizonte del estudio, mientras que la proporción complementaria corresponde a los costos de las penalidades.

4.2.3. Variación del costo operativo

El valor presente neto del cambio del costo operativo del escenario con SAEB con respecto del escenario sin SAEB resultó en M\$ 28.69, que representa una reducción del costo operativo de 0.21 % para todo el horizonte de análisis. A continuación, se presenta la tabla con el detalle anual de los costos operativos

para los dos escenarios simulados, así como sus correspondientes variaciones absolutas y relativas.

Tabla 9.

Variación de los costos operativos entre el escenario con SAEB y sin SAEB

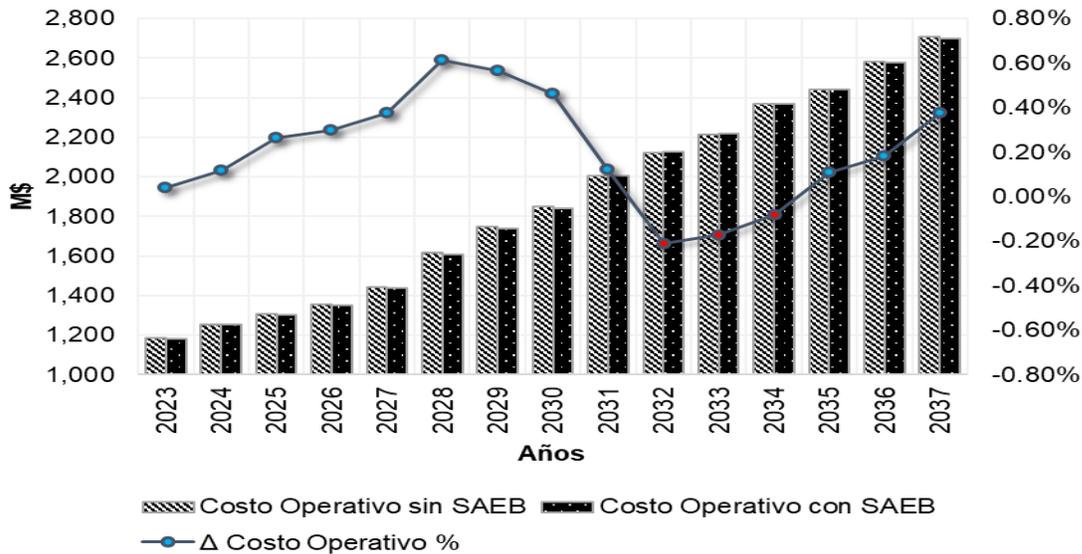
Año	Costo Operativo (M\$)	Costo Operativo (M\$)	Δ Costo Operativo (M\$)	Δ Costo Operativo %
2023	1,184.17	1,183.67	0.50	0.04%
2024	1,255.02	1,253.53	1.49	0.12%
2025	1,305.90	1,302.48	3.42	0.26%
2026	1,357.00	1,352.94	4.06	0.30%
2027	1,445.06	1,439.59	5.47	0.38%
2028	1,616.20	1,606.31	9.89	0.61%
2029	1,750.85	1,740.95	9.91	0.57%
2030	1,849.98	1,841.44	8.54	0.46%
2031	2,007.79	2,005.35	2.44	0.12%
2032	2,124.12	2,128.62	-4.50	-0.21%
2033	2,216.54	2,220.31	-3.77	-0.17%
2034	2,368.32	2,370.21	-1.89	-0.08%
2035	2,443.68	2,441.05	2.62	0.11%
2036	2,583.01	2,578.26	4.74	0.18%
2037	2,709.43	2,699.25	10.18	0.38%
VPN	13,612.53	13,583.85	28.69	0.21%

Nota. Detalle anual de la variación del costo operativo entre el escenario con SAEB con respecto al escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Los costos operativos y su variación relativa se presentan de manera gráfica en la siguiente figura.

Figura 23.

Variación nominal y relativa de los costos operativos entre escenarios



Nota. Costos operativos anuales de los escenarios sin SAEB y con SAEB, y su variación en el horizonte de estudio. Los puntos rojos de la curva de variación porcentual del costo operativo representan valores negativos, lo que significa que el costo operativo del escenario con SAEB es mayor que en el escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

4.3. Precios marginales

La segunda variable considerada para evaluar el impacto económico por la incorporación de SAEB en centrales solares fotovoltaicas es el precio marginal. Los precios marginales varían en cada una de las etapas de la operación del sistema en función de la demanda y los recursos de generación disponibles, considerando también las restricciones operativas imperantes.

4.3.1. Precios marginales del escenario sin SAEB

Tal como fue indicado, los precios marginales varían de acuerdo con la condición de carga, generación y condiciones imperantes en el sistema. En este contexto es importante tener en consideración que el SER está conformado por seis sistemas, correspondientes a los países del MER, cada uno con sus condiciones particulares de generación, carga y condiciones operativas, de tal manera que tendremos precios marginales específicos para cada país.

A continuación, se presentan los precios marginales correspondientes a los seis países que conforman el MER, para el escenario sin SAEB.

Tabla 10.

Precios marginales promedio anual por sistema en el escenario sin SAEB

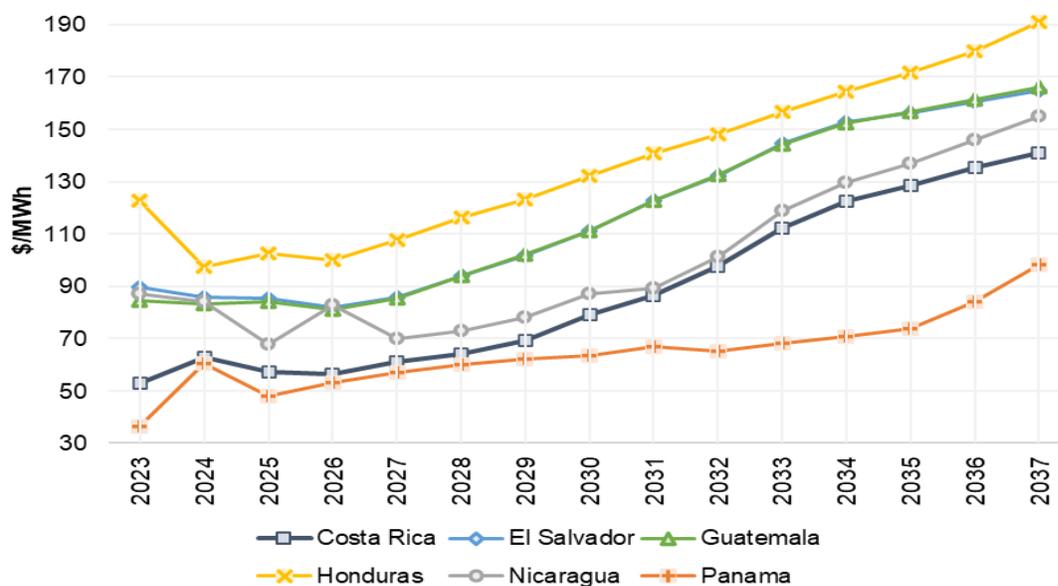
Año	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
2023	53.06	89.80	84.39	122.54	87.28	36.37
2024	62.91	85.69	83.31	97.30	84.02	60.61
2025	57.30	85.29	84.03	102.37	67.90	47.97
2026	56.21	81.97	81.11	99.78	82.92	53.16
2027	61.28	85.84	85.54	107.60	69.88	56.96
2028	64.30	93.87	93.87	116.33	73.06	59.87
2029	69.41	101.70	102.02	123.34	78.12	62.20
2030	79.06	110.93	110.93	132.16	87.20	63.41
2031	86.24	122.53	122.68	140.75	89.21	66.98
2032	97.40	132.35	132.40	148.17	101.11	65.19
2033	112.29	144.54	144.17	156.60	118.97	68.07
2034	122.59	152.83	152.14	164.54	129.71	70.59
2035	128.55	156.36	156.54	171.67	136.91	73.82
2036	135.41	160.67	161.44	179.87	146.10	83.93
2037	140.75	164.71	166.26	190.86	154.85	98.13

Nota. Precios marginales promedio anual por país para el escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

En la tabla se observan diferentes precios por país a lo largo del horizonte del estudio, lo cual se puede ilustrar de mejor manera por medio de la siguiente figura.

Figura 24.

Precios marginales promedio anual por sistema en el escenario sin SAEB



Nota. Precios marginales promedio anual por país para el escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

4.3.2. Precios marginales del escenario con SAEB

De la misma forma que en el escenario sin SAEB, a continuación, se presentan los precios marginales anuales para el horizonte del estudio correspondientes a los seis países que conforman el MER, en el escenario con SAEB.

Tabla 11.*Precios marginales promedio anual por sistema en el escenario sin SAEB*

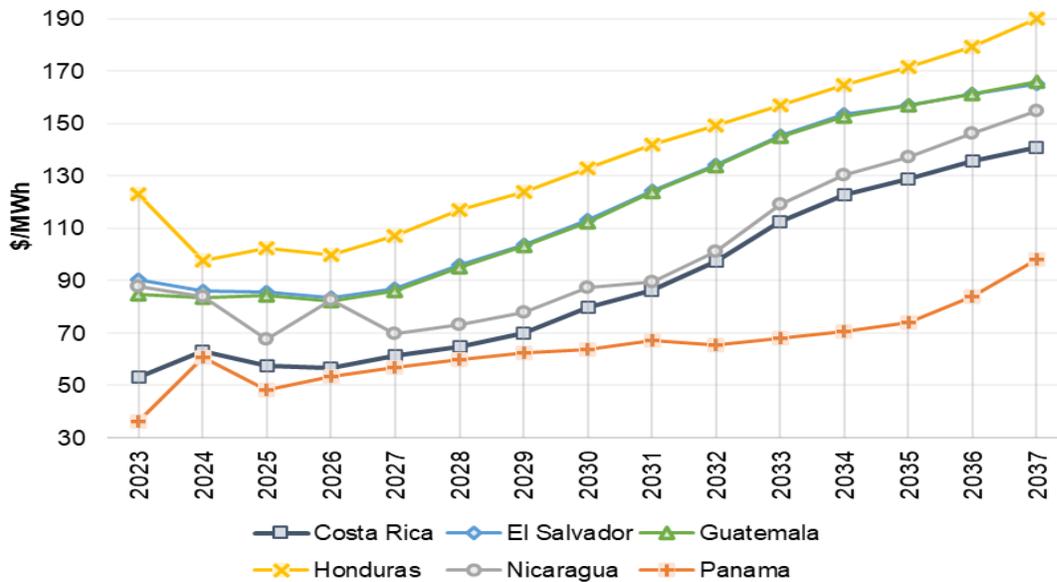
Año	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
2023	53.07	90.37	84.76	122.89	87.68	36.22
2024	62.96	86.00	83.37	97.44	84.02	60.56
2025	57.49	85.75	84.12	102.44	67.39	48.11
2026	56.47	83.48	82.03	99.66	82.53	53.22
2027	61.43	87.00	86.22	107.26	69.60	56.95
2028	64.61	95.72	95.07	116.79	73.08	59.80
2029	69.74	103.56	103.20	123.91	78.03	62.37
2030	79.65	112.94	112.39	133.09	87.43	63.63
2031	86.38	124.36	124.02	141.72	89.47	67.09
2032	97.43	134.20	133.72	149.07	101.24	65.24
2033	112.62	145.58	144.82	157.03	119.19	68.15
2034	123.00	153.55	152.53	164.62	130.24	70.60
2035	128.85	157.12	156.79	171.55	137.34	73.84
2036	135.50	161.24	161.49	179.49	146.20	83.89
2037	140.76	165.08	165.95	190.29	154.84	97.99

Nota. Precios marginales promedio anual por país para el escenario con SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Los precios marginales en este escenario resultan con valores y comportamientos muy similares a los obtenidos en el escenario sin SAEB para todo el horizonte de estudio, tal como se puede observar en la figura que sigue a continuación.

Figura 25.

Precios marginales promedio anual por sistema en el escenario con SAEB



Nota. Precios marginales promedio anual por país para el escenario con SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

4.3.3. Variación de los precios marginales

Por medio de la variación de los precios marginales podremos darnos una idea del impacto económico que resulta por la incorporación de los SAEB en las centrales fotovoltaicas del SER. De acuerdo con la ecuación 5 definida en el marco teórico, cuando la variación de los precios marginales es positiva los precios marginales en el escenario con SAEB se reducen con respecto a los precios del escenario sin SAEB, con lo cual podemos inferir que hay beneficios económicos en el sistema, y no habrá beneficio si ocurre lo contrario.

A continuación, se presentan las diferencias anuales de los precios marginales entre el escenario con SAEB respecto del escenario sin SAEB.

Tabla 12.

Variación de los costos marginales entre escenarios

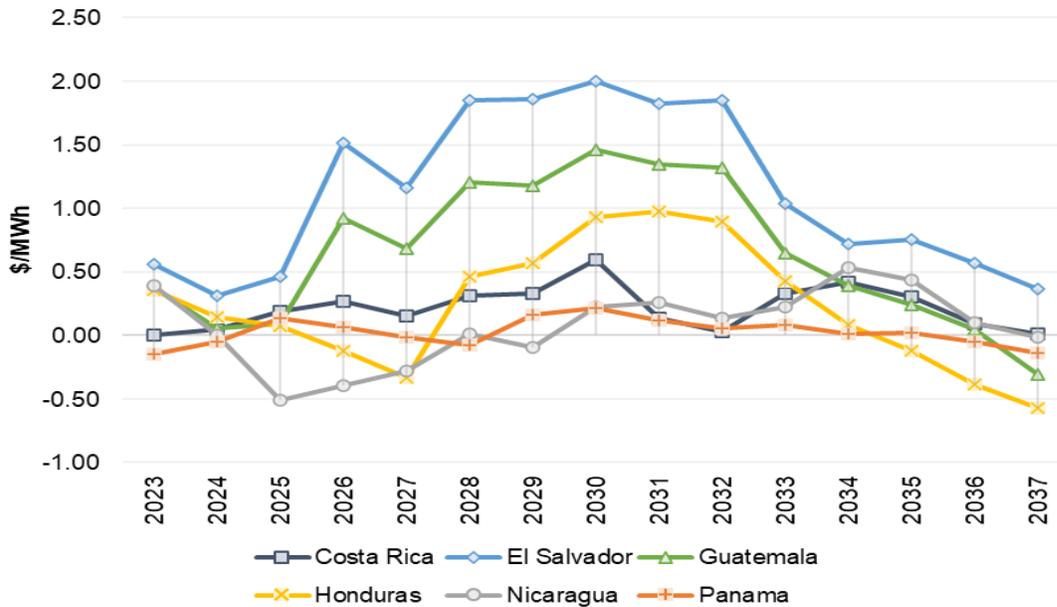
Año	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
2023	0.01	0.56	0.37	0.36	0.39	-0.15
2024	0.05	0.31	0.06	0.14	0.00	-0.05
2025	0.19	0.46	0.09	0.07	-0.51	0.14
2026	0.27	1.51	0.92	-0.12	-0.39	0.07
2027	0.15	1.16	0.68	-0.33	-0.28	-0.01
2028	0.31	1.85	1.21	0.46	0.02	-0.08
2029	0.33	1.86	1.18	0.57	-0.10	0.16
2030	0.59	2.00	1.46	0.93	0.23	0.22
2031	0.13	1.83	1.35	0.97	0.26	0.12
2032	0.03	1.85	1.32	0.90	0.14	0.05
2033	0.33	1.03	0.65	0.42	0.22	0.08
2034	0.41	0.71	0.39	0.08	0.54	0.01
2035	0.30	0.75	0.24	-0.12	0.44	0.02
2036	0.09	0.57	0.04	-0.38	0.10	-0.05
2037	0.01	0.37	-0.30	-0.57	-0.01	-0.14

Nota. Diferencias de precios marginales promedio anual por país del escenario con SAEB con respecto al escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Puede observarse que los precios marginales del escenario sin SAEB son en general mayores en todo el horizonte y en los seis países, incluso en Costa Rica, aun cuando en este sistema no se incorporaron SAEB. Estos resultados pueden observarse gráficamente en la siguiente figura.

Figura 26.

Variación de los costos marginales entre escenarios



Nota. Variación de los precios marginales en los países del MER para los quince años del horizonte de estudio. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

4.3.4. Variación porcentual de los precios marginales

La variación relativa de los precios marginales posibilita dimensionar de mejor manera el impacto económico en el sistema debido a la incorporación de los SAEB en las centrales fotovoltaicas. En este sentido, se presenta a continuación una tabla con las variaciones porcentuales anuales de los precios marginales por país.

Tabla 13.*Variación porcentual de los costos marginales entre escenarios*

Año	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
2023	0.01%	0.63%	0.44%	0.29%	0.45%	-0.41%
2024	0.08%	0.36%	0.07%	0.15%	0.00%	-0.09%
2025	0.33%	0.54%	0.11%	0.07%	-0.75%	0.29%
2026	0.47%	1.84%	1.14%	-0.12%	-0.47%	0.12%
2027	0.25%	1.35%	0.80%	-0.31%	-0.40%	-0.02%
2028	0.49%	1.97%	1.28%	0.40%	0.02%	-0.13%
2029	0.48%	1.83%	1.16%	0.46%	-0.12%	0.26%
2030	0.75%	1.81%	1.32%	0.70%	0.26%	0.34%
2031	0.15%	1.49%	1.10%	0.69%	0.29%	0.17%
2032	0.03%	1.40%	1.00%	0.61%	0.13%	0.08%
2033	0.29%	0.72%	0.45%	0.27%	0.19%	0.11%
2034	0.34%	0.47%	0.26%	0.05%	0.41%	0.02%
2035	0.23%	0.48%	0.15%	-0.07%	0.32%	0.03%
2036	0.07%	0.35%	0.03%	-0.21%	0.07%	-0.05%
2037	0.01%	0.22%	-0.18%	-0.30%	-0.01%	-0.14%

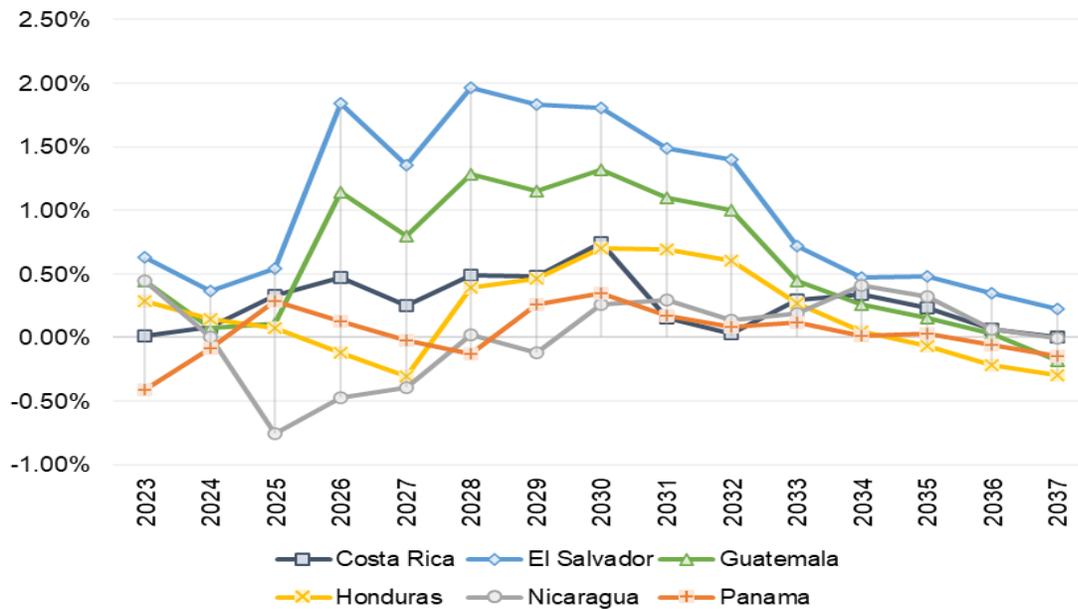
Nota. Diferencias porcentuales anuales de los precios marginales por país del escenario con SAEB con respecto al escenario sin SAEB. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Si bien las variaciones no son significativas, es claro que los precios marginales del caso con SAEB son menores con respecto al escenario sin SAEB.

Para comprender de mejor manera las variaciones porcentuales de los precios marginales, nos podemos referir a la siguiente figura.

Figura 27.

Variación porcentual de los costos marginales entre escenarios



Nota. Variación porcentual de los precios marginales en los países del MER para los quince años del horizonte de estudio. Elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En esta sección de discusión de resultados, se analizará detalladamente el impacto económico de la implementación de SAEB en centrales de generación fotovoltaica en el SER. Los hallazgos presentados en esta investigación representan un paso significativo hacia la comprensión de cómo estas tecnologías emergentes pueden influir en la economía del sector energético de la región centroamericana.

A lo largo de la investigación, se ha examinado la capacidad de los SAEB para afrontar los desafíos asociados a la variabilidad y la intermitencia de la generación solar fotovoltaica. Además, se han evaluado sus efectos en el costo operativo del sistema eléctrico regional considerando la optimización del recurso solar.

Los resultados presentados en esta sección se basan en el análisis de dos escenarios simulados, lo que proporciona una visión de los posibles beneficios económicos derivados de la integración de SAEB en el SER.

Es importante destacar que, si bien esta investigación ha arrojado resultados favorables sobre los impactos económicos positivos, existen también consideraciones adicionales que deben ser abordadas para garantizar una adopción exitosa de esta tecnología. Entre ellas, se encuentran cuestiones relacionadas con la regulación y las políticas energéticas, pero también la necesidad de optimizar aún más el diseño y la eficiencia de los SAEB.

En esta sección, se profundizará en los aspectos relevantes de los resultados obtenidos y se enfatizará la importancia de abordar los desafíos mencionados para avanzar en el desarrollo de este tipo de proyectos.

5.1. Variación del costo operativo

El costo operativo del escenario con SAEB con respecto del escenario sin SAEB se reduce en M\$ 28.69 en los quince años del horizonte de estudio, que en términos relativos representa una disminución de 0.21 % con respecto del costo operativo en el escenario sin SAEB.

Puede observarse que el costo operativo en el escenario con SAEB es menor que en el escenario sin SAEB en doce años de los quince simulados, con variaciones que van desde 0.04 % y hasta 0.61 %, siendo que la mayor variación ocurre en el año 2028. En los años 2032 a 2034 sin embargo, los costos operativos del escenario sin SAEB son menores que el caso con SAEB, resultando variaciones que van desde -0.21 % en el año 2032 y hasta -0.08 % en el año 2034.

Si bien la variación del costo operativo no es sustancial, ni tampoco es favorable todo el tiempo, en general se puede decir que los costos operativos en el SER se reducen con la incorporación de SAEB en las centrales solares.

5.2. Variación de los precios marginales

La variación de los precios marginales demuestra que los valores en el escenario sin SAEB son, en general, mayores con respecto del escenario con SAEB a lo largo del horizonte del estudio, inclusive en el sistema de Costa Rica,

en el que no se incorporaron SAEB, esto como resultado de una mejor optimización de los recursos disponibles para suministrar la demanda.

Las variaciones obtenidas muestran que los precios marginales pueden reducirse entre 0.01 y 2.00 \$/MWh, aunque también hay algunos valores que representan incrementos de precios, entre 0.15 y 0.57 \$/MWh, los cuales ocurren solo en cuarto de los seis países y en una proporción considerablemente menor.

Las variaciones porcentuales denotan reducciones de precios en todos los países, las cuales varían entre 0.01 % y 1.97 %, mientras que los incrementos de precio que ocurren en menor proporción varían entre 0.18 % a 0.75 %.

Si bien las variaciones de los precios marginales no son sustanciales, tanto en valores absolutos como relativos, ciertamente podemos notar que el sistema reacciona al incorporar SAEB, y podemos decir que esta tecnología ofrece señales positivas para la economía del sector eléctrico.

CONCLUSIONES

1. De acuerdo con la información disponible en los sitios web de las entidades dedicadas a la investigación de los avances de las tecnologías de almacenamiento, las baterías de iones de litio son las más adecuadas para utilizar en aplicaciones de arbitraje de energía, debido que ofrecen alta densidad de almacenamiento de energía, alta eficiencia de carga y descarga, y tiempos de vida prolongados.
2. El criterio para determinar la capacidad de los SAEB demuestra que fue acertado, pues obtuvieron despachos razonables para la generación fotovoltaica y para las baterías, y señales económicas favorables.
3. La comparación de los costos operativos y los precios marginales de las dos situaciones operativas, con y sin SAEB, permitió evidenciar el impacto económico en el Sistema Eléctrico Regional por la incorporación de estos en centrales fotovoltaicas.
4. La reducción de los costos operativos y precios marginales en los países del MER evidencian los beneficios económicos que los SAEB pueden ofrecer a los sistemas de la región al incorporarse en las centrales de generación solar fotovoltaica, haciendo de esta tecnología una opción atractiva tanto para inversores como para operadores.

RECOMENDACIONES

1. Establecer una metodología para determinar la capacidad de los sistemas de almacenamiento con mayor precisión, a partir de perfiles de generación fotovoltaica horaria.
2. Continuar con el desarrollo de estudios más detallados, utilizando información con mayor granularidad para representar la demanda y de los escenarios de generación fotovoltaica en el modelo de simulación, lo cual permitirá obtener resultados con mejor precisión.
3. Ampliar los análisis económicos, incorporando otras variables, como los ingresos en los proyectos, entre los que se deberá considerar ingresos por capacidad y los incentivos fiscales, según corresponda en cada uno de los países de la región.
4. Encomendar a las entidades reguladoras, planificadoras, operadores e inversionistas contemplen dentro de sus estrategias de operación e inversión la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía, teniendo en consideración los beneficios que aportan al sistema.

REFERENCIAS

- Argyrou, M., Christodoulides, P. y Kalogirou, S. (octubre, 2018). Energy storage for electricity generation and related processes: Technologies appraisal and grid scale applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 804-821.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118304817?via%3Dihub>
- Batlle, C. (2014). *Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos*. Washington D. C. Banco Interamericano de Desarrollo.
- Carnegie, R., Gotham, D., Nderitu, D. y Preckel, P. (2013). *Utility Scale Energy Storage Systems*. State Utility Forecasting Group Report.
- Carta, J., Calero, R., Colmenar, A. y Castro, M. (2009). *Centrales de energías renovables*. UNED, PEARSON.
- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (2021). *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional*. Autor.
- Consejo Nacional de Energía (CNE). (mayo 2022). *Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2022-2036*. Autor.
- Cornejo, J. & Zelaya J. (2021). *Almacenamiento de energía en plantas fotovoltaicas de la red de distribución de El Salvador*. [Tesis de Maestría]

en Energías Renovables y Medio Ambiente], Universidad de El Salvador.
Repositorio Institucional de la Universidad de El Salvador.
<https://ri.ues.edu.sv/id/eprint/23553/>

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA). (septiembre de 2022). *Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2022-2036, Tomo II, Plan Indicativo de Generación*. Autor.

Endemaño Ventura, Lázaro (2016). *Análisis Global de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica*. [Trabajo de fin de Máster en Sistemas de Energía Eléctrica], Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla. Depósito de Investigación Universidad de Sevilla <https://idus.us.es/bitstream/handle/11441/48651/TFM%20L%C3%83%C2%A1zaro%20Endema%C3%83%C2%B1o%20Ventura%20Corregido%281%29.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (abril de 2021). *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2020-2035*. Autor.

Instituto de Estudios Avanzados. (6 de octubre, 2022). *Energy Storage, More efforts needed*. IEA. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/energy-storage>

International Electrotechnical Commission. (2011). *Electrical energy storage: white paper*. Autor.

International Renewable Energy Agency. (2022). *RE-organising power systems for the transition*. Autor.

Massachusetts Institute of Technology (2022). *The future of energy storage*.
Autor.

Méndez, J. y Cuervo, R. (2007). *Energía solar fotovoltaica*. Instituto de
Tecnología y Formación.

Ministerio de Energía y Minas (MEM). (diciembre de 2021). *Plan Indicativo de
Expansión de la Generación Eléctrica 2021-2035*. Autor.

Ministerio de Energía y Minas (MEM). (s.f.). *Plan de Expansión Indicativo de
Generación 2022-2052*. Autor.

National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2023). *Annual Technology
Baseline*. https://atb.nrel.gov/electricity/2022/utility-scale_pv-plus-battery

Olabi, A., Onumaegbu, C., Wilberforce, T., Ramadan, M., Abdelkareem, M. y Al
– Alami, A. (enero, 2021). *Critical review of energy storage systems*.
Energy, 214, 118987.
[https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S03605442203209
46?via%](https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544220320946?via%3Aihub)

Operador del Sistema Eléctrico de Honduras. (2022). *Guía para Limitación de
Generación Renovable Variable*. Autor.

Operador del Sistema Eléctrico de Honduras. (25 de febrero de 2022). *Plan
Indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031*. San Pedro Sula,
Autor.

Pacific Northwest National Laboratory | PNNL. (s.f.). *Energy Storage Cost and Performance Database*. <https://www.pnnl.gov/lithium-ion-battery-lfp-and-nmc>

Pep, M. (2007). *Energías renovables para todos: Energía Solar Fotovoltaica*. España: Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.

PSR. (s.f.). *SDDP Despacho Hidrotérmico Estocástico con Restricciones de Red*. [Mensaje de blog]. <https://www.psr-inc.com/software-es/>

PSR. (s.f.). *SDDP Manual de Metodología*. Brasil: Autor.

Vega, J. y Ramírez, S. (2014). *Fuentes de energía: Renovables y no renovables aplicaciones*. Bogotá, Colombia: Algaomega.

Wei, W., Wu, D., Wang, Z., Mei, S. y Catalao, J. (julio, 2020). *Impact of Energy Storage on Economic Dispatch of Distribution Systems: A Multi-Parametric Linear Programming Approach and its Implications*. IEEE Open Access Journal of Power and Energy, 7, 243-253. <https://ieeexplore.ieee.org/document/9133166>

Zhang, Z., Ding, T., Zhou, Q., Sun, Y., Qu, M., Zeng, Z., Ju, Y., Li, L., Wang, K. y Chi, F. (septiembre, 2021). *A review of technologies and applications on versatile energy storage systems*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148, 111263. Recuperado de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032121005505?via%3Dihub>