



**Escuela de Ingeniería Electromecánica
Sistema de Estudios de Posgrado**

Evaluación del impacto económico de la instalación de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas de alta tensión en Centroamérica.

Propuesta final de proyecto de graduación para optar por el título de Máster en Administración de la Ingeniería Electromecánica con Énfasis en Administración de Energía.

ESTUDIANTE

Jonathan Alberto Granados Cascante

Cartago, Costa Rica diciembre de 2023

Evaluación del impacto económico de la instalación de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas de alta tensión en Centroamérica. © 2023 por Jonathan Granados Cascante tiene licencia CC BY-SA 4.0. Para ver una copia de esta licencia, visite <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

Tribunal Académico

Esta propuesta final de graduación fue aprobada en Cartago el día 7 de diciembre de 2023 por la Comisión de Maestría de la Escuela de Ingeniería Electromecánica, como requisito para optar el grado de Máster.

MAIE. Ing. Carlos Piedra Santamaría
Director Posgrado de la Escuela de Ingeniería Electromecánica

M.Sc. Ing. Gustavo Gómez Ramírez
Profesor Guía

MAIE. Ing. Ignacio del Valle Granados
Asesor

MAIE. Ing. Rodolfo Elizondo Hernández
Asesor

Jonathan Granados Cascante

Nombre estudiante

Sustentante

Declaración Jurada

Yo, Jonathan Granados Cascante, cédula 3 0461 0468, estudiante de la Maestría en Ingeniería Electromecánica con énfasis en Gestión Energía, declaro bajo juramento que soy autor intelectual del presente trabajo final de graduación con el título: Evaluación del impacto económico de la instalación de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas de alta tensión en Centroamérica y no hay copia ni duplicación de material intelectual procedente de medios impresos, digitales o audiovisuales que se presente como de mi autoría. Toda palabra dicha o escrita por otra persona consignada en este trabajo, está debidamente referenciada.

Cartago, 7 de diciembre de 2023

Jonathan Granados Cascante

Estudiante

Datos personales.

Nombre completo: Jonathan Granados Cascante

Número de cédula: 304610468

Número de carné: 2021582362

Números de teléfono: 87489566

Correos electrónicos: jon.granados92@gmail.com / jgranadosca@ice.go.cr

Datos de la empresa.

Nombre: ICE

Actividad Principal: Operador del SEN

Dirección: Santo domingo de Heredia.

Contacto: Sancho Chaves Rolando

Teléfono: 2001-6814

Tabla de Contenido

Capítulo I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Antecedentes	2
1.2. Justificación e Importancia de la investigación.....	3
1.3. Planteamiento del problema	4
1.3.1. Pregunta de investigación.	5
1.3.2. Objetivo general.....	5
1.3.3. Objetivos específicos.	5
1.3.3.1. Objetivo 1.....	5
1.3.3.2. Objetivo 2.....	5
1.3.3.3. Objetivo 3.....	5
1.4. Viabilidad.....	6
1.5. Alcance	6
1.6. Limitaciones.....	6
1.7. Resumen de capítulos.....	6
Capítulo II.....	9
2. MARCO CONTEXTUAL	9
2.1. Marco Referencial.....	9
2.2. Marco Teórico.	12
2.2.1. Análisis Financiero.	12
2.2.2. Criterio de evaluación de proyectos.....	12
2.2.3. Flujo de caja.....	12

2.2.4.	Costo Total presupuestado.....	12
2.2.5.	Gastos de operación.	13
2.2.6.	Gastos Financieros.....	13
2.2.7.	Ingresos y egresos de operación.	13
2.2.8.	Rentabilidad.....	13
2.2.9.	Tasa Interna de retorno.	14
2.2.10.	Valor Actual Neto.	14
2.2.11.	Tecnologías de almacenamiento electroquímico	14
2.2.12.	Ingeniería de almacenamiento e integración de energía.	15
2.2.13.	Almacenamiento de energía en la red eléctrica.....	15
2.2.14.	Inversión en la Red.....	15
2.2.15.	Control de voltaje.....	15
2.2.16.	Confiableidad y resiliencia del sistema.....	16
2.2.17.	Integración del almacenamiento de energía en recursos renovables.....	16
2.2.18.	Atenuación de fenómenos transitorios.....	16
2.2.19.	Compensación de Reactivo en líneas de transmisión.....	16
2.2.20.	Arranque en negro.....	17
2.2.21.	Arbitraje.	17
2.2.22.	Respuesta de la demanda.....	17
2.2.23.	Microrredes.	17
2.2.24.	Calidad de energía.....	18
2.2.25.	Impacto de la electrificación en el sector transporte.....	18
2.2.26.	Impacto en Infraestructura de la electrificación del sector transporte.	18
2.2.27.	Seguridad y confiabilidad del almacenamiento de energía.....	18

2.2.28.	La seguridad del almacenamiento de energía en la investigación y diseño.	19
2.2.29.	Simulación y modelado en redes.....	19
2.2.30.	Modelado de baterías.	19
2.2.31.	Aplicaciones del almacenamiento de energía.	19
2.2.32.	Aplicaciones de transmisión.....	20
2.2.33.	Aplicaciones en distribución.	20
2.2.34.	Microrredes de servicios públicos.....	20
2.2.35.	Incorporación de consideraciones de implementación en el mundo real en la etapa inicial de I+D.....	21
2.2.36.	Tratamiento al final de su vida útil y reciclaje.	22
2.2.37.	Tecnología de almacenamiento de baterías.....	22
2.2.38.	Tecnología de almacenamiento integrado a los sistemas de potencia.	22
2.2.38.1.	Bombeo hidráulico.	22
2.2.38.2.	Aire comprimido.....	23
2.2.38.3.	Volante de inercia.....	23
2.2.38.4.	Hidrógeno electrólisis.....	23
2.2.38.5.	Baterías de flujo.....	23
2.2.38.6.	Baterías de sales fundidas.....	23
2.2.38.7.	Baterías electroquímicas.....	23
2.2.38.7.1.	Baterías de ácido-plomo.	24
2.2.38.7.2.	Baterías de Níquel Cadmio.....	24
2.2.38.7.3.	Baterías de Níquel Hidruro metálico.	24
2.2.38.7.4.	Baterías de Ión Litio (Li-ion).....	24
2.2.38.7.5.	Baterías de Polímero Ión Litio.....	24
2.2.38.7.6.	Baterías de Cloruro de Níquel Sódico.	25

2.2.39.	Costo nivelado de energía (LCOE).....	25
2.2.40.	Costo de vida anualizado (LCCOS).....	25
2.3.	Marco Legal.	26
2.3.1.	Normativa vigente para Costa Rica.	26
2.3.1.1.	POASEN.	26
2.3.1.2.	SASEN.	27
2.3.1.3.	RSSE.	27
2.3.2.	Normativa Regional vigente.	27
2.3.2.1.	RMER.....	27
Capítulo III:	28
3.	METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.....	28
3.1.	Tipo de estudio.	28
3.2.	Paradigma de investigación.....	28
3.3.	Instrumentos de recolección de datos.....	28
3.4.	Definición de prueba piloto.....	29
3.5.	Técnicas para presentación y análisis de la información.	30
3.6.	Mapa conceptual	30
3.6.1.	Cronograma de ejecución.	33
Capítulo IV:	34
4.	Diseño de Instalación de almacenamiento electroquímico.	34
4.1.	Subestación Eléctrica	34
4.1.1.	Subestación convencional.....	35
4.1.1.1.	Esquema de doble barra con disyuntor y medio convencional.	36
4.1.1.2.	Esquema de barra simple.....	37

4.1.2.	Subestación Encapsulada.....	38
4.1.2.1.	Configuración de disyuntor y medio.....	39
4.1.2.2.	Configuración H con compartimientos delimitados.....	39
4.1.3.	Sistema de almacenamiento integrado a una subestación.....	40
Capítulo V.....		45
5.	Costos para la integración de almacenamiento electroquímico y el establecimiento de los beneficios económicos.....	45
5.1.	Análisis económico.....	45
5.1.1.	Costo capital.....	45
5.1.2.	Sistema de conversión de potencia.....	45
5.1.3.	Balance de planta.....	45
5.1.4.	Tarifa eléctrica.....	46
5.1.5.	Degradación.....	48
5.1.6.	Costo del ciclo de vida del almacenamiento.....	48
5.1.7.	Costo normalizado de Energía.....	48
5.1.8.	Caso de estudio almacenamiento electroquímico.....	49
5.2.	Análisis de eventos del sistema eléctrico.....	54
5.3.	Comparativa con otras fuentes de energía.....	57
Capítulo VI.....		63
6.	Modelo de Gestión Energética del Almacenamiento Electroquímico.....	63
6.1.	Infraestructura eléctrica.....	63
6.2.	Operación con respecto a la demanda.....	63
6.3.	Operación con respecto a eventos regionales.....	68
6.4.	Desviaciones de intercambios.....	70
Capítulo VII.....		73

7.	Conclusiones, Recomendaciones y Aportes personales.	73
7.1.	Conclusiones.	73
7.2.	Recomendaciones.	74
7.3.	Aportes personales	75
8.	Bibliografía.	76
9.	Anexos	78
9.1.	Anexo 1: Subestación de diámetro y medio y convencional.	78
9.2.	Anexo 2: Tabla de validación de datos.	79
9.3.	Anexo 3: Tabla típica de Demanda Nacional.	83

Índice de Tablas

Tabla 1	Riesgo de seguridad.	21
Tabla 2	Instrumentos de recolección de datos	29
Tabla 3	Técnicas para presentación y análisis de la información.	30
Tabla 4	Cronograma de Ejecución.	33
Tabla 5	Descripción de elementos de subestaciones	35
Tabla 6	Equipos de almacenamiento de energía.	41
Tabla 7	Tarifas de distribuidor de energía	46
Tabla 8	Cálculo de promedio diario por ciclo	47
Tabla 9	Tabla de datos caso de almacenamiento de 100 MW	50
Tabla 10	Datos de cálculos de costos estandarizados.	52
Tabla 11	Datos para cálculo de costo estandarizado	53
Tabla 12	Tabla de eventos SEN 2022.	55
Tabla 13	Duración de ingreso por tipo de tecnología.	68

Índice de Figuras

Figura 1 Mapa conceptual del proyecto.....	32
Figura 2 Esquema de doble barra con disyuntor y medio convencional	37
Figura 3 Esquema de barra auxiliar	38
Figura 4 Diagrama de disyuntor y medio	39
Figura 5 Configuración H con compartimientos delimitados.....	40
Figura 6 Diagrama completo de integración al SEN	43
Figura 7 Diagrama de ocupación de sistema de almacenamiento	44

Índice de Gráficos

Gráfico 1 Tendencia de pérdida de PIB en caso de apagón nacional	56
Gráfico 2 Costo energía promedio por compañía	57
Gráfico 3 Costo por tipo de planta	58
Gráfico 4 Costo por tipo de planta en Ecuador.....	59
Gráfico 5 Costos de bloques térmicos 2023	60
Gráfico 6 Costo por tipo de generación	61
Gráfico 7 Demanda típica por día de la semana	64
Gráfico 8 Escenario de demanda con viento y con alta temperatura.....	65
Gráfico 9 Tendencia de costos entre tecnología térmica y electroquímica	66
Gráfico 10 Comparativa entre tecnología térmica y electroquímica	67
Gráfico 11 Proyección de costos ante un evento de 100 MW durante 15 min.....	69
Gráfico 12 Desviación anual.....	70
Gráfico 13 Ganancias de desviaciones por planta	72

Lista de siglas, abreviaturas y acrónimos

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad

DOCSE: División de Operación y Control del Sistema Eléctrico

RMER: Reglamento del Mercado Eléctrico Regional

OS: Operador del sistema

CRIE: Comisión regional de interconexión eléctrica

SICA: Sistema de la Integración Centroamericana

ARESEP: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos

CENCE: Centro de Control de Energía

RSSE: Reglamento sectorial de servicios eléctricos

SASEN: Reglamento Técnico de los Servicios Auxiliares en el Sistema Eléctrico Nacional

IDC: Índice de desempeño de los costos

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa Interna de Retorno

CTP: Costo Total Presupuestado

PAT: Presupuesto a la Terminación

ESS: Sistema de Almacenamiento de Energía o Energy Storage System

PEV: Vehículo Eléctrico con Conexión a la Red o Plug-in Electric Vehicles

PHEV: Vehículos Híbridos con Conexión a la Red o Plug-in Hybrid Electric Vehicles

BEV: Vehículos Eléctricos de Batería o Battery Electric Vehicles

PCS: Sistema de Conversión de Potencia

Capítulo I

1 INTRODUCCIÓN

A nivel global, existen diferentes sistemas eléctricos y cada uno varía según el territorio que abarca, lo que hace que esté estrechamente ligado al tamaño de cada sitio. Con relación a esto, existe una tendencia de cada país a manejar su sistema eléctrico de manera distinta.

Lo anterior no limita que una serie de países puedan estar interconectados para generar diferentes transacciones de energía que resultan beneficiosas para la economía nacional y, a la vez, permite suplir las necesidades del servicio interno al generar transacciones de potencia que ayudan a mantener un servicio más estable.

Se debe tomar en cuenta que todo sistema está expuesto a fallas de cualquier tipo, como por ejemplo pérdidas por generación o apertura de circuitos, esto hace que un sistema necesite compensar de acuerdo con una situación específica, ya que no todas las fallas se compensan de la misma manera. Un evento, por más pequeño que parezca, si no se compensa de la manera adecuada, puede hacer que un sistema colapse de diferentes formas y que, en el peor de los casos, genere un apagón.

A modo de contexto con respecto al sistema regional centroamericano, el cual incluye a los países de Honduras, El Salvador, Guatemala, Nicaragua, Panamá y Costa Rica, existe una interconexión con México, pero la transacción es directa con Guatemala. De hecho, debido a esta interconexión, si algún país sufre de un evento que hace que las interconexiones se abran, el resto sufre un efecto colateral el cual amerita que se tenga que compensar por los países conexos. Uno de los eventos más fuertes que pueden ocurrir a nivel regional es la apertura de la interconexión con México, en este punto hay que cuestionar cómo se puede compensar esta salida de un bloque de potencia y si, eventualmente, instalar baterías electrolíticas en un sistema puede llegar a compensar el efecto de este tipo de eventos.

En el caso de que la instalación de dichas baterías se ejecute como un proyecto viable, hay que evaluar cuál es el impacto económico de la instalación de almacenamiento electroquímico en las redes de alta tensión del sistema eléctrico regional y determinar qué tan rentable puede ser una solución en esta línea de compensación, ante eventos de pérdida de generación.

1.1. Antecedentes

En 1949, por medio del Decreto - Ley No.449, con fecha del 8 de abril, se crea el Instituto Costarricense de Electricidad, de ahora en adelante conocido por sus siglas ICE, este inicia con el propósito de llevar electricidad al territorio por lo cual fue creando plantas hidroeléctricas por medio de las cuales se ha logrado electrificar el país, el ICE interconecta las plantas al generar estabilidad para el servicio, pero trae consigo un tema de coordinación entre plantas que se debe subsanar.

Esto llevó a crear una división dentro de la institución que suple esa necesidad de coordinación en 1981, esta se llama División de Operación y Control del Sistema Eléctrico (CENCE) y se encarga de la coordinación entre plantas para el ingreso, salida y direccionamiento de la energía que se produce por cada una de ellas.

La etapa de crecimiento de las plantas generadoras interconectadas también trae consigo un tiraje de nuevas líneas de transmisión que, con el tiempo, generan redundancias al sistema eléctrico al producir una coordinación, no solo de las plantas, sino también de la administración de estas líneas de transmisión.

En Centroamérica, existe una Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, que es el ente regulador y normativo del Mercado Eléctrico Regional, por estar interconectados a nivel centroamericano con El Salvador, Honduras, Nicaragua, Guatemala, Panamá y Costa Rica, esto genera una transacción comercial que abre las oportunidades de compra y venta de energía a nivel general para lo cual existen los entes anteriormente mencionados.

Ahora bien, hay un tercer actor que es el coordinador en tiempo real de las diferentes acciones en las interconexiones y que vigila las diferencias en las potencias de estas, se trata del Ente Operador

del Sistema y es el encargado de tomar las acciones necesarias en coordinación con los diferentes países.

Estos entes se crean para generar un avance a nivel centroamericano y así desarrollar las diferentes zonas con el impulso de un mercado que pueda brindar energía estable y a un precio de conveniencia entre los diferentes países, esto hace que la energía en algunos casos llegue a ser más barata. En este conjunto de países cabe señalar que existe todo tipo de producción de energía que pueden variar al ir de hidroeléctricas hasta térmicas, dependiendo de la región, esto hace que cada costo varíe según la generación pactada.

Al estar interconectado y generar transacciones en tiempo real, las aperturas de las interconexiones y los fallos internos de los países pueden desequilibrar los sistemas interconexos al producir problemáticas que pueden llevar al apagón de un sistema.

1.2. Justificación e importancia de la investigación

El Instituto Costarricense de Electricidad es el representante a nivel nacional pues es el agente ante el Mercado Eléctrico Regional y se le conoce como por sus siglas en español como MER. Este está regido por un reglamento conocido Reglamento del Mercado Eléctrico (RMER) , el ICE es quien está dirigiendo actualmente la operación en tiempo real y ventas al MER.

Actualmente, en el mercado eléctrico solo existe un método para corregir las desviaciones cuando se dan pérdidas masivas de generación, ya que estas transacciones fungen como generación para el receptor y los países que quedan conectados tienen que aportar esta generación según el Anexo “5.4. *Determinación y evaluación del indicador DCS*” (CRIE, 2023); en el apartado A5.4.6.2 se indica que, ante eventos, todos los países miembros tienen 15 minutos para resolver y restablecer la desviación producida.

Ante lo anterior, se debe tener en cuenta que el mercado eléctrico regional es vulnerable ante eventos de pérdidas de generación por desconexión, ante esto, el reglamento “4 *Planeamiento de la Operación*” (CRIE, 2023), en el apartado 4.1.2, plantea utilizar la generación conectada para

compensar las desviaciones, lo cual implica que hay cobros por desviaciones y el tiempo que estas duren. Si no se plantea otro método de compensación, seguiremos teniendo un mercado muy rígido que va a ser cada vez más costoso de poder sostener.

Como se ha explicado anteriormente, no hay un planteamiento que sea complementario para las desviaciones con respecto a estas pérdidas de potencia, para el caso de esta investigación en particular, se plantea revisar los costos que implica la instalación de baterías electroquímicas en una subestación para la compensación de la pérdida de generación, lo cual ayudaría a los directivos de la región a esclarecer si es viable hacer dicha inversión en lugar de realizar el pago de desviaciones ante el MER.

Esta investigación abre la posibilidad de tener una segunda opción a la hora de afrontar eventos a nivel regional, ya que con esto se podría ver la viabilidad de instalación de los elementos en subestaciones clave que permitirán una compensación distribuida y mayor estabilidad en los diferentes mercados internos, ya que, como se ve en el apartado “*4 Planeamiento de la Operación*”, (CRIE, 2023); el sistema no tiene muchos elementos a los cuales recurrir para mitigar las desviaciones y un solo país con la suficiente pérdida podría provocar un apagón regional.

En el sistema actual, no solo a nivel regional, sino a nivel global, una de las grandes problemáticas es la pérdida de generación y las diferentes implicaciones que esto conlleva, como lo indica el RMER, esto se extiende a los diferentes mercados internacionales. Cada desviación es compensada por los diferentes actores y a nivel país afecta a la industria, el comercio y hasta los hospitales, convirtiéndolo en un tema crítico, pues se trata de la estabilidad de un sistema que es algo de lo cual todos participan y necesitan. Esta investigación abre la opción de tener una seguridad operativa más estable, que se complementa en cada etapa.

1.3. Planteamiento del problema

A nivel centroamericano los países interconectados sufren salidas de bloques de generación o apertura de interconexiones que pueden generar eventos de baja frecuencia y estos, a su vez, pérdidas de potencia a nivel general que pueden materializar problemas varios hasta llegar a un

apagón a nivel nacional. También, existen pequeñas fluctuaciones que generan desviaciones en las interconexiones, estas por sí mismas no representan un problema, pero si lo es a nivel de cobro por desviaciones, esto porque, sin importar cuál de los países miembros interconectados tenga un problema, se trasladará a los demás países de modo que se generen posibles problemas a nivel del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

1.3.1. **Pregunta de investigación**

¿El uso de almacenamiento electroquímico podrá proporcionar beneficios energéticos y económicos a la red regional?

1.3.2. **Objetivo general**

Evaluar el impacto económico de la instalación de almacenamiento electroquímico en las redes de alta tensión del sistema eléctrico regional para la obtención de los beneficios a partir del análisis técnico y financiero de su viabilidad.

1.3.3. **Objetivos específicos**

1.3.3.1. **Objetivo 1**

Proponer un diseño de instalación de almacenamiento electroquímico que se ajuste al requerimiento para la determinación de las capacidades a partir del modelado y simulación en la red eléctrica regional.

1.3.3.2. **Objetivo 2**

Determinar los costos de la integración de almacenamiento electroquímico para el establecimiento de los beneficios económicos, a partir de técnicas de análisis financiero y económico.

1.3.3.3. **Objetivo 3**

Establecer un modelo de gestión energética del almacenamiento electroquímico para el manejo de la integración mediante el análisis de la operación económica en la red.

1.4. Viabilidad

Se necesitan conocimientos en sistemas eléctricos de potencia, revisión de planos unifilares, lectura de datos en software de potencias, poder realizar una evaluación financiera y tabular los datos para poder gestionar los diferentes costos. Se cuenta con el apoyo del Centro de Control de Energía por la información que se necesita del sistema, así como los departamentos de compras, además de la disposición de tiempo para el desarrollo del proyecto. Por último, se cuenta con programas para la lectura y generación de planos, con el fin de gestionar los datos a nivel de costos y calcular proyecciones.

1.5. Alcance

Este proyecto tiene como objetivo describir cuanto llegaría a ser el costo de instalación de un sistema de baterías electroquímicas en una subestación para realizar compensaciones de potencia a nivel regional, mediante un análisis financiero que incluya los costos de instalación y operación de los equipos. Proponer un diseño de instalación de almacenamiento electroquímico que se ajuste al requerimiento para la determinación de las capacidades, a partir del modelado y la simulación en la red eléctrica regional, por medio de la integración en el software especializado.

Se realizará un análisis financiero para determinar la viabilidad del uso de este tipo de tecnología a fin de establecer los beneficios de su implementación.

1.6. Limitaciones

No se prevén limitaciones para la investigación.

1.7. Resumen de capítulos

En el capítulo II se presenta un marco referencial en el cual se realizó la investigación de la actualidad, tanto nacional, como regional, para darle un enfoque al objetivo del proyecto y solucionar una problemática que se extiende a nivel regional, también se hizo referencia de escritos que contienen información de costos de sistemas electroquímicos los cuales brindan perspectiva de las tecnologías actuales y su alcance. Asimismo, se introduce la teoría necesaria para comprender los fenómenos de potencia y su interacción en el SEN y, por último, se establece un marco legal donde se explican las legislaciones que rigen a nivel regional y nacional todo el mercado eléctrico.

En el capítulo III se brinda la metodología de cumplimiento de los objetivos propuestos, en ella se establecen los procedimientos, así como los elementos de consideración a favor y contra de las técnicas planteadas. Por último, se plantean los aspectos necesarios para el cumplimiento unánime de los objetivos del TFG.

El capítulo IV, se centra en el diseño de instalación de almacenamiento electroquímico y se realiza una propuesta de integración a una barra 230 kV, para ello, se explican los diferentes elementos que se deben integrar y sus descripciones, además de explicar los tipos de subestaciones como la convencional o de interruptor y medio y sus diferentes esquemas y configuraciones. Con respecto a las baterías, tenemos los unifilares de configuración, según indica el fabricante, y las propuestas de dónde se deben de integrar para su respectiva elevación y su destino final a la barra 230 kV. Por último, se brinda una descripción a nivel de medidas de la distribución de un bloque de 20 MW completo para esta solución.

En el capítulo V, se exploran los costos para la integración de almacenamiento electroquímico y el establecimiento de los beneficios económicos con todos los costos que se establecen en la literatura, que son llevados a una realidad anual para proyectarlos a través del tiempo, de forma que se integren tanto gastos como ganancias, lo anterior permite estandarizar el costo y hacer comparaciones con otros proyectos, otras tecnologías y otras condiciones. Gracias a que están estandarizadas, ofrecen una razón objetiva para análisis. También, se establecen criterios de operación como posible escenario ideal, con sus respectivas tarifas y ganancias, esto alimenta el proyecto y permite obtener mayor utilidad de los recursos disponibles bajo un escenario ideal.

En el capítulo VI se presenta un modelo de gestión energética del almacenamiento electroquímico el cual se concentra en un rendimiento de este tipo de almacenamiento, enfocado no solo en la parte técnica, sino económica, al tomar en cuenta los rendimientos económicos que se puedan llegar a obtener a la hora de aplicarlo como solución, se explica cómo se pueden utilizar, así como las ganancias proyectadas esto para facilitar una toma de decisiones.

Por último, en capítulo VII de conclusiones, recomendaciones y aportes personales, se plasman los beneficios, contribuciones y escenarios de uso para mejorar los beneficios económicos, todo enfocado en el desarrollo del SEN y en las empresas prestadoras del servicio eléctrico a nivel regional.

Capítulo II

2 MARCO CONTEXTUAL

2.1. Marco referencial

A medida que la población crece, los sistemas eléctricos también, lo que genera que las diferentes redes de interconexión sean más grandes y, ante este hecho, tienen que estar interconectadas, lo cual trae consigo múltiples oportunidades de mejora, ya que año a año la tecnología está más presente en nuestros hogares e industria, de modo que la demanda de cada sistema es cada vez más crítica.

Referente al sistema eléctrico, hay que tomar en cuenta la potencia reactiva, ya que es un tema de alto valor para la operación. Como indican, Borges *et al.* (2012), los sistemas eléctricos sufren estrés ante la potencia reactiva, para resolver este problema, se propone compensar los efectos por medio de bancos de condensadores, lo que indica que evaluar inversiones para subsanar efectos no deseados en la red es el camino para optimizar el recurso.

Con respecto a la seguridad operativa, el documento llamado XXX (Jiménez, 2008), indica que, en materia de seguridad operativa, hay que tomar todos los elementos como variables, ya que, aunque un sistema esté a demanda máxima, si se gestiona bien, puede soportar una contingencia. No obstante, también indica que un elemento de fallo puede llevar al apagón total si no se prevé cómo actuar, aun si la demanda no es la máxima. En Guatemala, Ovando (2020) realizó un análisis del impacto económico de las desviaciones a nivel país y enfatizó que la energía puede tener un costo mayor dependiendo de la hora y que las implicaciones económicas de los eventos pueden variar e incrementarse al poner en un contexto económico las desviaciones a todo nivel.

En Centroamérica, una de las interconexiones que tiene una de las mayores repercusiones es la interconexión Guatemala-México, en la cual, como se observa en el reporte de Tovar y Ventura (2016), se puede determinar que las transacciones mensuales rondan los 40 GWh hasta los 60 GWh mensuales, los cuales son un peso importante. En caso de que se abriera esta interconexión con

México, el sistema centroamericano se vería sumamente estresado y los demás países deberían compensar.

Sanda (2013) menciona cómo las líneas de interconexión centroamericanas son un empuje económico a nivel regional y hace un llamado a las transnacionales para la inversión, ya que los costos de la energía y la estabilidad mejoran con la misma, esto no es un tema técnico sino económico y social.

En cuanto a la importancia de los mercados, en el trabajo realizado por Arias (2014), se indica que el mercado eléctrico de los países miembros puede beneficiarse por el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central conocido por sus siglas SIEPAC y el mercado sur, además de que los intercambios pueden llegar a ser beneficiosos en ambas direcciones, tanto a los países pertenecientes al sistema regional, como para Colombia, esto abre puertas para que agentes externos puedan tener un nuevo mercado y amplíen las posibilidades de tener mejores reservas en caso de eventos de pérdida de potencia necesaria para mantenerse estables.

En el artículo escrito por Siddhartha y Sanjoy (2022) indica cuáles parámetros son los que un sistema de control tiene para determinar cuándo las variables tienen comportamientos típicos, así como los parámetros de CPS-1, los cuales, si se violan a nivel de Centroamérica, implican un monto de cobro, por lo tanto, las violaciones a nivel regional implican que estos parámetros deben estar en control, lo cual brinda una guía de que las pérdidas de potencia, dependiendo de la magnitud, pueden generar violaciones que entran en conflicto con los diferentes sistemas eléctricos y pueden provocar pérdidas económicas, así como apagones parciales o totales.

La evolución tecnológica y la integración de nuevas tecnologías a las diferentes industrias es una realidad en el mundo, como se redacta en el artículo de Carrión y González (2019), el cual plantea la posibilidad de optimizar la red de manera más digital al utilizar mediciones en sitios estratégicos para orientar al programa sobre cómo se comporta la red y así contribuir a rectificar si es necesario crear un bucle de revisión y acción en caso de necesitarse.

Robledo (2012) plantea el tema de contingencias, tanto sencillas, como múltiples y las diferentes consecuencias que estas traen, tales como pérdidas de más de un elemento de la red, salida de circuitos por baja frecuencia, entre otros. Actualmente, por el sistema interno de interconexión, las contingencias múltiples pueden suceder sin llegar a estresar el sistema, pero al estar interconectados estos eventos pueden transmitirse y ser tomados en cuenta para la seguridad operativa y los sobrecostos que acarrea esta serie de eventos.

También, Campaña *et al.* (2022) habla de compensaciones para estabilizar la tensión, esto se debe a que la estabilidad del sistema siempre se ve vulnerado ante los diferentes eventos y, mediante el análisis por medio de software, se pueden determinar comportamientos y tendencias de modo que se pueda compensar de manera puntual o, en su defecto, poder corregir. Campaña también indica que todo sistema se puede dividir en nodos para mayor comprensión de los fenómenos.

Montealegre (2014) indica que las contingencias de un sistema eléctrico se dan por la salida de uno o más de sus elementos, además de lo anteriormente mencionado, hay elementos de peso para un colapso, tales como grupos de generadores que con su máxima potencia reactivan grandes desequilibrios de generación, esto causa que un sistema se estrese y colapse.

En el trabajo final realizado por Campos y Varea (2022), se analiza lo que compete a la instalación de baterías en una subestación específica para aprovechar la generación y aumentar la estabilidad de su sistema de generación, se evalúan los costos de instalación y operación de estas bajo un marco, no solo técnico, sino económico, para así optimizar el recurso.

Camarda (2017) menciona que la gestión energética es de vital importancia, ya que ayuda a mejorar los diferentes procesos al utilizar menos recursos para obtener un trabajo, esto bajo un lente de eficiencia energética, pero también aplicable como un marco de referencia para un enfoque de gestión energética que se basa en la implementación de nuevas metodologías para establecer un estándar de calidad y estabilidad.

2.2. Marco teórico

2.2.1. Análisis financiero

El objetivo del análisis financiero es brindar una herramienta de toma de decisiones objetiva, Nava (2009) indica que, generalmente, en las organizaciones, se presentan problemas financieros que resultan difíciles de manejar. Ejemplos de estos retos son los costos financieros, el riesgo, la baja rentabilidad, los conflictos para financiarse con recursos propios y permanentes, la toma de decisiones de inversión poco efectivas, el control de las operaciones, el reparto de dividendos, entre otros.

2.2.2. Criterio de evaluación de proyectos

Los criterios de evaluación de proyectos son elementos objetivos que ayudarán a realizar un estudio de viabilidad económica ante un proyecto de alto impacto social y tecnológico.

2.2.3. Flujo de caja

De acuerdo con Mavila y Polar (2005), este consistirá en todas las entradas y salidas que tendrá el proyecto de manera alternativa, los autores hacen una reseña del flujo de fondos, al que han denominado fuentes y usos del efectivo, que servirá como base para los cálculos, en tanto y en cuanto todos los flujos proyectados contemplen que las ventas y las compras, la participación laboral, los tributos, etc., se efectúen al contado, o se paguen en el momento de su determinación. De no cumplirse esta premisa, el flujo de fondos no servirá para la evaluación, debido a que los métodos como el valor actual neto y la tasa interna de retorno conocidas por sus siglas VAN y TIR respectivamente las cuales consideran que el dinero tiene un valor cronológico.

2.2.4. Costo total presupuestado

En cuanto a los costos, se deben discriminar varias variables que son útiles a la hora de implementar un criterio en una tabla de cálculos que se enfoca específicamente en recopilar los costos del proyecto a emprender, tal como menciona Gido y Clements (2012), la suma de los costos estimados de las actividades particulares, como la mano de obra, los materiales y los subcontratistas para los paquetes de trabajo apropiados en la estructura de división del trabajo, establecerá un costo total

presupuestado (CTP), también conocido como presupuesto a la terminación (PAT) para cada paquete de trabajo.

2.2.5. Gastos de operación

Son todos los gastos en los que debe incurrir una empresa para poder desarrollar un proceso o actividad determinada, como indican Sánchez *et al.* (2015), son los gastos que sirven para que los activos se mantengan en condiciones aptas o se transformen para que estén listos en las labores del día a día. Existen cuatro tipos de gastos operativos: gastos hundidos, representación, financieros y administrativos.

2.2.6. Gastos financieros

Cuando una empresa tiene que iniciar un proyecto, puede que esta no tenga todo el capital necesario para una inversión. Una de las opciones más viables para poder completar u obtener un capital para su ejecución sería adquirir un financiamiento externo que permita la realización del proyecto.

2.2.7. Ingresos y egresos de operación

Este concepto aplica para todas las entradas económicas obtenidas y las salidas una vez que el proyecto esté en funcionamiento. Esto se indica por medio de proyecciones lo que puede llegar a ser una tendencia de comportamiento con respecto al tiempo y con estos datos se podría estimar si es rentable el proyecto.

2.2.8. Rentabilidad

Es la ganancia o pérdida que se va a percibir de la inversión realizada. Normalmente, esta tiene que cubrir la inversión inicial en un tiempo determinado. Para obtener un dato objetivo, se puede utilizar, como lo indican Gido y Clements (2012), el índice de desempeño de los costos (IDC), que es una medida de la rentabilidad con la cual se está realizando el proyecto, este se puede calcular:

$$ICD = \frac{\text{Valor devengado acumulado}}{\text{Costo acumulado real}}$$

2.2.9. Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno, también conocida como TIR, son las ganancias o pérdidas esperadas a futuro, se puede decir que la TIR es un concepto muy utilizado para determinar qué rendimiento puede tener un proyecto, como lo indican Sapag y Sapag (2008), el criterio de la TIR evalúa el proyecto en función de una única tasa de rendimiento por periodo, con la cual la totalidad de los beneficios actualizados son exactamente iguales a los desembolsos, expresados en moneda actual. Se calculan por medio de la fórmula:

$$\sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1-r)^t} - I_0 = 0 \quad (\text{ec.2})$$

BN_t , representa el beneficio neto del flujo en el periodo t y r, representa el retorno esperado.

2.2.10. Valor actual neto

También conocido por sus siglas VAN, es un criterio que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto para proyectar la ganancia o la pérdida de la inversión, como lo indican Sapag y Sapag (2008), VAN es la diferencia entre todos sus ingresos y egresos expresados en moneda actual. Se puede expresar con la fórmula:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{BN_t}{(1-i)^t} - I_0 \quad (\text{ec.3})$$

BN_t , representa el beneficio neto del flujo en el periodo t e i, que representa la tasa de descuento.

2.2.11. Tecnologías de almacenamiento electroquímico

En el marco contextual actual, el mundo ha dado un salto tecnológico en cuanto a aplicaciones de almacenamiento de energía y autonomía. En el caso de la alta potencia, se observa que hay todavía opciones de mejora las cuales están asociadas con el almacenamiento, en términos de generación eléctrica y aplicaciones en la industria de alta potencia como lo indica The Industry Technical Support Leadership Committee (2020).

Lo anterior da a entender que el enfoque de la energía actualmente está muy bien definido en cuanto a cómo se puede generar, pero la aplicación de almacenamiento es todavía un campo que debe debatirse, ya que las diferentes aplicaciones y los usos son todavía a pequeña escala y su rentabilidad todavía no ha sido tan explorada como se debería, esto trae a colación un tema de cómo llevar el almacenamiento al sistema eléctrico de alta potencia.

2.2.12. Ingeniería de almacenamiento e integración de energía

En el caso de la ingeniería de almacenamiento, uno de los grandes retos es poder integrar este concepto en la energía de alta potencia y la transmisión(The Industry Technical Support Leadership Committee, 2020). Hay muchas aplicaciones aún pendientes en el trasiego de energía y almacenamiento, tanto para la parte de operatividad del sistema, como para aplicaciones de emergencia ante la creciente instalación de sistemas de producción de energía renovable no convencionales, que causan fluctuaciones, así como el auge de sistemas de generación con cada vez menos impacto ambiental, como lo es la energía eólica y la solar. Hay que considerar también el almacenamiento y cómo integrarlo de manera efectiva en este sistema creciente.

2.2.13. Almacenamiento de energía en la red eléctrica

En la actualidad hay múltiples usos para el almacenamiento, pero el enfoque del almacenamiento de energía Energy Storage System, conocido por sus siglas en inglés como ESS, se puede decir que tiene un enfoque en servicios auxiliares dentro de la red, lo que la hace confiable a nivel de estabilidad ante eventos o ante las diferentes fluctuaciones propias de los diferentes sistemas, como, por ejemplo, las fuentes de energía renovables no hídricas tales como la solar y la eólica.

2.2.14. Inversión en la red

En los casos de la inversión en la red, esta debe proyectarse para que no solo dé los servicios en el instante requerido, sino que esté claro el crecimiento de la carga y el hacer que sea rentable la inversión próxima a realizar, es decir, si va a proyectar a 1 o 2 años, debe tener en cuenta el crecimiento y rendimiento de los equipos, así como funciones a realizar. De hecho, mientras más largo sea el periodo proyectado, hay que proyectar una carga mayor con una relación cuadrática.

2.2.15. Control de voltaje

El control de voltaje en un sistema eléctrico es fundamental, ya que hay elementos que, dependiendo de la caída del voltaje, no funcionan o se deterioran de manera prematura. Actualmente, hay elementos como un generador, un transformador, un capacitor o un reactor para la regulación reactiva.

2.2.16. Confiabilidad y resiliencia del sistema

La confiabilidad es la seguridad de que un servicio es continuo a lo largo de un periodo determinado para poder realizar las diferentes actividades y trabajos que se requieran. En la actualidad, con el teletrabajo y la industria de producción, es necesario tener un respaldo en cuanto al fluido eléctrico, esto porque cada vez más los clientes necesitan la confianza de que tienen respaldo y seguridad.

La inercia del sistema en Costa Rica es aportada por los generadores hidroeléctricos, pero en la actualidad hay un cambio para las tecnologías renovables no convencionales las cuales se podrían decir que mayormente son eólicas y solares, por lo que no aportan inercia y generan inestabilidad, por ende, la confiabilidad y la resiliencia del sistema se ven directamente afectadas ante un evento.

2.2.17. Integración del almacenamiento de energía en recursos renovables

Las fuentes renovables como la energía eólica y la solar pueden llegar a ser más estables si se integran a un sistema de almacenamiento, esta solución puede tener dos localizaciones cerca de la fuente o cerca de la carga. Las energías anteriormente mencionadas son estacionales, es decir, tienden a tener una temporada en donde las condiciones se prestan para sacar mayor provecho y generarse con mayor facilidad, con este sistema se le podría sacar más provecho en las estaciones que no son tan efectivas y así generar mayor confiabilidad.

2.2.18. Atenuación de fenómenos transitorios

Con respecto a los fenómenos transitorios, la utilización de un elemento de almacenamiento puede ser de gran valor, ya que un fenómeno transitorio, como la caída de un rayo, puede estar cargado, esperando que suceda el evento y una vez suceda que este actúa de manera inmediata, el ciclo de carga y descarga no será un problema, ya que los ciclos son por periodos muy cortos.

2.2.19. Compensación de reactivo en líneas de transmisión

En el caso de la compensación de las líneas de transmisión y distribución, hay un efecto capacitivo o inductivo, dependiendo del comportamiento de la carga en una red, lo anterior genera la necesidad de consumir o entregar reactivo lo que actualmente se realiza con capacitores, reactores,

transformadores o generadores. Con la implementación de sistemas de almacenamiento podría enfocarse en apoyar en las fluctuaciones de voltaje y perturbaciones eléctricas.

2.2.20. Arranque en negro

Este tipo de eventos se dan cuando hay una falla muy grande que desenergiza todo un sector, esto abarca no solo subestaciones, sino plantas de energía, es decir, tener una barra sin tensión o un generador sin voltaje que ayude a los sistemas auxiliares a restablecerlo. En esta situación, usualmente se tienen máquinas de combustión que hacen que los sistemas auxiliares funcionen para restablecer la generación o, en su defecto, se lleva tensión de otra subestación que esté energizada.

2.2.21. Arbitraje

Este concepto va muy orientado a los periodos de generación a nivel de horarios o temporadas, la idea es generar cuando es más barato para poder tener mayor impacto de ganancias cuando la energía es cobrada a mayor precio.

2.2.22. Respuesta de la demanda

Usando almacenamiento del lado de la carga se da una respuesta casi inmediata con los controles necesarios para no provocar incidentes. En el caso de los consumidores, existen tarifas por horario, ya que las horas pico son más caras por la demanda del sistema. Con un almacenamiento dimensionado se podría administrar el consumo para aprovechar la energía cuando su valor es menor y así cargar las diferentes baterías en horas donde exista exceso de recursos con el fin de reducir los costos de la generación y la entrega del servicio.

2.2.23. Microrredes

Este concepto está relacionado en una combinación de generación y almacenamiento esto con el objetivo que si una de estas porciones de red se desconectase por alguna razón sean autosuficientes con la energía almacenada y no desabastecer.

2.2.24. Calidad de energía

La calidad de energía es un parámetro que se puede definir, tal como la estabilidad de la red durante un periodo de tiempo determinado, lo cual, en la actualidad, tiene mucho valor para la entrega de un servicio eléctrico, así como para la industria, por los equipos de alta tecnología que se incorporaron en los diferentes procesos y en los clientes residenciales prácticamente con una evolución electrónica que cada vez es más acentuada. Por lo que el almacenamiento, si se dimensiona de manera correcta, significa un paso que puede mejorar considerablemente los problemas de estabilidad de un servicio eléctrico.

2.2.25. Impacto de la electrificación en el sector transporte

La venta de vehículos eléctricos, o Plug-in Electric Vehicles, conocidos por sus siglas en inglés como PEV, aumenta progresivamente, así que actualmente hay marcas establecidas y otras que comienzan la incursión en este rubro. Asimismo, en el mercado se encuentran los vehículos híbridos conocidos como Plug-in Hybrid Electric Vehicles (PHEV) y Battery Electric Vehicles (BEV) los cuales aportan al cambio de paradigma en cuanto a transporte. Los fabricantes intentan generar vehículos accesibles y con baterías con más tiempo de autonomía.

2.2.26. Impacto en infraestructura de la electrificación del sector transporte

Como es de conocimiento, el transporte está cambiando significativamente, esto obliga a que haya cambios importantes en los próximos 10 años, ya que la demanda a nivel nacional va a tener variaciones al necesitar suplir las distintas cargas de vehículos a lo largo del país. Este es uno de los mayores retos de infraestructura para generar redundancia, estabilidad y confiabilidad del servicio.

2.2.27. Seguridad y confiabilidad del almacenamiento de energía

Con respecto al sistema de baterías, así como en cualquier otro sistema, hay potenciales problemas a nivel de seguridad, ya que los químicos son un peligro en ciertas situaciones, tanto para conatos de incendio, como para toxicidad. La ingeniería analiza cómo mitigar estos potenciales antes de que la seguridad del edificio o tecnologías complementarias actúen para este fin.

2.2.28. La seguridad del almacenamiento de energía en la investigación y diseño

Internacionalmente, se han sumado diferentes esfuerzos en la ingeniería que están en el área de almacenamiento de energía para generar un equilibrio entre energía, potencia, seguridad y vida útil, esto hace que, en el ámbito de la seguridad, uno de los retos más importantes sea desenergizar de manera segura la energía almacenada, como resultado, mientras más elementos de seguridad tenga un sistema, el mismo tiende a elevar sus costos de manera directa.

2.2.29. Simulación y modelado en redes

El modelado y simulación han sido ampliamente utilizados en la investigación de energía, usualmente a nivel de transmisión, con el objetivo de ampliaciones de la red, necesidad de recursos y análisis del rendimiento del almacenamiento de energía. El sistema eléctrico, al igual que la carga, debe evolucionar, buscar redundancia y nuevos tipos de generación más eficientes y amigables con el ambiente, de manera de se adapten los sistemas de almacenamiento de energía. Los primeros esfuerzos han ido en la línea de nuevos controles, protecciones y respuestas más rápidas que se adecuen a los sistemas. Se debe evaluar la viabilidad económica y el rendimiento para indicar si es realista su uso más allá de lo teórico.

2.2.30. Modelado de baterías

El modelado abarca desde los materiales de elaboración de una batería, hasta los sistemas de acoplamiento a la red eléctrica. Es necesario generar modelos de celdas electroquímicas que incluyan las ecuaciones diferenciales parciales (que suelen estar incluidas), para así proporcionar dinámicas detalladas de las celdas de la batería no aplicables a nivel de análisis de red como un todo.

2.2.31. Aplicaciones del almacenamiento de energía

En los puntos anteriores, se han hecho menciones de que el almacenamiento puede colaborar en diferentes áreas actuales y en posibilidades que una red inteligente puede ofrecer. En los siguientes cinco puntos se mencionan específicamente las posibilidades.

2.2.32. Aplicaciones de transmisión

Las diferentes redes a nivel global buscan constantemente ser más estables y cubrir la demanda en esta línea, además de poder visualizar sistemas de almacenamientos integrados para proporcionar a la red inercia sintética o soporte de respuesta de frecuencia. Esto, teniendo en cuenta que este tipo de respuestas deben ser dinámicas y coordinadas por el operador del sistema, así se genera la posibilidad de apertura para que el operador de la red pueda generar servicios auxiliares.

El almacenamiento de larga duración cerca de fuentes de generación renovable se utilizaría para almacenar los excesos en ciertos periodos de tiempo donde la demanda no sea tan exigente y donde existan excesos de recursos con posibilidad de servir como estaciones de generación (microrredes) para comunidades en caso de corte en las líneas de transmisión.

2.2.33. Aplicaciones en distribución

En el área de distribución se debe tener en cuenta la base de crecimiento del 1% al 3% anual, lo que hace que las cargas gradualmente lleguen a topar con los límites de capacidad en las subestaciones. Como solución convencional, está el instalar otro transformador, aunque con la opción de un sistema de almacenamiento puede generar una reducción de carga máxima. Como segunda opción, se puede aplicar la solución de almacenamiento como respaldo ante una interrupción del servicio.

Hay que tomar en cuenta que, como consecuencia de la penetración de las energías renovables que llegan a sustituir la generación hídrica, surgen necesidades de implementar sistemas de almacenamiento que generen de manera rentable una descarga estable durante 1 día o más, es posible que mientras haya más penetración de estas energías, se vaya a necesitar que las capacidades crezcan.

2.2.34. Microrredes de servicios públicos

El incremento de clientes en una red obliga a las empresas de servicios públicos a enfrentar retos de infraestructura en su red tradicional y a mirar las nuevas tecnologías que permitirían cambiar sus estrategias para adoptar soluciones innovadoras como las microrredes, esto permitiría

segmentar ciertos puntos en la red para desahogar en momentos de gran demanda, también puede preverse la posible instalación de microrredes de gran tamaño para instalaciones críticas como centros de datos e industrias basadas en procesos.

2.2.35. Incorporación de consideraciones de implementación en el mundo real en la etapa inicial de I+D

El realizar investigación y desarrollo (I+D) enfocados en tecnología de almacenamiento tiene retos importantes debido a condiciones como riesgos entre ellos, este es un impacto ambiental a considerar, ya que los diferentes agentes tóxicos o cancerígenos pueden liberarse accidentalmente. Esto obliga a que los esfuerzos para la implementación de esta tecnología se vean también enfocados en estándares, códigos y pruebas que garanticen un plan ante riesgos potenciales.

La solución de seguridad que se aplica a este tipo de sistemas debe tener un enfoque multifacético que incluya redundancia y medidas adicionales, ya que no hay forma de lograr una seguridad perfecta, pero se tiene como objetivo minimizar los incidentes de seguridad a una tasa muy baja. La Tabla 1 resume ejemplos seleccionados de retos en cuanto a la seguridad para varias tecnologías emergentes de almacenamiento de energía. Para estas, los I+D necesitan enfocarse en los estándares y en diseñar pruebas.

Tabla 1

Riesgo de seguridad

Tecnología	Riesgos potenciales de seguridad
Caída de elementos	Aplastamiento de personas/objetos debajo, proyectiles por falla
Volantes de inercia	Desestabilización de la rotación que puede llevar al desmontaje
Baterías de flujo	Exposición de personal y medio ambiente a soluciones ácidas o alcalinas debido a corrosión o fugas; hidrógeno y gases tóxicos
Baterías de alta temperatura	Exposición de alta temperatura y reactividad de personal y materiales cercanos en caso de ruptura
Hidrógeno	Ruptura del tanque (incluyendo por impacto externo) e inflamabilidad o explosividad
CAES	Peligros debido a alta presión de aire

Nota: Tomado de The Industry Technical Support Leadership Committee (2020).

2.2.36. Tratamiento al final de su vida útil y reciclaje

A medida que aumenta la implementación de almacenamiento de energía, la industria se enfrentara a los desafíos relacionados con los problemas de vida útil de estos elementos. En la actualidad, el reciclaje de baterías de iones de litio es muy limitado, por lo cual hay que desarrollar cadenas de suministro para el reciclaje, disponer de piezas de repuesto y capacitar a personal, ante esto también hay que tomar en cuenta que el valor de almacenamiento puede variar con el tiempo por lo cual pueden necesitar ser actualizados para que respondan a la nueva necesidad.

2.2.37. Tecnología de almacenamiento de baterías

La demanda de almacenamiento de energía es importante a nivel de sistema y esta no puede ser abordada solo por una tecnología. Actualmente, algunas tecnologías, como las baterías de iones, de litio comerciales y de plomo ácido, están establecidas y atendidas por el mercado privado, pero se necesita más investigación y desarrollo para obtener resultados positivos con tecnologías como sólido de litio, flujo redox y alcalinas. El almacenamiento de larga duración a bajo costo sigue siendo un desafío, ya que estas deben de actuar desde horas, hasta semanas.

2.2.38. Tecnología de almacenamiento integrado a los sistemas de potencia

Como se ha indicado en puntos anteriores, hay temas de flexibilidad, estabilidad y confiabilidad que involucran a los sistemas de almacenamiento, sin mencionar la compatibilidad con sistemas de generación solar y eólica, como lo indica Gómez-Ramírez (2018b). Existen diferentes conceptos aplicados para almacenar energía que atienden a distintas necesidades y capacidades, para lo cual aplican los siguientes los conceptos que se definirán en seguida.

2.2.38.1. Bombeo hidráulico

Este tipo de almacenamiento utiliza el concepto de dos reservorios, uno como el principal con el cual se genera normalmente y otro bombeado artificialmente para utilizarlo cuando ocurran los picos de demanda (WSCC,1993).

2.2.38.2. **Aire comprimido**

En el caso de este tipo de sistemas, cabe destacar que funcionan bajo el mismo concepto de bombeo hidráulico, solo que en este se comprime el aire mientras hay exceso de generación y se utiliza en los picos de demanda (Gómez-Ramírez, 2018).

2.2.38.3. **Volante de inercia**

Es un sistema donde un motor hace girar un eje con una masa y, cuando se requiere aportar la energía almacenada, el motor pasa a ser un generador que transforma la energía cinética.

2.2.38.4. **Hidrógeno electrólisis**

Es un proceso donde el agua se divide en oxígeno e hidrógeno y se utiliza este último para producir electricidad.

2.2.38.5. **Baterías de flujo**

Como lo indica Gómez-Ramírez (2021), la energía se almacena en disoluciones de electrolitos contenidos en dos tanques, su recarga es rápida y el diseño, el dimensionamiento de potencia y la capacidad de almacenamiento de este tipo de sistemas se trata de manera independiente.

2.2.38.6. **Baterías de sales fundidas**

De acuerdo con Gómez-Ramírez *et al.* (2021), son sistemas de almacenamiento que operan a altas temperaturas, una de sus características más llamativas a nivel de mercado es su fabricación con materiales económicos y su operación, que es a temperaturas superiores a los 300 °C, lo cual es muy llamativo en la industria por las temperaturas tan altas que se pueden llegar a manejar.

2.2.38.7. **Baterías electroquímicas**

Estos elementos se utilizan con el objetivo de almacenar energía y ya se ha hecho uso de ellos en diferentes ámbitos tales como soporte crítico de sistemas de potencia a nivel de señales, para la sustitución de los motores de combustión, aplicaciones tecnológicas más comunes como en computadoras y celulares que tienen problemáticas a nivel ambiental una vez que finalizan su vida útil, lo anterior debido a que su reutilización o desecho son procesos altamente costosos. Actualmente, a nivel de transporte se puede visualizar la integración de baterías al sistema eléctrico

(Gómez-Ramírez et al., 2021), lo anterior siempre vinculado a un estudio de cargas a nivel de sistema de potencia, ya que, a nivel de operación, este tema tiene que ser considerado, los tipos de baterías más comunes son:

2.2.38.7.1. **Baterías de ácido-plomo**

Son la tecnología más antigua a nivel de almacenamiento, presentan riesgos por utilizar sustancias ácidas dentro de su composición, además de su baja relación peso-energía y energía-volumen, es decir, son muy pesadas y ocupan mucho espacio con relación a la energía que pueden almacenar.

2.2.38.7.2. **Baterías de níquel cadmio**

Esta tecnología de almacenamiento tiene un incremento de ciclos de carga y descarga con respecto a la anterior, pero con el agravante del uso de cadmio como componente, ya que este es un metal pesado altamente contaminante, sumado a esto último, hay una reducción de su capacidad de carga debido a cargas incompletas que irán reduciendo poco a poco su capacidad de carga total, esto se conoce como “efecto memoria”.

2.2.38.7.3. **Baterías de níquel hidruro metálico**

Este tipo de almacenamiento es similar a las de níquel cadmio con la diferencia de que no se presenta el “efecto memoria”, esto representa un salto en este tipo de soluciones para su utilización.

2.2.38.7.4. **Baterías de ión litio (Li-ion)**

Esta tecnología mejora las deficiencias encontradas en la tecnología de ácido-plomo, ya que tienen una gran capacidad de almacenamiento y poco peso, sin embargo, el costo y el sobrecalentamiento de las celdas y su reducida vida útil hacen que su uso sea escaso.

2.2.38.7.5. **Baterías de polímero ión litio**

Esta solución de almacenamiento viene a mejorar lo presentado por los almacenamientos de ion-litio, ya que su ciclo de vida es mayor, con el inconveniente de que su estabilidad se ve afectada cuando se dan sobrecargas en los ciclos (carga/descarga), por lo cual se necesita protección por medio de electrónica para afrontar este tipo de limitantes.

2.2.38.7.6. Baterías de cloruro de níquel sódico

Son baterías que tienen un amplio rango de soporte a altas temperaturas, ya que pueden llegar a trabajar a temperaturas de 270 hasta 350 grados Celsius de ser requerido, además de que tienen una alta densidad de energía almacenada, en el tema de consideraciones, se debe tomar en cuenta la seguridad y el almacenamiento por grandes periodos.

2.2.39. Costo nivelado de energía (LCOE)

El costo nivelado de energía es conocido como LCOE, por sus siglas en inglés, como lo indican Parrado *et al.* (2016), el LCOE es la suma de todos los costos incurridos y existen cálculos, tanto para aplicaciones solares o, como lo indica Bruck *et al.* (2018), hay cálculos adaptados para la energía eólica donde los parámetros utilizados varían dependiendo del tipo de energía aunque, en términos simples, se trata de tomar todas las unidades de energía producidas por el sistema en cuestión en un periodo de tiempo, esto se puede calcular por medio de las siguientes fórmulas:

$$LCOE_{(t)} = \left(\frac{C_{(t)+L+\sum_{i=1}^T \left[\frac{C_{(t)}(O\&M+I)}{(1+d)^i} \right]}{\sum_{i=1}^T \left[\frac{STF_{\eta}(1+DR)^i}{(1+d)^i} \right]} \right) \text{ (ec.4) y } LCOE_{(t)} = \left(\frac{\sum_{i=0}^n \frac{I_i+OM_i+F_i-PTC_i-D_i-T_i+R_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^T \left[\frac{E_i}{(1+r)^i} \right]} \right) \text{ (ec.5)}$$

Como lo indica Parrado *et al.* (2016), las variables de la ecuación 4 son C_t (\$/W) que es el costo total de instalación del sistema, L (\$/W) que es el costo del terreno, O&M (%) que son costos de operación y de mantenimiento, I (I) que son los costos del seguro, S (kWh/m²/año) que es el recurso solar, TF (%) que es el factor de seguimiento, h (m²/W) que es el rendimiento, DR (%) es la degradación, d (%) es la tasa de descuento y T (años) es la vida estimada.

En la ecuación 5 las variables a tomar en cuenta según Bruck *et al.* (2018) son F que es costo del combustible, PTC que es el crédito fiscal de producción, D que es la depreciación, T que es el impuesto y R que son las regalías.

2.2.40. Costo de vida anualizado (LCCOS)

El costo de vida anualizado está relacionado con los sistemas de almacenamiento y se conocen también por sus siglas en inglés como LCCOS, este está vinculado con las tecnologías de almacenamiento y se les puede calcular una métrica que dé un indicador anual importante si se

quiere calcular los costos. Dicha métrica incluye costos de capital, operación y mantenimiento, remplazo y fin de vida, ya sea desecho o costo de reciclaje. Esto indica que hay una fórmula que a la que responde para encontrar este dato la cual es:

$$LCCCOS = C_{cap} + C_{OM} + C_{rep} + C_{EL} \text{ (ec.6)}$$

Donde C_{cap} es el costo de capital, C_{OM} es el costo total de operación y mantenimiento durante la vida útil del proyecto, C_{rep} es el costo de reemplazo y C_{EL} son los costos de disposición y reciclaje.

2.3. Marco legal

De acuerdo con la normativa de Costa Rica y la de la región de Centroamérica, se han propuesto los siguientes reglamentos para el mercado eléctrico, tanto en operación es tiempo real, como las transacciones a nivel regional del sistema eléctrico de potencia, estas también indican cómo se procede con la gestión a nivel de energía en sentido técnico y económico y brinda criterios técnicos y económicos de acuerdo con los diferentes procedimientos que año a año se actualizan por los diferentes entes reguladores.

2.3.1. Normativa vigente para Costa Rica

Estas son las normas que rigen cómo se maneja el sistema eléctrico nacional que se compone de un mercado interno y externo e indica qué responsabilidades tiene el que genera y el cliente quien recibe el servicio, también indica qué tipo de calidad de servicio es el requerido (estándar), dando una línea de calidad y estabilidad en el sistema eléctrico interno y regional.

2.3.1.1. POASEN

Esta normativa tiene como objetivo definir y describir un marco nacional regulatorio con respecto al desarrollo, operación técnica y al acceso al sistema eléctrico, en las diferentes actividades asociadas al desarrollo de brindar un servicio eléctrico (generación, transmisión y distribución), con el fin de satisfacer la demanda nacional de energía siempre bajo criterios de calidad, confiabilidad, continuidad y suministro eléctrico.

2.3.1.2. **SASEN**

Este reglamento sirve para establecer la regulación de los servicios auxiliares del sistema eléctrico, de igual forma, el alcance es nacional, estos servicios responden ante los diferentes eventos que puedan poner en peligro la estabilidad del sistema, de acuerdo con las necesidades del SEN, siempre considerando la planeación, operación, asignación, supervisión, evaluación y administración.

2.3.1.3. **RSSE**

Este reglamento sectorial de servicios eléctricos indica las condiciones generales bajo las cuales se regulará el servicio eléctrico en Costa Rica a sus diferentes usuarios, en las áreas técnicas y económicas. Su aplicación es obligatoria para todas las empresas eléctricas establecidas en el país o que se lleguen a establecer.

2.3.2. **Normativa regional vigente**

2.3.2.1. **RMER**

Este establece una concordancia con los fines del tratado marco y tiene como propósito beneficiar a las personas de los países miembros mediante el abastecimiento económico y oportuno de la energía eléctrica y la creación de las condiciones necesarias que propicien confiabilidad, calidad y seguridad del suministro de energía.

Capítulo III

3 METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

3.1. Tipo de estudio

La investigación planteada para este proyecto es cuantitativa y el tipo de estudio a realizar es descriptivo, ya que considera el fenómeno a estudiar, los elementos que la componen y, además, se establecen los conceptos.

3.2. Paradigma de investigación

Este análisis se centra en un paradigma cuantitativo, ya que se enfoca en el análisis económico ante los beneficios energéticos que puede llegar a proporcionar el almacenamiento electroquímico a la red regional.

3.3. Instrumentos de recolección de datos

Los instrumentos de recolección de datos son cruciales para asegurar la entereza de una investigación, esto para cualquier tipo de trabajo o estudio que se plantee o del método de investigación seleccionado. La relevancia de este tipo de instrumentos llega cuando existen múltiples opciones. Además, obtener datos confiables genera que la evaluación de las diferentes opciones se lleve a cabo de una manera objetiva y precisa, por ejemplo, se deben realizar diferentes tipos de recolección para los datos enfocados en el desarrollo de los objetivos planteados y así generar los cálculos necesarios que evalúen, no solo la viabilidad técnica de la instalación, sino también la económica.

Todo esto se realiza mientras se está enfocado en los objetivos que se plantean en el trabajo, teniendo en cuenta que este tipo de soluciones es relativamente nuevo y, por ende, tiene que ser más exhaustivo. Todo lo anterior se realiza con el fin de definir si los planteamientos iniciales son correctos o si se debe dar otro rumbo a la investigación, ya que los resultados obtenidos no fueron favorables.

Tabla 2

Instrumentos de recolección de datos

OBJETIVO PLANTEADO	INSTRUMENTO DE MEDICIÓN	FUENTE DE INFORMACIÓN	FORMA DE RECOLECCIÓN	FORMA DE ANÁLISIS DE LOS DATOS
Objetivo 1: Proponer un diseño de instalación de almacenamiento electroquímico que se ajuste al requerimiento para la determinación de las capacidades a partir del modelado y simulación en la red eléctrica regional.	Observación	Recolección de datos de modelado como potencia, capacidades reales a partir de proveedores, históricos del Centro de Control de Energía sobre eventos en la red.	Se descargará información en un periodo específico, se evaluarán los comportamientos y patrones conductuales a partir de las mediciones directas del sistema eléctrico. Se solicitará información al CENCE sobre el comportamiento dinámico del sistema eléctrico interconectado.	Matrices de datos
Objetivo 2: Determinar los costos de la integración de almacenamiento electroquímico para el establecimiento de los beneficios económicos a partir de técnicas de análisis financiero y económico.	Observación	Recolección de datos de sobre costos asociados a materiales y mano de obra, así como mantenimientos y repuestos.	Se descargará información relacionada con los diferentes costos de obras eléctricas y de proveedores para integrar costos de inversión en caso de materiales y mano de obra involucrada con bases de datos de proyectos.	Matrices de datos
Objetivo 3: Establecer un modelo de gestión energética del almacenamiento electroquímico para el manejo de la integración mediante el análisis de la operación económica en la red.	Observación	A partir de la información recolectada, se realizará un análisis de costos y variables para así analizar la rentabilidad de los beneficios relacionados con la instalación de baterías electroquímicas.	Recolección y análisis de información	Matrices de datos y costos

3.4. Definición de prueba piloto

Para esta investigación no se requiere la utilización de prueba piloto, ya que es cuantitativa.

3.5. Técnicas para presentación y análisis de la información

Tabla 3

Técnicas para presentación y análisis de la información

OBJETIVO	UNIDAD DE ANÁLISIS	VARIABLE O DIMENSIÓN	INDICADORES DE LOGRO	TIPO	FUENTE	TÉCNICA DE ANÁLISIS
Objetivo 1: Proponer un diseño de instalación de almacenamiento electroquímico que se ajuste al requerimiento para la determinación de las capacidades a partir del modelado y simulación en la red eléctrica regional.	Diseño de instalación de módulo de batería electroquímica.	Análisis de integración en subestaciones.	Integración de diseño en subestación GIS.	Nominal	Datos de simulación.	Plano de integración al modelo del sistema eléctrico.
			Integración de diseño en subestación convencional.	Nominal	Observación. Análisis de caso Datos de dimensiones de equipos. Datos de dimensiones de elementos estáticos.	
			Integración de diseño en subestación de interruptor y medio.	Nominal		
Objetivo 2: Determinar los costos de la integración de almacenamiento electroquímico para el establecimiento de los beneficios económicos a partir de técnicas de análisis financiero y económico.	Costos de instalación.	Conocimiento económico y técnico de las diferentes variables.	Costos de los elementos estáticos.	Nominal	Datos de despacho económico nacional.	Cálculo de costos asociados a partir de los diferentes elementos tanto de almacenamiento como de conexión a la red. Análisis de un caso.
			Costos de la instalación, mantenimiento y operación de estos elementos.	Nominal	Datos de costos de instalación de la cada unidad. Datos de si es posible integrarlo a la matriz eléctrica. Datos de costos operacionales.	
Objetivo 3: Establecer un modelo de gestión energética del almacenamiento electroquímico para el manejo de la integración mediante el análisis de la operación económica en la red.	Modelo de operación considerando criterios operativos de acuerdo con el RMER.	Conocimiento de criterios operativos de acuerdo con el RMER.	Criterios operativos de acuerdo con el RMER.	Nominal	Análisis de documentación asociada. Observación y análisis de las buenas prácticas a nivel regional de acuerdo con el RMER.	Modelo de gestión energética del almacenamiento electroquímico.
			Criterios operativos de acuerdo con la POASEN.	Nominal	Observación y análisis de las buenas prácticas a nivel nacional de acuerdo con la POASEN. Análisis de caso.	

3.6. Mapa conceptual

Para explicar el mapa conceptual hay que entender a quién se dirige, en este caso, se dirige a la red regional en la que se desarrolla un mercado eléctrico, el cual se divide en nacional y regional, esto da pie para indicar que en este concepto y, unido al de la red regional, hay una figura llamada operador de la red que vela por la coordinación de los elementos que la componen, así como la

seguridad operativa, pero también verifica que las transacciones a nivel nacional y regional sean las correctas.

Con base en el hecho de que existe un mercado eléctrico y un operador estos se deben de regir de alguna manera y aquí es donde aparecen para el mercado nacional y regional normas que se deben cumplir, estas marcan el cómo se comportará el sistema eléctrico e indica quién y cómo se impondrán las multas en caso de incumplimientos. Enfocándolo en el proyecto planteado, se puede ver que esta introducción llega a un tema muy importante, ya que, a pesar de ser técnico, tiene repercusiones a todo nivel de seguridad operativa, ya que esta estudia, no solo el minuto a minuto, sino que dicta qué hacer en caso de emergencia.

El proyecto se enfoca en la unión de tres elementos importantes con respecto a la seguridad operativa y en esta se detecta una oportunidad de mejora de instalar baterías electroquímicas que puedan suplir la pérdida de bloque de generación en un evento, así que se tiene que revisar la viabilidad de un modelo de gestión basado en la utilización de baterías electroquímicas, además de analizar los costos basándose en la integración del diseño en subestaciones (GIS, convencional e interruptor y medio).

Se deben analizar las interacciones relacionadas con introducir un nuevo elemento al sistema, la aplicación de este, así como el sistema eléctrico siempre creciente y cambiante que requiere de adaptar la vieja tecnología con las innovaciones de modo que tenga sinergia. Esta sinergia es importante para que, cuando sea necesario, se apoye y, en otras ocasiones, se cambie por otro tipo de fuente con la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico como prioridad. Además, se debe tener en cuenta qué repercusiones monetarias pueden llegar a presentarse y cómo se pueden optimizar las elecciones de plantas a nivel nacional.

Hay que analizar que todo esté bajo un marco de respeto a las normas regionales y nacionales, para su integración al sistema, ya que el modelo de gestión, además de cumplir, tiene que ser económicamente viable.

3.6.1. Cronograma de ejecución

Tabla 4

Cronograma de ejecución

No	Actividad	Fecha	Comentarios
1	Ultima fecha para presentar las propuestas de proyectos	31 mayo al 2 de junio	Documento digital (Word de Microsoft) según formato aprobado por el CUPPEE, enviado al correo: rcalderon@iter.ac.cr .
2	Aviso de aceptación de las propuestas de anteproyectos de graduación.	17 de julio	De acuerdo con los conocimientos y experiencia del profesor guía, las propuestas serán afinadas con él.
3	La administración del programa procederá a gestionar las inclusiones de matrícula en el sistema de la institución.	25 de julio	Solo se realizarán las inclusiones de los estudiantes que enviarán la carta de inclusión en la fecha limite establecida.
4	El profesor guía y el estudiante realizan la primera reunión de trabajo en el inicio de desarrollo de la propuesta aprobada. Oficialmente empieza el desarrollo del proyecto, el cual tiene una duración de 3 bimestres (V, VI y VII bimestre del 2022).	25 al 28 de julio	El estudiante y el profesor asesor coordinan entre sí y se ponen de acuerdo en todos los detalles (metodología de trabajo, cronograma de trabajo, definen claramente los alcances, discuten el plan de trabajo, las reuniones, coordinar las vistas a la empresa, etc.). Si considera necesario el profesor asesor recomendará los ajustes necesarios a la propuesta base aprobada, en pro de mejorar los alcances, lo cual el profesor guía debe informar al coordinador del programa.
5	El estudiante entrega su primer informe de avance al profesor asesor.	25 de agosto	En forma digital, se espera en este punto que el documento se encuentre avanzado a un punto, donde mínimo toda la estructura inicial, incluyendo el marco teórico y el primer objetivo específico se encuentren concluidos.
6	El estudiante entrega su segundo informe de avance al profesor asesor. Este informe debe venir con una nota en donde el filólogo indica que ya ha realizado una primera revisión al documento. Este informe debe venir con una nota en donde el filólogo indica que ya ha realizado una primera revisión al documento.	29 de setiembre	En forma digital, con un avance del documento final al menos en un 60%. El profesor asesor reenvía la nota del filólogo a la asistente administrativa de la maestría a rcalderon@iter.ac.cr .
7	El profesor asesor devuelve el primer informe con las correcciones respectivas, para ser incorporadas por el estudiante.	1 de setiembre	En forma digital.
8	El estudiante entrega su segundo informe de avance al profesor asesor. Este informe debe venir con una nota en donde el filólogo indica que ya ha realizado una primera revisión al documento.	29 de setiembre	En forma digital, con un avance del documento final al menos en un 60%. El profesor asesor reenvía la nota del filólogo a la asistente administrativa de la maestría a rcalderon@iter.ac.cr .
9	El profesor guía devuelve el segundo informe de avance con las correcciones respectivas, para ser incorporadas por el estudiante.	06 de octubre	En forma digital.
10	Asignación de profesionales lectores.	07 de octubre	Se enviará la información en digital, con copia a los profesores guía.
11	Primera entrega de comentarios de los profesionales lectores al estudiante y al profesor guía.	21 al 26 de octubre	Comunicación directa entre el estudiante y los profesionales lectores. El profesor lector envía copia de sus comentarios al profesor guía.
12	Tercera entrega del documento del proyecto de graduación al profesor guía. Segunda y última entrega del documento del proyecto de graduación (con la aprobación del profesor guía) al profesional lector (con un avance superior al 90%).	18 de noviembre	Documento digital (con un avance superior al 90%). Comunicación directa entre el estudiante y los profesionales lectores.
13	Entrega de nota del estudiante por parte de los profesionales lectores y profesor asesor.	02 de diciembre	En documento para tal fin.
14	Presentación de los proyectos de graduación ante el jurado.	5 al 9 de diciembre	En lugar y aula que oportunamente se avisará una semana antes de la actividad y dependiendo de la situación país, las defensas podrían ser utilizando tecnología de información (herramientas virtuales).
15	Entrega de actas en el sistema.	12 al 13 de diciembre	El estudiante tiene 3 días (del 15 al 19 de diciembre) para apelaciones en la nota reportada en el sistema.
16	Recepción de documentos para efecto de graduarse.	Fechas con Admisión y Registro	Contactar directamente a admisión y registro para los trámites respectivos al proceso de graduación.

Capítulo IV

4 Diseño de Instalación de almacenamiento electroquímico

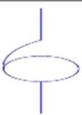
4.1. Subestación eléctrica

Las subestaciones eléctricas tienen diferentes objetivos dependiendo de cómo se conceptualice el uso de la misma ya que puede actuar como un elevador de tensión en alta tensión, como un elevador de tensión de una planta para que esta aporte al sistema eléctrico o también como un reductor de tensión para así poder distribuir la tensión a los diferentes clientes en media tensión, todo esto bajo un sistema de transformadores elevadores, reductores, autotransformadores, interruptores y seccionadoras por mencionar algunos elementos que actúan en alta tensión..

En Costa Rica existen dos grandes tipos de subestaciones las encapsuladas y las aisladas por aire en cuanto a la eficiencia se podría indicar que son similares, pero la gran diferencia radica en el espacio de ocupación de estas ya que una aislada por aire ocupa muchísimo más espacio que una encapsulada esto por dimensionamiento de los elementos para resistir la corriente, descargas, aperturas y cierres que desgastan a los componentes involucrados.

En el presente documento se centrará en describir los principales elementos que se necesitan para la integración de un módulo en una subestación los mismos que se utilizan en los diferentes diagramas unifilares, y además se cuenta con representaciones de diagramas con elementos que componen una subestación como lo muestra la tabla 5 donde se describen los elementos que pertenecen a una subestación, considerando no solo los elementos de una subestación encapsulada sino también los propios de las aisladas por aire ya que en su composición básica son los mismos pero fabricados con diferentes materiales adaptados a la tecnología específica, es decir, que los diferentes elementos involucrados aunque por tipo de tecnología en la apariencia se ven físicamente diferente en cuanto a funcionamiento son similares.

Tabla 5*Descripción de elementos de subestaciones*

Línea	Diagrama	Nombre	Descripción
1		Seccionadora	Elemento de conexión, generalmente no se debe tener una apertura o cierre con carga, ya que su diseño no lo permite.
2		Interruptor	Elemento de conexión, su función es poder de apertura o cierre con carga, ya que su diseño lo permite.
3		Seccionadora de puesta a tierra	Seccionadora especial que se utiliza para aterrizar los módulos o elementos de interconexión.
4		Autotransformador	Equipo de potencia que se utiliza en ciertas subestaciones para elevar la potencia de una barra a otra dentro de la misma subestación.
5		Transformador	Equipo de potencia que se utiliza en subestaciones para elevar o reducir tensión, ya sea de 230 kV a 34,5 kV o 34,5 kV a 230 kV.

También, existe una serie de controles que permiten resguardar, no solo los equipos operativos, sino los diferentes equipos de trabajo que realizan mantenimiento, junto a un control que se entrega a diferentes niveles para su operación en tiempo real, para seguridad del SEN y su estabilidad. En general, Costa Rica tiene dos tipos de subestaciones que brindan el servicio, estas se pueden definir como encapsuladas y aéreas pues tienen diferencias radicales en su estilo y composición.

4.1.1. Subestación aislada en aire

Son subestaciones que están aisladas en aire, lo que comúnmente se conoce como Air Insulated Substation (AIS), estas tienen la particularidad de que todos sus elementos como interruptores, seccionadoras, barras principales y auxiliares, conectores bajantes de líneas, derivaciones, transformadores de potencial y de corriente, por mencionar algunos, están expuestos a razón de costos es más barato.

El cableado de las protecciones va a los diferentes tableros que están en campo que reúnen las diferentes señales de los equipos que los rodean para mandarlas a una edificación llamada bunker que reúne y registra las diferentes señales, además, hay equipos de protección y medición que actúan a razón de lo que se censa en campo y las señales que llegan de las indicaciones al actuar, dependiendo de la configuración que se les dé, con el objetivo de salvaguardar no solo la integridad del equipo sino también la vida humana.

La solución AIS siempre requiere un diseño detallado, ya que tienen que plantearse todos los elementos separados lo cual lleva a la necesidad de tener un aislamiento muy cuidadoso para que no se den diferencias de potencial entre elementos o materiales que se carguen eléctricamente con potenciales peligrosos para las personas que brinden el mantenimiento.

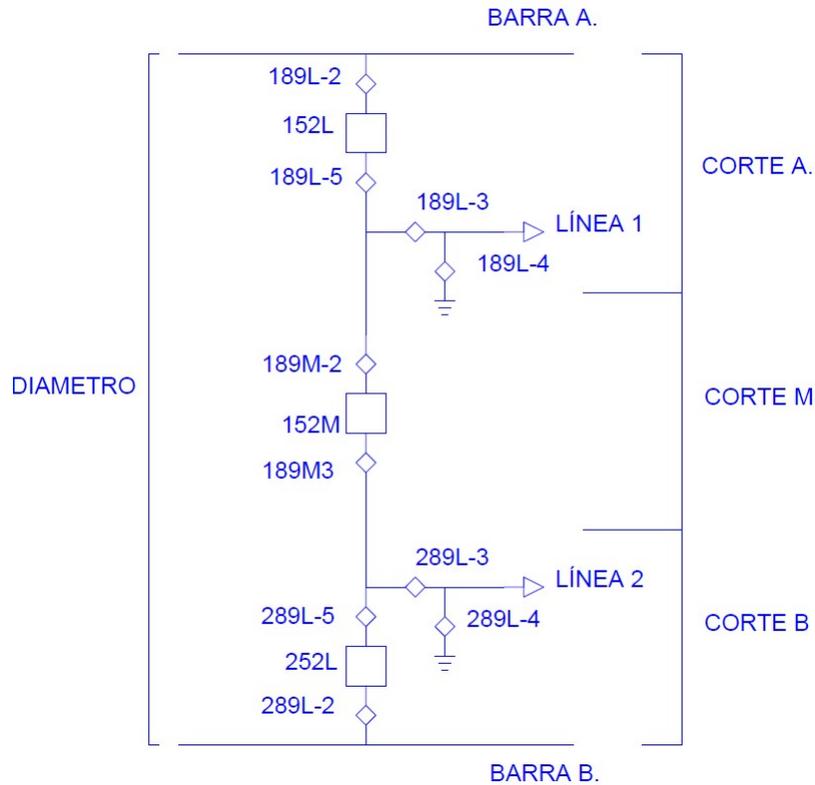
En cuanto a suministros, se debe tomar en cuenta que, por ser un grupo de elementos, se pueden conseguir de distintas marcas por lo cual hay una mayor posibilidad de optimizar costos por temas de oferta, demanda y calidad de los mismos. Por último, en cuanto a consideraciones a la hora de instalar, hay mayor cantidad de elementos interconectados entre sí, sin embargo, el personal de montaje puede no estar tan calificado para realizar la labor y hasta puede aprender en el proceso.

4.1.1.1. Esquema de doble barra con disyuntor y medio convencional

En cuanto a las subestaciones tipo AIS, se pueden encontrar configuraciones que se determinan como sencillas o interruptor y medio, como se puede observar en la figura 2, hay dos barras que energizan una serie de interruptores y seccionadoras las cuales tienen 2 salidas; estas pueden ir a un transformador o una línea de transmisión, dependiendo de la necesidad, el objetivo es que si falla la operación de uno de los interruptores, siempre pueda quedar energizado con el interruptor del medio y así dé estabilidad para no interrumpir el flujo eléctrico, también aplica para mantenimientos e intervenciones mayores.

Figura 2

Esquema de doble barra con disyuntor y medio convencional

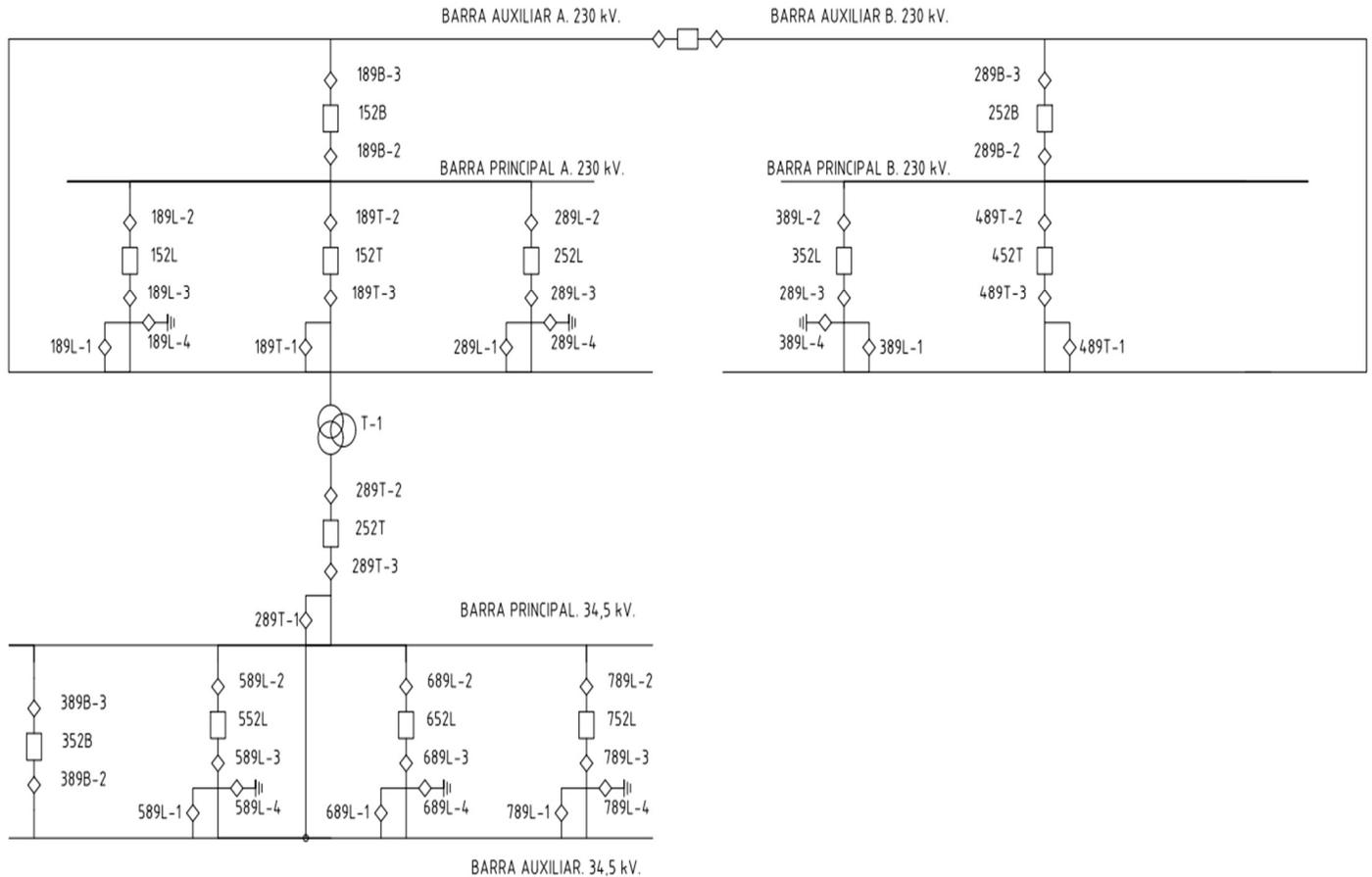


4.1.1.2. Esquema de barra simple

En este sistema existen dos tipos de configuraciones, una con un sistema de barra auxiliar que permite versatilidad a la hora de mantenimiento de elementos o de la misma barra o sin barra auxiliar, lo cual deja una configuración bastante simple y efectiva para efectos prácticos, pero con falencias a la hora de implementar mantenimientos o problemas con elementos del sistema que lo compone. Como se muestra en la Figura 3, un circuito comprende un interruptor y seccionadoras pertenecientes a ese circuito y deja la redundancia de lado, si se toma en cuenta que existe una barra auxiliar y se tiene un juego de seccionadoras e interruptores llamados reserva, el cual cumple la función de realizar la unión entre la barra fría y la barra energizada.

Figura 3

Esquema de barra auxiliar



4.1.2. Subestación encapsulada

Conocida también como subestaciones tipo Gas Insulated Switchgear, conocidas como GIS por sus siglas en inglés, son subestaciones que están inmersas en un gas dieléctrico de hexafluoruro de azufre (SF₆). Es en la práctica una subestación con los mismos elementos que se tiene en las convencionales, pero al estar inmersa en el gas dieléctrico, los elementos sufren menos daño en cada apertura o cierre, lo cual provoca, no solo su durabilidad, sino una reducción en el tamaño de cada sección de este tipo de elementos, lo que hace que el espacio que ocupa sea significativamente menor.

En toda subestación con este sistema se van a encontrar sensores de gas, ya que su fuga de las celdas es un problema de contaminación porque acrecienta la apertura del hueco en la capa de ozono por las

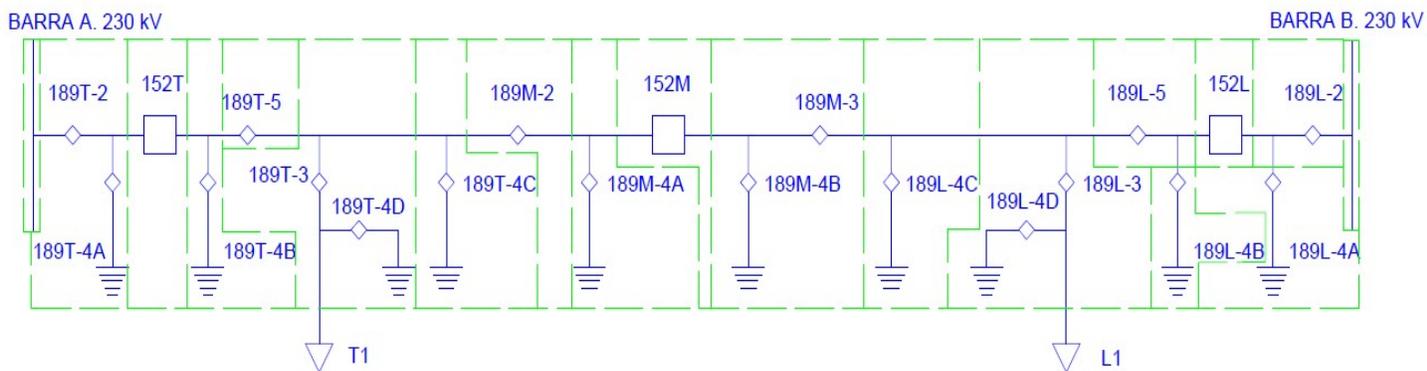
características propias del mismo. Como en las subestaciones convencionales se pueden observar tipos de configuraciones como las que se mencionan en seguida.

4.1.2.1. Configuración de disyuntor y medio

En esta configuración, al igual que en las subestaciones convencionales, existe una serie de interruptores y seccionadoras entre dos barras se que se podrían llamar “a” y “b”, como se muestra en la Figura 4, pero a estos interruptores se les va a agregar aterrizamiento en lo que se categoriza como compartimientos, los cuales están aterrizados, ya que se comportan como bloques independientes, en caso de necesitar intervención, en la Figura 4 también se pueden apreciar las secciones que se determinan por las líneas punteadas. En este tipo de configuración, se trata de emular la versatilidad de un sistema convencional de interruptor y medio, pero con la optimización de espacio y durabilidad que un sistema encapsulado tiene.

Figura 4

Diagrama de disyuntor y medio



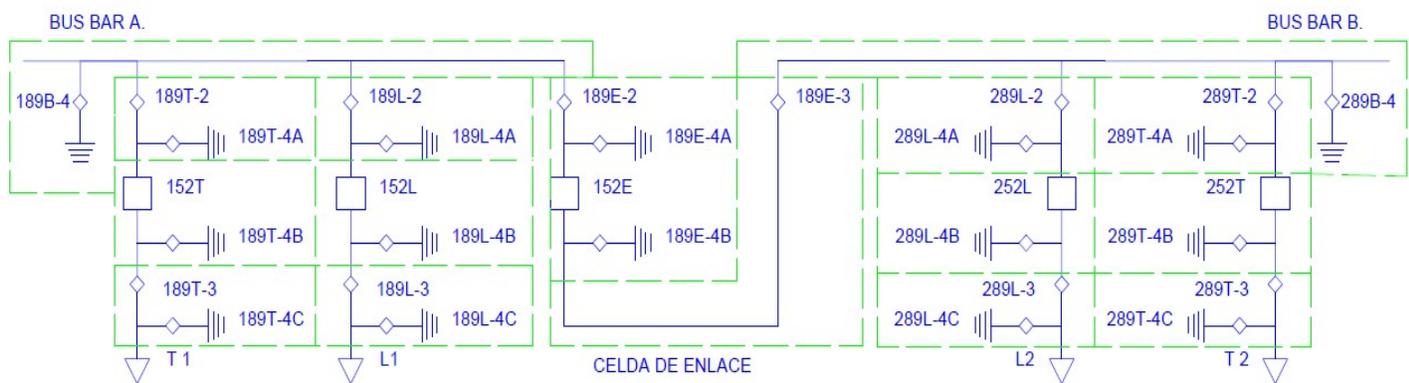
4.1.2.2. Configuración H con compartimientos delimitados

En este tipo de configuración, al igual que en la anterior, va a tener dos barras “a” y “b”, las cuales se unen por un interruptor de enlace, pero, a diferencia de la configuración de interruptor y medio, cada salida de la barra tiene su interruptor y grupo de seccionadoras independientes lo cual hace posible seccionar estos elementos de forma independiente en caso de alguna falla. La configuración anterior,

por ser tipo GIS, es una subestación de tamaño reducido y encapsulada, con compartimientos que se aterrizan para seccionar las posibles intervenciones a nivel de mantenimiento preventivo o correctivo. La representación de las secciones que la componen se ve representada en la Figura 5 en los recuadros punteados.

Figura 5

Configuración H con compartimientos delimitados



4.1.3. Sistema de almacenamiento integrado a una subestación

Los sistemas de almacenamiento no suelen estar integrados a las subestaciones como parte de los equipos de potencia, sino más bien como respaldos para sostener las señales que mantienen activos los equipos de medición y control, para esta integración, lo primero que hay que tener en cuenta es que se necesita integrar diferentes elementos que antes no estaban presentes a gran escala, como se muestra en la Tabla 6, donde se observan elementos como los inversores que tienen un papel fundamental en el desarrollo del trabajo de las baterías, ya que convierten la energía directa en alterna y la integración de un transformador elevador que viene a ser un elemento fundamental para integrarlo a una barra de 34,5 kV o llevarlo de manera directa a otro transformador elevador que permita integrarlo a la barra 230 kV.

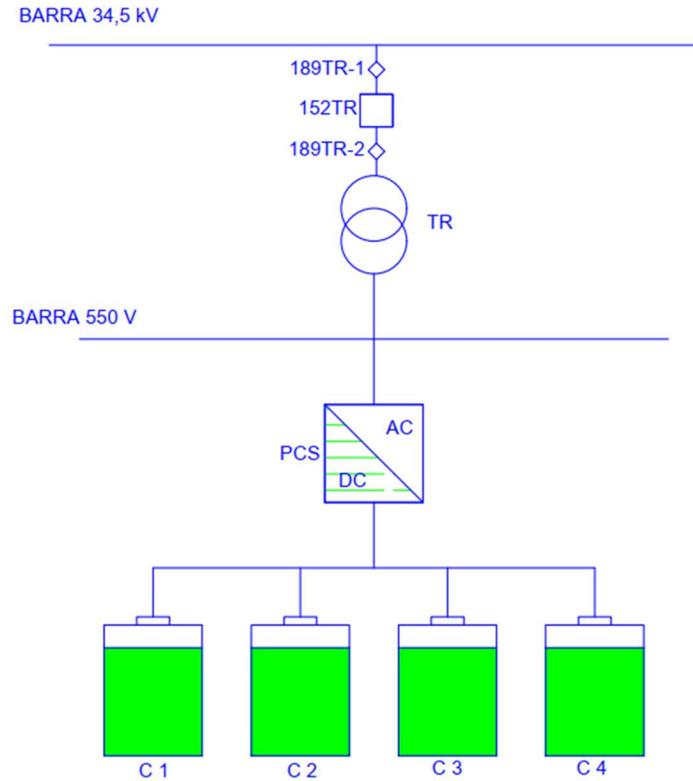
Tabla 6*Equipos de almacenamiento de energía*

Línea	Diagrama	Nombre	Descripción
1.		Batería	Batería de almacenamiento de litio.
2.		PCS	Inversor con la función de transformar la energía de AC a DC y de DC a AC.
3.		Transformador	Transformador integrado en sistema de almacenamiento que eleva de 550 V a 34,5 kV o reduce de 34,5 kV a 550 V.

Como se observa en la Tabla 5, hay nuevos elementos a tomar en cuenta en cuanto a la integración al sistema de potencia para lo cual hay que tener presente, como se muestra en la Figura 6, que el diseño necesita de 4 baterías por cada inversor para aportar potencia a la barra 34,5 kV de hasta 2,5 MW, para esto, la figura muestra la configuración base en su forma más simple para la integración en el SEN. Para poder integrar a un bloque de 20 MW este elemento se puede definir como una celda de la batería, ya que por sí misma no genera la potencia deseada, es decir, se necesitaría un conjunto de estas para poder integrar una potencia de tal magnitud, lo cual genera un incremento en el espacio físico que necesitan, pues cada celda está compuesta por contenedores, como se muestra en la Figura 8, donde se puede apreciar la necesidad de tener un espacio considerable solo para un bloque de 20 MW.

Figura 6

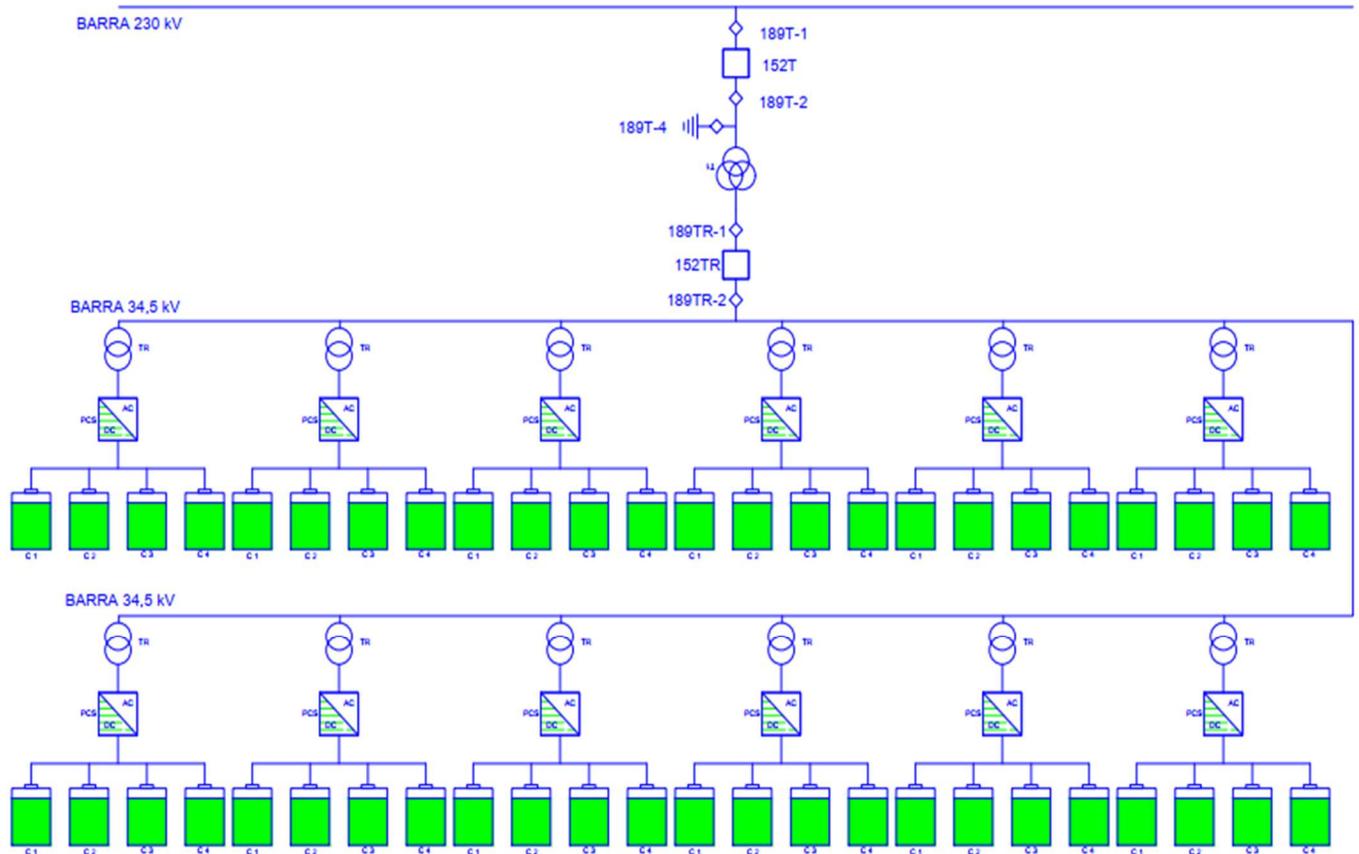
Diseño de circuito por inversor



Tomando en cuenta que en la Figura 6 se encuentra el diseño básico para almacenamiento que entrega hasta 2,5 MW, se necesitarían doce inversores para poder ajustar los 20 MW de entrada y salida que se propone generar, esto hace que el sistema crezca en cuanto a bloques de baterías a utilizar, como lo muestra la Figura 7, ya que, los doce inversores se pueden ajustar para tener la potencia deseada de entrega. Esto plantea un tema no solo de potencia, sino que hay que tomar en cuenta canalizaciones y señales entre los diferentes bloques, además de un sistema de control nivel 2 y 3, los cuales representan el centro de control que opera el país y el centro que controla por zona, ya que ambos deben tener visualización y poseer la manera de manipular según sea conveniente en caso de alguna falla o problema que se genere de manera transitoria.

Figura 6

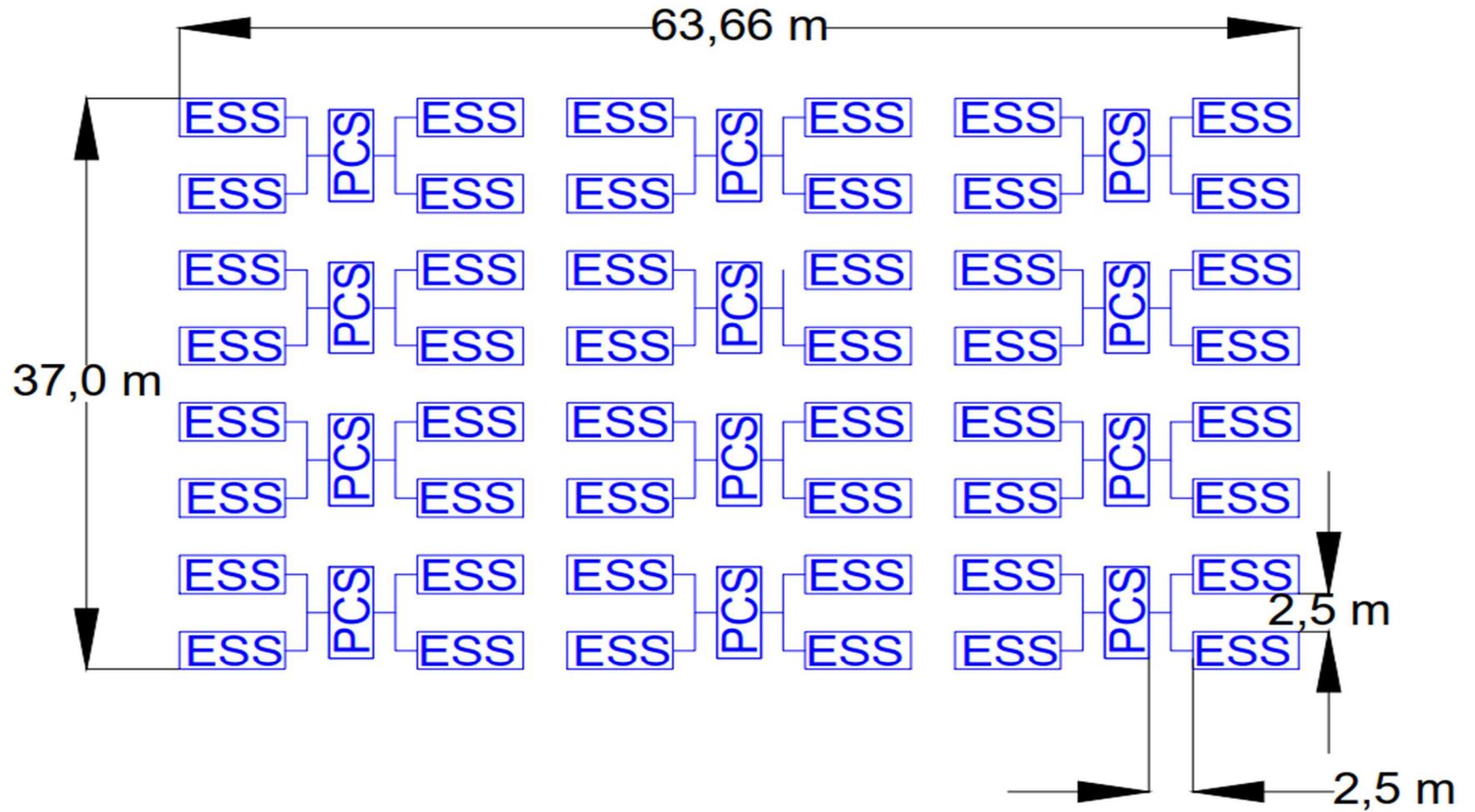
Diagrama completo de integración al SEN



La Figura 7 muestra el unifilar que logra no solo la carga, sino también la conexión al sistema 230 kV, como se ve en el ejemplo, lo cual permitirá realizar la compensación a nivel de sistema cuando este lo requiera y no necesita de elementos extra que realicen más funciones. Los equipos integrados harían el trabajo de manera bidireccional, en cuanto al tema del espacio, se tiene que tomar en cuenta que las baterías y los inversores son contenedores completos por aparte, como se puede observar en la Figura 8 y la Figura 6, el sistema se compone de cuatro baterías por cada inversor, lo cual hace que tenga una ocupación que se puede ver representada en la Figura 7, con una propuesta de configuración que optimiza los espacios de manera eficiente, acerca los elementos que necesitan conexiones y deja espacios reducidos, pero amplios para que, en caso de mantenimientos, se pueden transitar.

Figura 7

Diagrama de ocupación de sistema de almacenamiento



Capítulo V

5 Costos para la integración de almacenamiento electroquímico y el establecimiento de los beneficios económicos

5.1. Análisis económico

En cuanto a un análisis económico para conseguir un costo estandarizado de un almacenamiento, hay que tomar en cuenta parámetros de plantas que se pueden obtener por parámetros objetivos para generar una tabla con costos proyectados y dar resultados que ayudarían a determinar cuan viable puede llegar a ser a través del tiempo. Para realizar la tabla, se precisa de los siguientes parámetros:

5.1.1. Costo capital

Según Mongird *et al.* (2020), los datos del costo capital para el almacenamiento energético por medio de dispositivos electroquímicos se expresan en dólares por kilovatio por hora (\$/kWh), Rahman et al. (2020) indica que hay que tomar en cuenta costos de PCS, almacenamiento y balance de planta.

5.1.2. Sistema de conversión de potencia

También conocido por sus siglas en ingles PCS indica que todo lo que se incluye en este costo tiene que ver con el embalaje, control e inversor correspondiente (Mongird *et al.*, 2020), se puede hacer hincapié en que en la lectura que hay un 82% de costo mayor que en otras tecnologías electroquímicas que hacen que sea un tema importante de inversión a mediano y largo plazo. Se podrían prever disminuciones en este rubro (Rahman et al., 2020). En la Tabla 4, hay un valor referencia el cual se aplicará en este documento, de 161\$/kWh a 4320\$/kWh, se utilizará el valor de costo de 161 \$/kWh.

5.1.3. Balance de planta

En este rubro normalmente se incluyen costos tales como cableados, interconexión de transformadores y equipos auxiliares, para lo cual se toma de referencia lo indicado en la literatura (Mongird et al., 2020) donde se menciona que este valor se mide en términos de \$/kW y también indica que las baterías electroquímicas se calculan a un costo de 100 \$/kW, este dato se tomará en consideración a la hora de realizar los cálculos pertenecientes al costo estandarizado.

5.1.4. Tarifa eléctrica

Para este rubro, se toma lo indicado por el ICE (2015), donde se dan referencias de diferentes tarifas, pero se tomará solo un tipo para realizar los cálculos de las baterías que estarán conectadas a un transformador 34,5 kV a 230 kV, lo cual tendrá dos objetivos: la carga y la descarga.

Tabla 7

Tarifas de distribuidor de energía

Cargo por potencia, por cada kilovatio	Valor	Franja horaria	
Periodo punta	¢70,40	10:01 y las 12:30	17:31 y las 20:00
Periodo valle	¢26,77	6:01 y las 10:00	12:31 y las 17:30
Periodo nocturno	¢16,86	20:01 y las 6:00 día siguiente	
Periodo punta	¢11 447,94	10:01 y las 12:30	17:31 y las 20:00
Periodo valle	¢7 993,23	6:01 y las 10:00	12:31 y las 17:30
Periodo nocturno	¢5 119,60	20:01 y las 6:00 día siguiente	

Nota: Tomado de ICE (2015).

Esta información se puede utilizar en la siguiente tabla de costos/hora y se asume un ciclo completo de las baterías, ya que lo recomienda el fabricante, por lo cual se utiliza durante los periodos de la Tabla 7, donde se observa la diferencia de precio entre periodos esto debido a la demanda del sistema eléctrico donde en periodo nocturno suele ser menor, uno de los aspectos más importantes a tomar en cuenta que en los países interconectados este comportamiento puede variar.

Para la descarga se asume que se utilizará el periodo horario punta, espera en periodo valle y la carga para el nocturno, esto asumiendo que los eventos y utilización se vuelven más recurrentes, ya sea por demanda o debido a las desviaciones por intercambios, con el objetivo de utilizar energía de menor costo para cargar la solución electroquímica y vender la energía a un precio mayor no solo ayudando a tener ganancias sino también ayudar a la regulación de la carga y demanda en periodos críticos.

Tabla 8

Cálculo de promedio diario por ciclo

Horas	Periodo	Valor dólares kWh	Valor dólares kW	Valor de energía kWh	Valor de energía kW	Estado
00:00:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
00:30:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
01:00:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
01:30:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
02:00:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
02:30:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
03:00:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	Carga
03:30:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
04:00:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
04:30:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
05:00:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
05:30:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
06:00:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
06:30:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
07:00:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
07:30:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
08:00:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	Reposo
08:30:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
09:00:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
09:30:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
10:00:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	
10:30:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	
11:00:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	
11:30:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	Descarga
12:00:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	
12:30:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	
13:00:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
13:30:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
14:00:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
14:30:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
15:00:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	Reposo
15:30:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
16:00:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
16:30:00	Periodo valle	\$0,0494kWh	\$14,7381kWh	0	0	
17:00:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	
17:30:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	
18:00:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	
18:30:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	Descarga
19:00:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	
19:30:00	Periodo punta	\$0,1298kWh	\$21,1080kWh	744,2180634	9539950	
20:00:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
20:30:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
21:00:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
21:30:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
22:00:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	Carga
22:30:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
23:00:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	
23:30:00	Periodo nocturno	\$0,0311kWh	\$9,4397kWh	-106,9390615	-2559800	

La Tabla 8 representa los valores horarios y su costo a nivel monetario, ya que el valor de la energía y potencia dependerán de la hora, para lo cual lo ideal es vender en la parte alta de la demanda y comprar en periodos nocturnos donde la tarifa no es tan representativa, obteniendo beneficios económicos desde el inicio del proceso.

5.1.5. Degradación

Conocido como la variable Round-Trip Efficiency (RTE), indica que las baterías tienen un tiempo de vida útil, para este caso del fabricante se puede mencionar que es de 20 a 25 años y se toma como referencia la Tabla 6 basada en Mongird *et al.* (2020); se tomará el valor brindado de 0,5% anual para el cálculo de la potencia entregada anualmente lo cual ayuda en el cálculo del ciclo de vida de los sistemas de almacenamiento.

5.1.6. Costo del ciclo de vida del almacenamiento

Conocido como Life Cycle Cost Of Storage (LCCOS) es el indicador del costo total a lo largo del año, según Bruck *et al.* (2018), este incluye los capitales de operación y mantenimiento, costos fijos y variables, además de los costos de reemplazo y fin de vida, es una sumatoria que tiene el objetivo de proyectar todos los costos asociados al sistema. Además, responde a la fórmula:

$$LCCOS = C_{cap} + C_{OyM} + C_{OyM\ variable} + PCS + BOP$$

(ec.10)

5.1.7. Costo normalizado de energía

También conocido como Levelized Cost of Energy (LCOE), este no es más que la suma de todos los costos asociados a un elemento, normalmente generador de energía, durante toda su vida útil, tal como menciona Pawel (2014), este parámetro responde al costo total de vida de una inversión, dividido por la energía entregada por la inversión, la cual se puede representar por la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{(C_{cap} + C_{OyM} + C_{OyM\ variable} + PCS + BOP)}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}} \quad (ec.11)$$

5.1.8. Caso de estudio de almacenamiento electroquímico

Para el caso de estudio, se hará uso de los parámetros antes descritos como valores previamente calculados y datos que se han estandarizado anteriormente, pero aplicados a un proyecto de 100 MW que compensaría las desviaciones a nivel regional del mercado eléctrico centroamericano, se procede a tomar en cuenta la referencia de cotización por módulos de baterías para 20 MW, los cuales tienen un valor de \$ 62 500 000, lo que incluyen sería:

- Un sistema de almacenamiento de energía 137,6 MWh
- Sistemas de potencia (inversores) de 20 MW
- Ingeniería y diseño detallado del sistema
- Transporte internacional y logística
- Mano de obra de instalación
- Proceso de comisionado y puesta en marcha

Para esto, se realiza una tabla de datos del caso de estudio planteado asumiendo el esquema de utilización planteado en la Tabla 8 que considera una utilización diaria del sistema de almacenamiento que se puede proyectar a datos anuales e inicia con los primeros insumos que darían referencia de la utilización, todo los datos brindados por fabricante se estarán proyectando para los 100 MW propuestos esto para generar una propuesta lo más aterrizada posible.

Los datos iniciales para plantear el caso de investigación son todos aquellos generados u obtenidos en el avanzar de la investigación y pueden venir de diferentes fuentes las cuales deben de estar debidamente verificadas y certificadas para poder tomarlas en cuenta. Este análisis de datos tiene como objetivo generar un análisis de comportamiento técnico y económico de un sistema de almacenamiento electroquímico que permita estudiar mejor las alternativas y abrir posibilidades de mejora.

Tabla 9*Tabla de datos caso de almacenamiento de 100 MW*

Datos	
Generación anual kWh	\$28 762 000,00kWh
Capacidad instalada kWh	688,00MWh
Generación anual kW	87 600 000,00kW
Capacidad instalada kW	100,00kW
Horas de uso	06:00:00
Costos iniciales	\$ 367 469 564,41
C&C	\$100/kWh
Operación y mantenimiento	\$87 600/kWh
Operación y mantenimiento Variable	\$26/kWh
PCS	\$ 4 320,00/kW
BOP	\$ 100,00/kW
Degradación (RTE)	0,50%
Periodo de construcción	2,00años
Tasa de descuento	10%
Tasa	3%
Inflación	1,0%
Precio kWh CR	\$ 803,175
Valor promedio de costo anual	\$ 23 100 920 019,97

Se dan los siguientes supuestos:

- La inflación es 1 % a través de los años de vida útil de los elementos.
- Cualquier cálculo de trasladar una tarifa en colones a dólares utiliza el tipo de cambio del 1 de octubre del 2023 de ₡ 542,35 el dólar.
- Un periodo aproximado de construcción de dos años, si fuera un caso aplicado, debe tomarse en cuenta un estudio de suelos y condiciones particulares de la zona.
- Los elementos utilizados para sacar el costo de inversión estos dos años de construcción son derivados de proyecciones de otros proyectos que llevan este tipo de sistemas.
- Se propone un ciclo de carga-descarga de 1 día completo, teniendo una descarga en la hora pico y una carga en periodo nocturno para maximizar las ganancias de las baterías.
- Se toma en cuenta que el reglamento del mercado indica que cualquier desviación no debe ser mayor a 15 minutos para que los países miembros aporten apoyo.
- No se tiene un registro público de cuánto es la tendencia de limitaciones, ni un cobro anual de estas.
- Se proyecta una vida útil de 20 años de operación y 2 años construcción.
- No se tiene referencia de costos de otras plantas, por lo cual todo dato se referencia a artículos, documentos públicos o tesis que tengan datos e información de costos.
- Las tarifas de carga y descarga son las correspondientes a la gaceta del 30 de setiembre del 2015 donde se dan los diferentes tipos de tarifas y se toma la T-MT.

La información antes dada se podría colocar en una tabla y en un cuadro de Excel para calcular los datos anualizados para así proyectarlos a los 20 años de utilización esto sumado a la proyección de los costos asociados a este caso planteado generando una matriz de datos los cuales son de suma importancia para el cálculo de la variable de costo nivelado brindado uno de los datos más relevantes para el estudio de la instalación de un sistema electroquímico ya que brinda un punto de comparación el cual es objetivo y si se suman los datos de otras plantas brindara datos de vital importancia para el considerar este tipo de soluciones a mediano o corto plazo:

Tabla 10

Datos de cálculos de costos estandarizados

Año	kWh/año	Costo capital	Estimación de costos				LCCOS	Producción anual
			O&M	O&M variable	PCS	BOP		
1		\$220 481 738,65					\$ 220 481 738,65/kW	0
2		\$ 146 987 825,76					\$ 146 987 825,76/kW	0
3	28 762 000,00kWh		\$ 60 268 800 000,00/kW	\$ 18 080 640,00/kW	\$ 2 972 160 000,00/kW	\$ 68 800 000,00/kW	\$ 126 587 569 280,00/kW	\$ 23 100 920 019,969
4	28 618 190,00kWh		\$ 60 871 488 000,00/kW	\$ 18 261 446,40/kW	\$ 3 001 881 600,00/kW	\$ 671 488 000,00/kW	\$ 128 461 464 972,80/kW	\$ 23 215 269 574,068
5	28 475 099,05kWh		\$ 61 480 202 880,00/kW	\$ 18 444 060,86/kW	\$ 3 031 900 416,00/kW	\$ 1 280 202 880,00/kW	\$ 130 354 099 622,53/kW	\$ 23 099 193 226,197
6	28 332 723,55kWh		\$ 62 095 004 908,80/kW	\$ 18 628 501,47/kW	\$ 3 062 219 420,16/kW	\$ 1 895 004 908,80/kW	\$ 132 265 660 618,75/kW	\$ 22 983 697 260,066
7	28 191 059,94kWh		\$ 62 715 954 957,89/kW	\$ 18 814 786,49/kW	\$ 3 092 841 614,36/kW	\$ 2 515 954 957,89/kW	\$ 134 196 337 224,94/kW	\$ 22 868 778 773,766
8	28 050 104,64kWh		\$ 63 343 114 507,47/kW	\$ 19 002 934,35/kW	\$ 3 123 770 030,51/kW	\$ 3 143 114 507,47/kW	\$ 136 146 320 597,19/kW	\$ 22 754 434 879,897
9	27 909 854,11kWh		\$ 63 976 545 652,54/kW	\$ 19 192 963,70/kW	\$ 3 155 007 730,81/kW	\$ 3 776 545 652,54/kW	\$ 138 115 803 803,16/kW	\$ 22 640 662 705,498
10	27 770 304,84kWh		\$ 64 616 311 109,07/kW	\$ 19 384 893,33/kW	\$ 3 186 557 808,12/kW	\$ 4 416 311 109,07/kW	\$ 140 104 981 841,19/kW	\$ 22 527 459 391,970
11	27 631 453,32kWh		\$ 65 262 474 220,16/kW	\$ 19 578 742,27/kW	\$ 3 218 423 386,20/kW	\$ 5 062 474 220,16/kW	\$ 142 114 051 659,61/kW	\$ 22 414 822 095,010
12	27 493 296,05kWh		\$ 65 915 098 962,36/kW	\$ 19 774 529,69/kW	\$ 3 250 607 620,06/kW	\$ 5 715 098 962,36/kW	\$ 144 143 212 176,20/kW	\$ 22 302 747 984,535
13	27 355 829,57kWh		\$ 66 574 249 951,98/kW	\$ 19 972 274,99/kW	\$ 3 283 113 696,26/kW	\$ 6 374 249 951,98/kW	\$ 146 192 664 297,96/kW	\$ 22 191 234 244,613
14	27 219 050,42kWh		\$ 67 239 992 451,50/kW	\$ 20 171 997,74/kW	\$ 3 315 944 833,22/kW	\$ 7 039 992 451,50/kW	\$ 148 262 610 940,94/kW	\$ 22 080 278 073,389
15	27 082 955,17kWh		\$ 67 912 392 376,02/kW	\$ 20 373 717,71/kW	\$ 3 349 104 281,56/kW	\$ 7 712 392 376,02/kW	\$ 150 353 257 050,35/kW	\$ 21 969 876 683,023
16	26 947 540,40kWh		\$ 68 591 516 299,78/kW	\$ 20 577 454,89/kW	\$ 3 382 595 324,37/kW	\$ 8 391 516 299,78/kW	\$ 152 464 809 620,86/kW	\$ 21 860 027 299,607
17	26 812 802,69kWh		\$ 69 277 431 462,78/kW	\$ 20 783 229,44/kW	\$ 3 416 421 277,62/kW	\$ 9 077 431 462,78/kW	\$ 154 597 477 717,07/kW	\$ 21 750 727 163,109
18	26 678 738,68kWh		\$ 69 970 205 777,40/kW	\$ 20 991 061,73/kW	\$ 3 450 585 490,39/kW	\$ 9 770 205 777,40/kW	\$ 156 751 472 494,24/kW	\$ 21 641 973 527,294
19	26 545 344,99kWh		\$ 70 669 907 835,18/kW	\$ 21 200 972,35/kW	\$ 3 485 091 345,30/kW	\$ 10 469 907 835,18/kW	\$ 158 927 007 219,18/kW	\$ 21 533 763 659,657
20	26 412 618,26kWh		\$ 71 376 606 913,53/kW	\$ 21 412 982,07/kW	\$ 3 519 942 258,75/kW	\$ 11 176 606 913,53/kW	\$ 161 124 297 291,37/kW	\$ 21 426 094 841,359
21	26 280 555,17kWh		\$ 72 090 372 982,66/kW	\$ 21 627 111,89/kW	\$ 3 555 141 681,34/kW	\$ 11 890 372 982,66/kW	\$ 163 343 560 264,28/kW	\$ 21 318 964 367,152
22	26 149 152,40kWh		\$ 72 811 276 712,49/kW	\$ 21 843 383,01/kW	\$ 3 590 693 098,15/kW	\$ 12 611 276 712,49/kW	\$ 165 585 015 866,93/kW	\$ 21 212 369 545,316

Tomando en cuenta la fórmula del LCOE, se podría indicar que todos los costos durante su vida útil son la sumatoria de todos los costos divididos entre toda la energía producida, lo cual responde a la ecuación 11 e indica los siguientes resultados:

Año	kWh/año	LCCOS
1		\$ 220 481 738,65/kW
2		\$ 146 987 825,76/kW
3	28 762 000,00kWh	\$ 126 587 569 280,00/kW
4	28 618 190,00kWh	\$ 128 461 464 972,80/kW
5	28 475 099,05kWh	\$ 130 354 099 622,53/kW
6	28 332 723,55kWh	\$ 132 265 660 618,75/kW
7	28 191 059,94kWh	\$ 134 196 337 224,94/kW
8	28 050 104,64kWh	\$ 136 146 320 597,19/kW
9	27 909 854,11kWh	\$ 138 115 803 803,16/kW
10	27 770 304,84kWh	\$ 140 104 981 841,19/kW
11	27 631 453,32kWh	\$ 142 114 051 659,61/kW
12	27 493 296,05kWh	\$ 144 143 212 176,20/kW
13	27 355 829,57kWh	\$ 146 192 664 297,96/kW
14	27 219 050,42kWh	\$ 148 262 610 940,94/kW
15	27 082 955,17kWh	\$ 150 353 257 050,35/kW
16	26 947 540,40kWh	\$ 152 464 809 620,86/kW
17	26 812 802,69kWh	\$ 154 597 477 717,07/kW
18	26 678 738,68kWh	\$ 156 751 472 494,24/kW
19	26 545 344,99kWh	\$ 158 927 007 219,18/kW
20	26 412 618,26kWh	\$ 161 124 297 291,37/kW
21	26 280 555,17kWh	\$ 163 343 560 264,28/kW
22	26 149 152,40kWh	\$ 165 585 015 866,93/kW
Total	548 718 673,27kWh	\$ 2 910 459 144 123,96/kW

Tabla 11

Datos para cálculo de costo estandarizado

Año	kWh/año	LCCOS
1		\$ 220 481 738,65/kW
2		\$ 146 987 825,76/kW
3	28 762 000,00kWh	\$ 126 587 569 280,00/kW
4	28 618 190,00kWh	\$ 128 461 464 972,80/kW
5	28 475 099,05kWh	\$ 130 354 099 622,53/kW
6	28 332 723,55kWh	\$ 132 265 660 618,75/kW

7	28 191 059,94kWh	\$ 134 196 337 224,94/kW
8	28 050 104,64kWh	\$ 136 146 320 597,19/kW
9	27 909 854,11kWh	\$ 138 115 803 803,16/kW
10	27 770 304,84kWh	\$ 140 104 981 841,19/kW
11	27 631 453,32kWh	\$ 142 114 051 659,61/kW
12	27 493 296,05kWh	\$ 144 143 212 176,20/kW
13	27 355 829,57kWh	\$ 146 192 664 297,96/kW
14	27 219 050,42kWh	\$ 148 262 610 940,94/kW
15	27 082 955,17kWh	\$ 150 353 257 050,35/kW
16	26 947 540,40kWh	\$ 152 464 809 620,86/kW
17	26 812 802,69kWh	\$ 154 597 477 717,07/kW
18	26 678 738,68kWh	\$ 156 751 472 494,24/kW
19	26 545 344,99kWh	\$ 158 927 007 219,18/kW
20	26 412 618,26kWh	\$ 161 124 297 291,37/kW
21	26 280 555,17kWh	\$ 163 343 560 264,28/kW
22	26 149 152,40kWh	\$ 165 585 015 866,93/kW
Total	548 718 673,27kWh	\$ 2 910 459 144 123,96/kW

Si se toma la Tabla 11 como referencia, se puede observar que la sumatoria de los elementos podría traducirse a una división que contendría todos los elementos necesarios para extraer el dato objetivo del costo estandarizado que estaría respondiendo a la siguiente fórmula:

$$LCOE = \frac{2\,910\,459\,144\,123,96}{548\,718\,673,27} \$/kWh$$

$$LCOE = 53,04\$/MWh$$

5.2. Análisis de eventos del sistema eléctrico

En este documento se determinará como evento a toda aquella perturbación a nivel de sistema eléctrico que genere una salida de un elemento del sistema de manera parcial o total, para lo cual se deban tomar acciones correctivas en tiempo real para compensar la falta de este elemento.

Tabla 12

Tabla de eventos SEN 2022

Día	Hora de inicio	Hora de finalización	Duración	MW pérdida
5/1/2022	15:02:00	15:13:00	00:11:00	42,34
12/1/2022	01:36:00	01:58:00	00:22:00	24,96
1/3/2022	12:36:00	12:44:00	00:08:00	42,31
4/3/2022	00:25:03	16:36:00	16:10:57	159,41
7/3/2022	12:47:00	22:26:00	09:39:00	266,1
15/7/2022	13:41:00	13:51:00	00:10:00	42,14
4/4/2022	18:22:00	18:33:00	00:11:00	22,1
6/4/2022	05:56:00	06:08:00	00:12:00	33,06
23/4/2022	11:31:00	11:49:00	00:18:00	48,66
2/6/2022	12:34:00	14:02:00	01:28:00	0
26/6/2022- 27/6/2022	20:42:00	17:34	20:52:00	70,158
6/7/2022	17:50:00	18:01:00	00:11:00	10
4/9/2022	12:48:00	13:05:00	00:17:00	99,4
31/9/2022	13:38:00	13:54:00	00:16:00	106,05
25/10/2022	12:53:00	13:12:00	00:19:00	91,44
26/10/2022	20:27:00	20:44:00	00:17:00	44,85
28/10/2022	14:13:00	14:21:00	00:08:00	40,39
11/11/2022	11:39:00	11:47:00	00:08:00	9,9
15/11/2022	12:33:00	12:41:00	00:08:00	10,41
28/11/2022	14:12:00	14:23:00	00:11:00	40,25

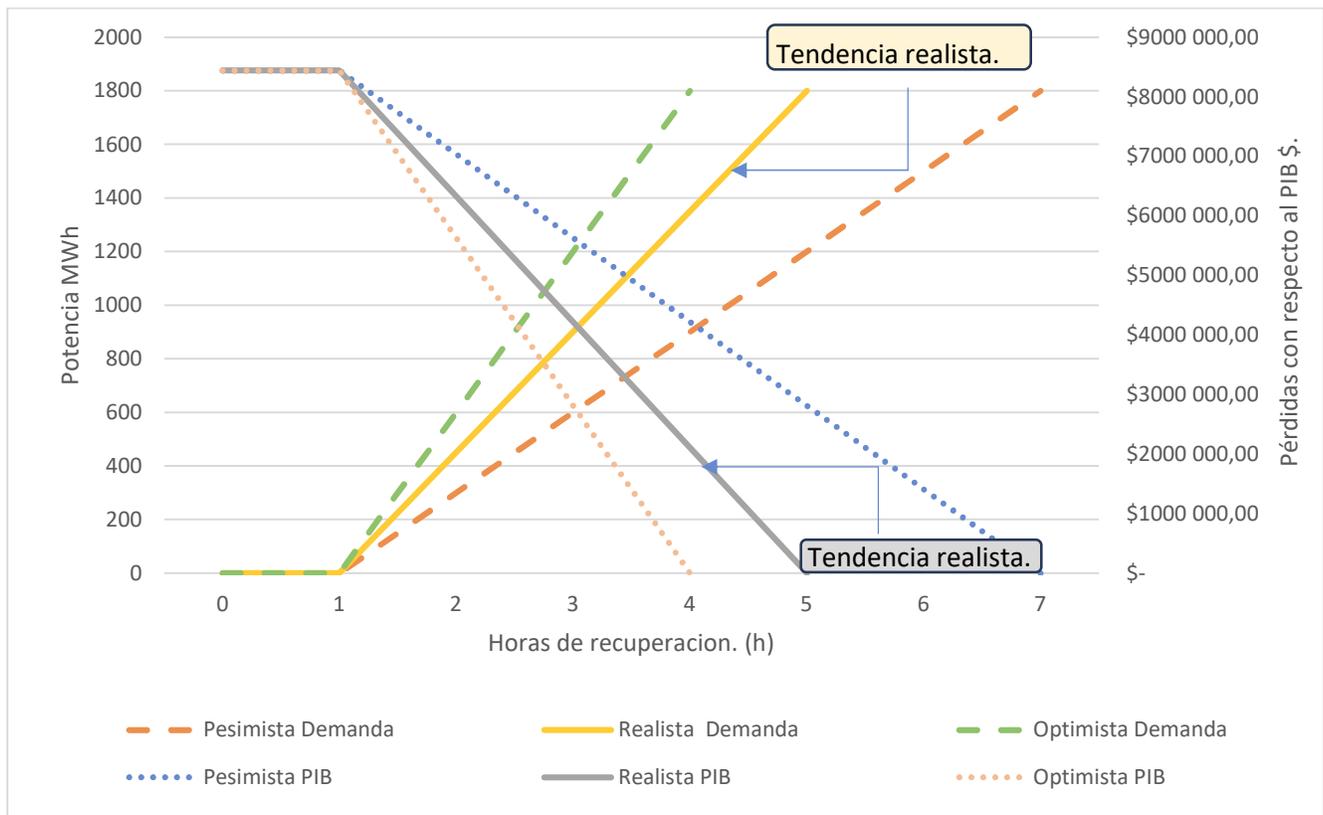
Como elemento de análisis a tomar en cuenta está la cantidad de eventos anuales que se dan en el SEN, para lo cual se recopiló la tendencia 2022 y se muestran los resultados en la Tabla 12. En esta se pueden determinar los eventos y las horas a las que ocurrieron dichos eventos, y se demuestra que, a nivel general, no hay una hora específica en los eventos, ya que estos son tan variados y originados por circunstancias múltiples que pueden determinarse, pero no limitarse, a un transitorio, o un evento fuera del país, ya que, al estar interconectados esto afecta al equipo que genere activación de protecciones, etc. Si se analiza la Tabla 12, se puede concluir que los eventos pueden llegar a darse en cualquier momento, pero también se tiene que analizar la duración de un evento, ya que estos pueden llegar a rondar diferentes magnitudes, como se puede observar en la Tabla 12, todo depende de cuan severo sea este. El restablecimiento puede durar más tiempo.

En la Tabla 12 también se observa la duración para restablecer las diferentes fallas que se presentaron con las potencias pérdidas durante el evento, cada una significó no solo la compensación, sino las deficiencias a nivel de servicio provocadas por anomalías, en muchos casos externas, que se pueden

llegar a compensar con generación, esta toma tiempo dependiendo de la tecnología que se use. En Costa Rica, por ejemplo, existe una matriz energética donde la reserva fría se da en plantas hidroeléctricas como principal fuente de compensación ante eventos.

Gráfico 1

Tendencia de pérdida de PIB en caso de apagón nacional



Según un estudio del INEC (2022), el producto interno bruto de Costa Rica es de ₡ 4 0112 924,8, si se utiliza el tipo de cambio de \$542,35, se obtiene un PIB de \$73 961 325 343,41 lo cual si se divide entre la cantidad de horas que tiene el año y da como resultado un PIB_h de \$8 443 073,67, esto da también como resultado una de las variables a tomar en cuenta, ya que ante un apagón del sistema nacional la tasa de recuperación es del 20% en cinco horas, como se puede apreciar en el Gráfico 2. En dicho gráfico se da una representación de cómo se vería afectado a nivel económico el país y se obtiene un total, hasta

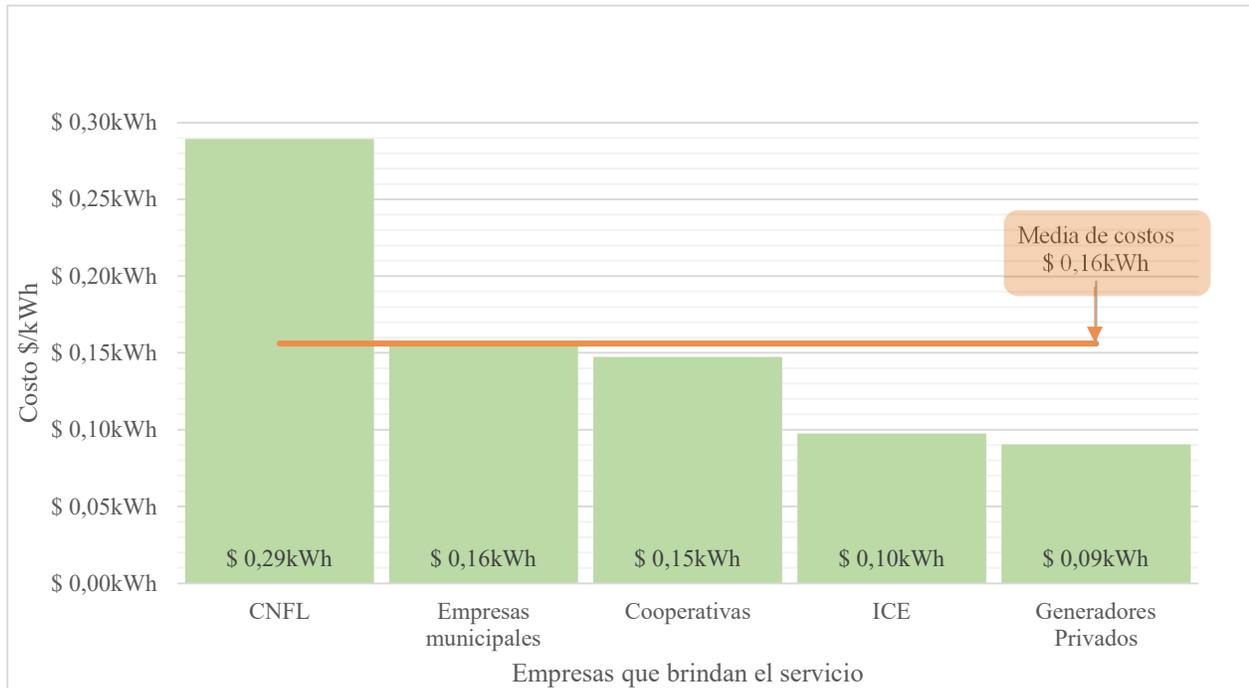
restablecer, de \$25 329 221,01, lo cual representaría una pérdida a nivel nacional, sin contar las pérdidas a nivel de industria y comercio que puedan darse por la suspensión del servicio eléctrico.

5.3. Comparativa con otras fuentes de energía

A nivel de plantas, se tienen costos estandarizados que permiten emitir un criterio de costos, los cuales ayudan a tomar decisiones ante la viabilidad de un proyecto, en cuanto a esto, se visualizan plantas hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas, térmicas, entre otras. En el país existen varios agentes que tienen diferentes tarifas, las cuales son:

Gráfico 2

Costo energía promedio por compañía



Nota: Tomado de DOCSE (2021).

A nivel nacional hay un costo de energía por compañía, como se muestra en el documento DOCSE (2021), el cual fue emitido por el ICE a razón de que la ARESEP indica datos erróneos a nivel de plantas de energía. Estos agentes no venden directamente al usuario, sino que le venden la energía al ICE el cual está obligado a realizar esta compra para venderla a un usuario final, como se puede observar en el Gráfico 3, la media de generación es de 0,16 kWh.

En todo caso, estos costos son un promedio de lo que las compañías generadoras producen sin más información del costo por planta generadora. En el resumen ejecutivo IRENA (2020), hacen mención a que las plantas tienen los siguientes costos asociados para el año 2020, con costos no superiores al \$0,09 kWh para las tecnologías asociadas.

Gráfico 3

Costo por tipo de planta

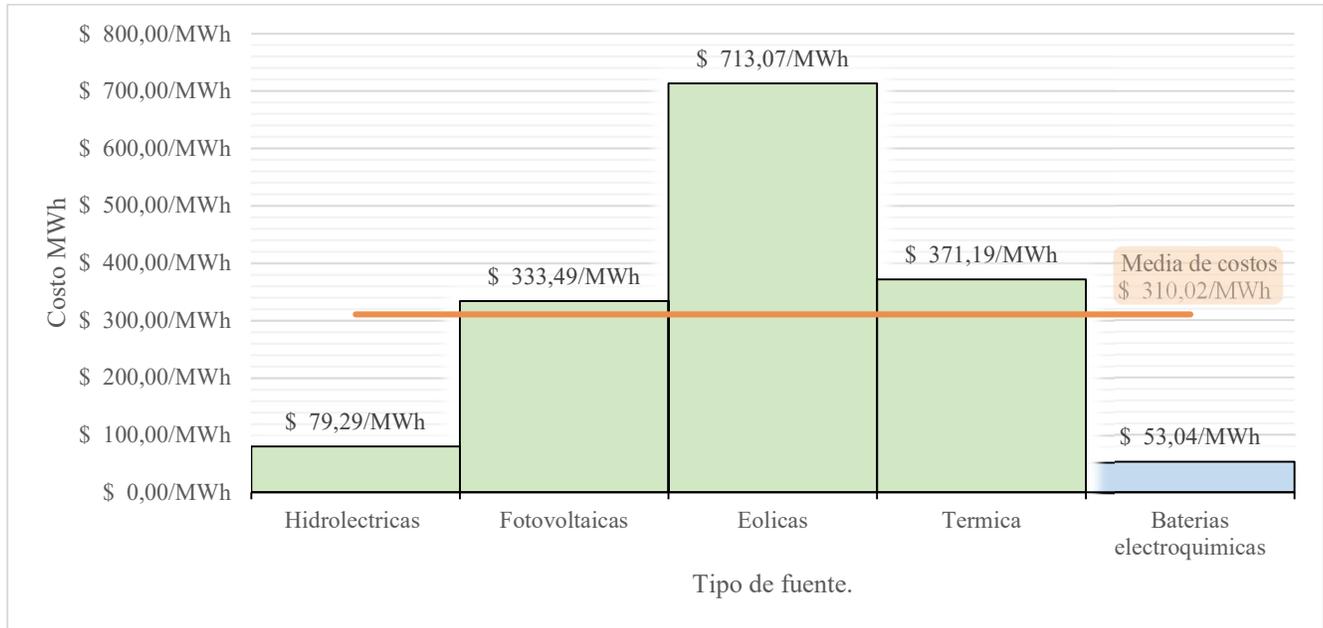


Nota: Tomado de IRENA (2020).

Con lo anterior se generan comparativas a nivel de plantas de diferentes tipos de generación para entender y tener un estándar y saber cómo se vería el costo estandarizado de las baterías electroquímicas ante un sistema eléctrico dominado por diferentes tecnologías con las cuales llega a complementarse por medio de un sistema de almacenamiento.

Gráfico 4

Costo por tipo de planta en Ecuador

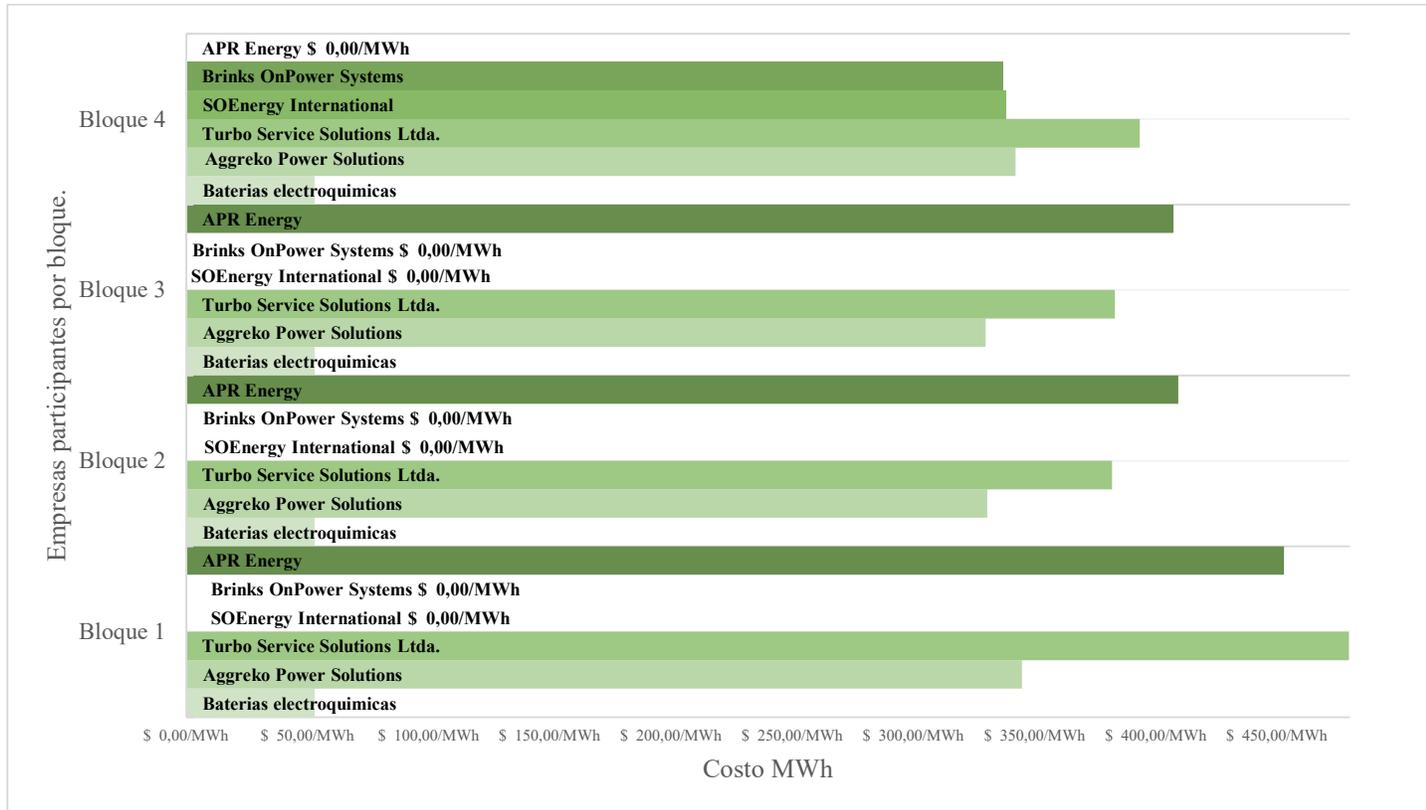


Nota: Tomado de Angos (2021).

Angos (2021) hace mención a que en Ecuador se encuentra un promedio estándar de costos por diferentes tipos de fuentes que ofrecen un panorama que se necesita para determinar qué tan viable puede llegar a ser un proyecto de esta magnitud en un sistema eléctrico al comparar costos estandarizados de las diferentes plantas. También, agrega a la ecuación los costos nivelados de las baterías electroquímicas que se analizan en este documento y para lo cual se cuenta con la información suministrada por el documento Angos (2021), más el dato de los costos de las baterías que se integran en el gráfico 4.

Gráfico 5

Costos de bloques térmicos 2023

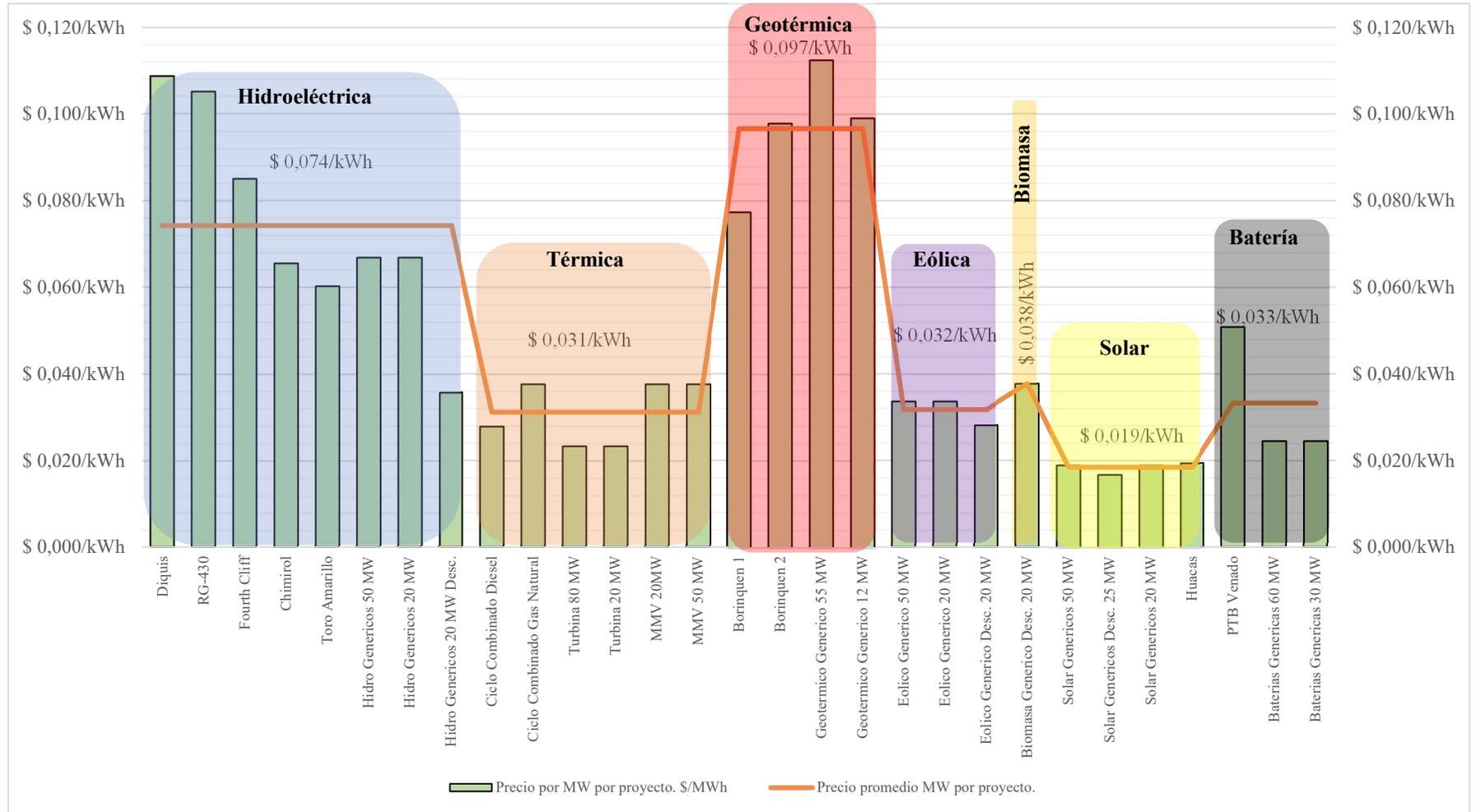


Nota: Tomado de Corrales (2023).

En el gráfico anterior se muestra una comparativa de los costos de plantas térmicas y los costos de las baterías electroquímicas en donde se denota claramente que se está por debajo en cada bloque de comparación entre las ofertas realizadas, lo cual genera una comparativa de la realidad del sistema eléctrico de Costa Rica y los eventuales costos que esto implicaría. Con respecto a la actualidad del país, se sabe que en Costa Rica para el 2023, 2024 y 2025 se prevé el apoyo con carácter de urgencia de plantas térmicas para abastecer la demanda del país, como lo indica Corrales (2023) en la plataforma de contratación SICOP, las empresas a nivel público dan la proyección de costos de las cuales se desprende el Gráfico 6.

Gráfico 6

Costo por tipo de generación



Nota: Tomado de ICE (2023).

Por último, en el documento (ICE, 2023) se indica que las proyecciones de las inversiones en costos por tipo de proyecto se pueden dividir por fuentes como se muestra en el gráfico 6, donde se puede denotar que hay un promedio de costo por tipo de energía, lo cual da una idea, de acuerdo con el plan de expansión, cuáles van a ser los costos aproximados de las nuevas inversiones.

Esto también brinda la perspectiva del enfoque que se tiene a nivel nacional de las diferentes tecnologías y su inserción al mercado eléctrico, lo que hace resaltar un poco más la versatilidad de los sistemas electroquímicos, que vienen a complementar algunas tecnologías tales como la solar o eólica y además permitiría brindar servicios auxiliares en un sistema siempre demandante.

De este gráfico se puede concluir que ya existen indicios de inserción de almacenamiento a la red eléctrica nacional, pero en proporciones mucho menores en cuanto a alcance, mientras que la térmica es el doble de la proyección para ingresar en el sistema eléctrico lo cual va en contra de la descarbonización que se plantea a nivel nacional si bien es cierto son proyectos planteados mas no concretados esto enciende las primeras alarmas para poder plantear nueva y mejores soluciones en alineadas con un avance ecológico y lógico.

También uno de los mayores retos es a la hora de instalar energía solar y eólica radica en compensar cuando el recurso falte de manera abrupta es decir si hay una variación mayor a 50 MW en horas pico puede provocar problemas de operación para ello hay que complementarlo con energía hidroeléctrica si hay disponibilidad de recurso o en su defecto con energía térmica si no se tiene la solución electroquímica.

El plan de expansión da un fuerte indicador que para suplir la demanda de los próximos años se tiene que ampliar la cartera de generación con respecto a lo que ya se tiene en el país instalado lo cual representa una constante a través de los años es necesario ir creciendo con la matriz eléctrica dando no solo mayor capacidad de generación, pero también se deben reforzar las líneas de transmisión para que soporten el alto tránsito de altas potencia que se genera en el país a nivel eléctrico, esto debe estar bajo un marco de optimización económica de los recursos, aunque la energía hidroeléctrica es económica tiene un gran impacto ambiental que genera cargos a tomar en consideración, la energía eólica y fotovoltaica son también tecnologías económicas tienen problemas de estabilidad y que la solución térmica es considerablemente cara dando como su contraparte electroquímica.

Capítulo VI

6 Modelo de gestión energética del almacenamiento electroquímico

Para poder entender cómo se puede implementar un sistema electroquímico, hay que tomar las diferentes variables que se han tratado en el documento y complementarlas con un enfoque operativo, ya que, desde este punto, es necesario enfocar una posible optimización de las múltiples opciones que se pueden realizar por la versatilidad de las baterías electroquímicas.

6.1. Infraestructura eléctrica

En el primer objetivo, se muestra cómo se puede instalar un sistema electroquímico en una barra de 230 kV, pero además hay más elementos en la infraestructura como los generadores, sus fuentes y las interacciones a nivel operativo que se tienen con respecto al ingreso o salida de demanda.

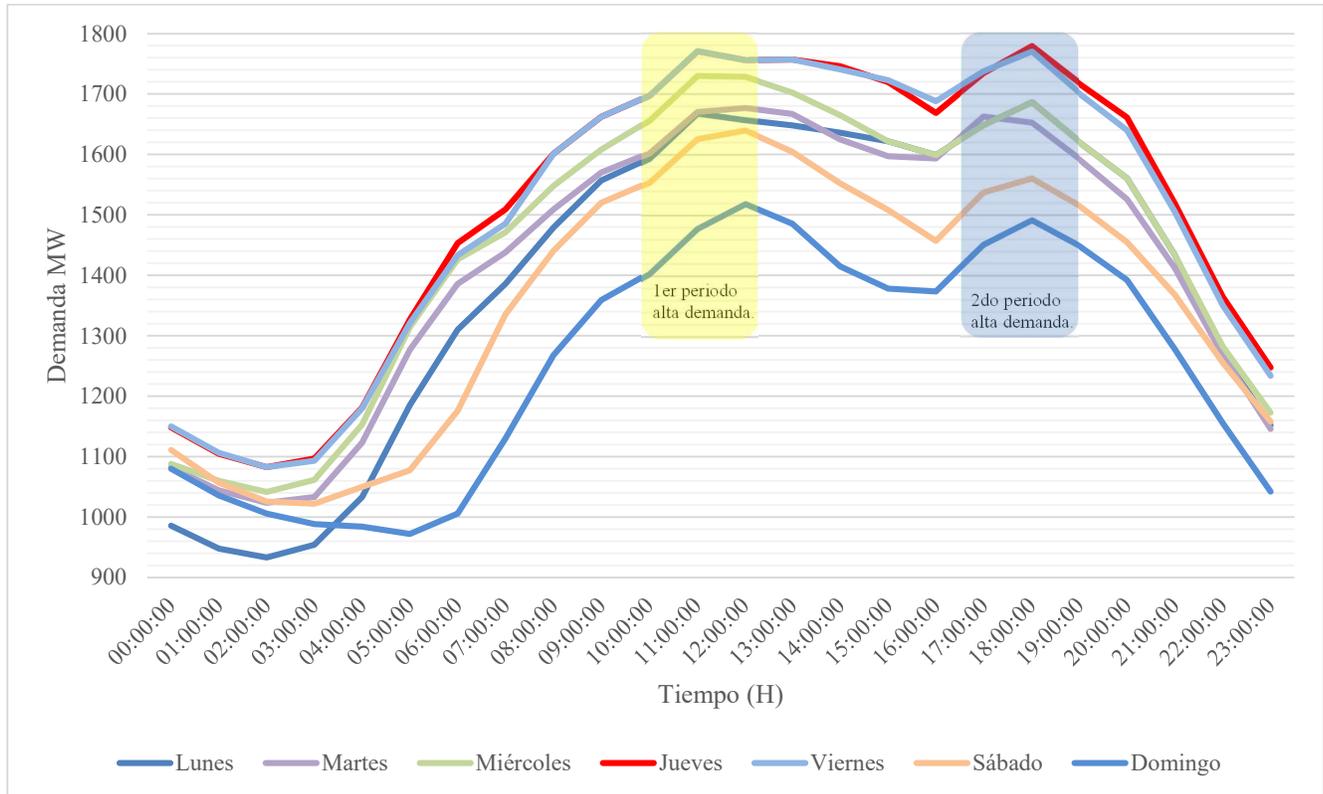
En el artículo Gómez-Ramírez *et al.* (2023) indica que para el 2020, el SEN de Costa Rica tuvo una capacidad instalada de generación de 3566 MW, con lo que logró generar 11.312 GWh, con una demanda máxima de 1715 MW. En Costa Rica para este mismo año, el 99,15% de la electricidad producida provino de fuentes de energía renovables, en comparación con las pérdidas en transmisión de energía en 2019 que fueron del 11,6% y con un sistema eléctrico altamente accesible que llegó al 99,4% de la población.

6.2. Operación con respecto a la demanda

Con este contexto se indica que, en el caso de Costa Rica, al igual que en cualquiera de sus países hermanos, se logra encontrar una tendencia de demanda típica tal como se muestra en el gráfico 7, donde se muestra una tendencia semanal cabe indicar que la tendencia de cada país es diferente ya que la demanda es muy propia de cada lugar, es decir, depende de donde se encuentre hay que realizar estudios de demanda y comportamiento de la misma para poder interpretar los patrones propios de sistema.

Gráfico 7

Demanda típica por día de la semana

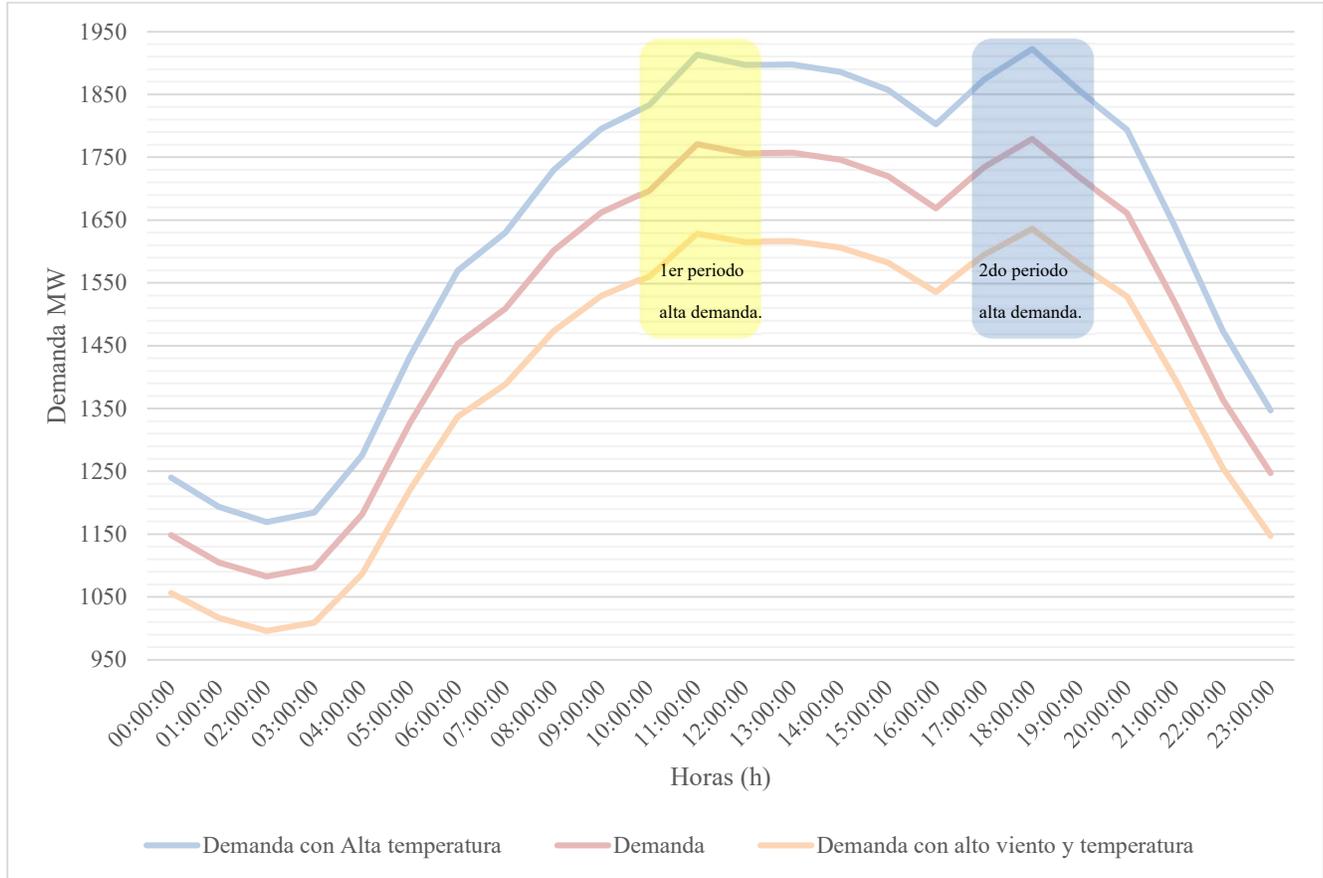


Nota: Tomado de DOCSE (2023a).

En el Gráfico 7 se pueden apreciar dos periodos específicos de demanda los cuales pueden variar y crecer, ya que en el país van ganando auge poco a poco nuevos comercios, casas de habitación e industria en general, también se debe tomar en cuenta que esto fue adquirido bajo un escenario de invierno que genera menos resistencia en la demanda, como se indica en Tauta y Rendón (2018), las variables meteorológicas son de tomar en cuenta a la hora de diseñar en alta tensión.

Gráfico 8

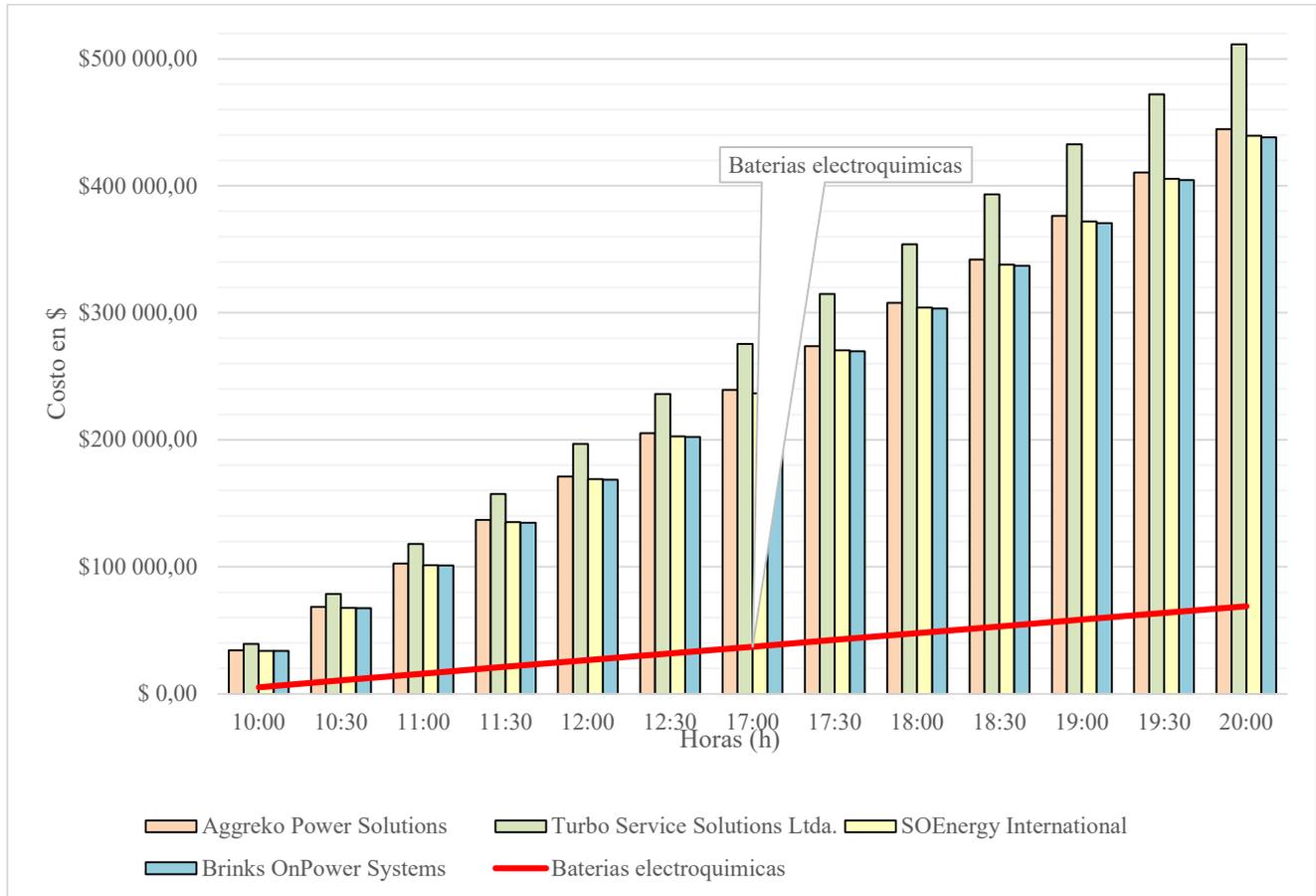
Escenario de demanda con viento y con alta temperatura



Con respecto al Gráfico 8, se utiliza como referencia una de las tendencias semanales y se basa en lo postulado por Tauta y Rendón (2018) y se toman en cuenta elementos verano y una demanda con alta temperatura que eleva un 8 % la demanda y un 8 % de reducción cuando hay viento y alta temperatura esto da valores de demanda cercanos a los 1900 MW o superiores, este comportamiento de que la demanda crece se tiene que llegar a compensar por compra, generación existente o por nuevas contrataciones de plantas generadoras a nivel nacional.

Gráfico 9

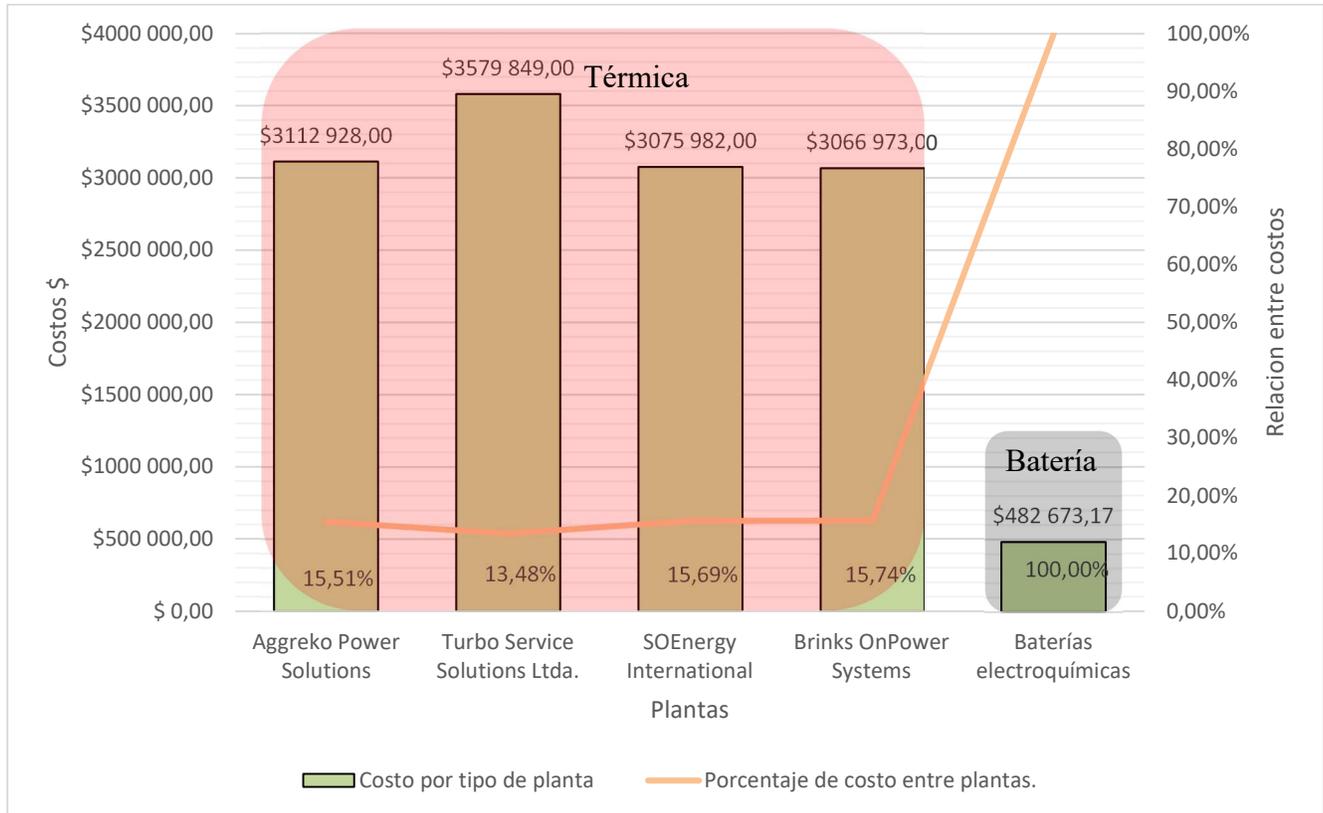
Tendencia de costos entre tecnología térmica y electroquímica



Con respecto a la demanda y como se puede satisfacer con la generación se hace una tendencia de comportamiento diaria en horas pico de los últimos 100 MW de demanda donde se plantea la tecnología térmica y la tecnología electroquímica. En el Gráfico 9 se puede observar la tendencia de las baterías es mucho más baja en costos que sus homologas térmicas por lo cual genera una tendencia de ahorro ya que el mega watt-hora en costo es menor y generaría ganancias a nivel de costos, las cuales se pueden calcular tomando los costos y proyectando en un periodo de tiempo como se muestra en el Gráfico 10.

Gráfico 10

Comparativa entre tecnología térmica y electroquímica



Con respecto al tema de los costos, se puede encontrar un ahorro de un promedio de un 84,9% con respecto a la utilización de la energía térmica, en el Gráfico 10 se puede observar que la línea de porcentaje se mantiene menor al 20 %, además de que el acumulado de los costos es mayor al de la batería. En este escenario definitivamente existe un rendimiento mayor en cuanto al carácter económico de la solución electroquímica, cabe resaltar que esto se basa, al igual que el Gráfico 9, en 100 MW de generación durante el tiempo establecido en el mismo gráfico de las 10 horas a las 12:30 horas y de las 17 horas a las 20 horas, ya que en la propuesta inicial y como se puede observar en la Tabla 8, estas son las horas de utilización propuestas.

En el total anual se proyectan los valores promedio de ahorro de \$995 084 837,52 por planta, lo cual genera ganancias a la institución que la aplique y además no se podría optimizar el costo en tarifa.

6.3. Operación con respecto a eventos regionales

Como se indica en CRIE (2023), los países miembros tienen un lapso de 15 minutos para poder solventar un evento, para esto se pueden categorizar por dos tipos, que son internos y externos, pero en cualquiera de los casos se tienen los mismos efectos y más en un evento de baja frecuencia o un apagón, como describe Gómez *et al.* (2023), el 9 de junio del 2021 se dio una gran reducción de frecuencia que origina un apagón en Nicaragua. También, Gómez *et al.* (2023) constata una pérdida de 169 MW en Nicaragua si se toma en cuenta lo que indica Gómez-Ramírez (2023), se puede inferir que para cubrir el evento se necesitarían las 3 unidades de la planta Angostura en línea a máxima generación.

Tabla 13

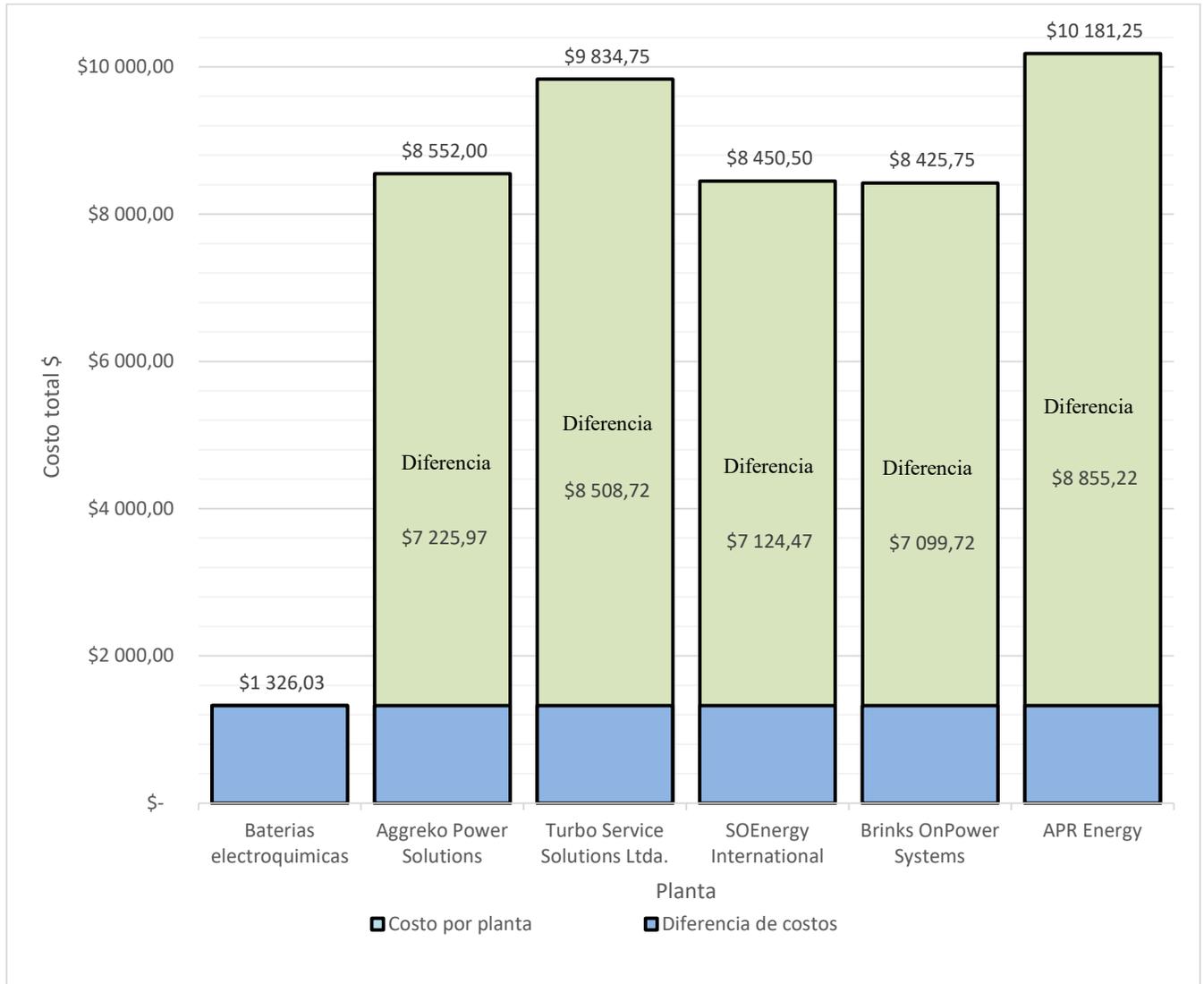
Duración de ingreso por tipo de tecnología

Tipo de planta	Duración para ingreso	Observación
Hidroeléctrica	8 min	Depende de nivel de embalse
Térmica	30 min	Puede tardar más si su uso es esporádico
Batería	Inmediato	Depende de la carga

En la Tabla 10 se dan tiempos típicos de plantas conocidas para su ingreso desde una reserva en frío, hasta llegar a una potencia operativa, esto puede ser crítico, ya que los informes hablan de dos minutos como tiempo de acción de las protecciones, esto deja ver que un fallo de 100 MW va a causar un efecto regional, a menos que se tenga una reserva rodante muy grande, lo cual no es práctico ante una eventual regulación. En cuanto, a una solución electroquímica, se plantea la posibilidad con un estado de “espera” en donde la batería estaría latente y esperando su reingreso ante este tipo de eventos.

Gráfico 11

Proyección de costos ante un evento de 100 MW durante 15 min



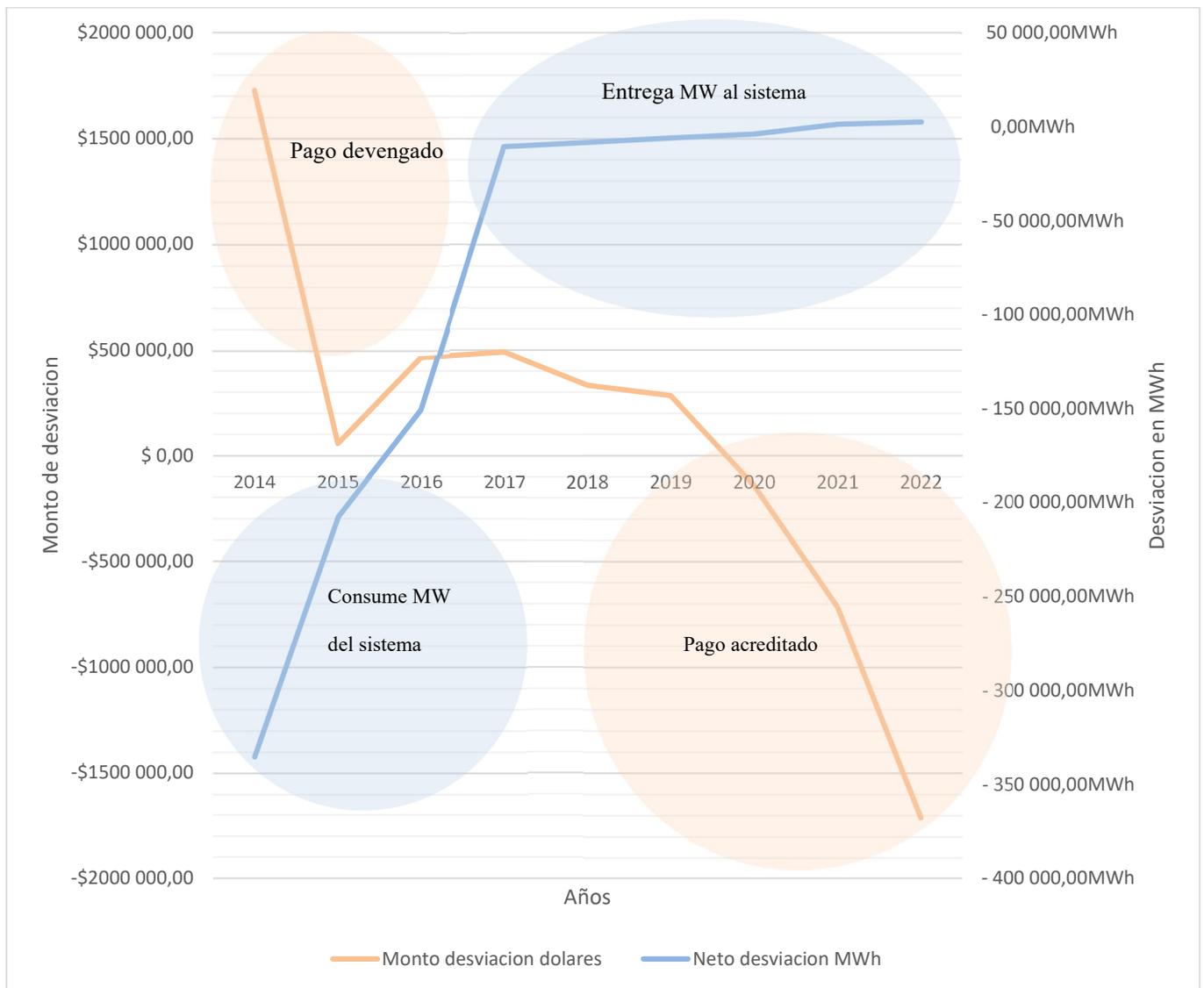
Como se muestra en el Gráfico 11, la diferencia ronda los \$7 762,82 en promedio ante la atención de eventos de esta magnitud si suponemos que puede suceder como mínimo uno al mes, esto significaría unas ganancias aproximadas de \$93 153,90 que se pueden ahorrar en gastos con respecto a la energía térmica también al aportar no solo la rentabilidad, sino la seguridad de un sistema auxiliar que puede llegar a compensar grandes faltantes de potencia.

6.4. Desviaciones de intercambios

A nivel regional existe un mercado eléctrico que llega a tener desviaciones en cuanto a los intercambios que generan pequeñas compensaciones que se liquidan de manera diaria, pero que se pueden contabilizar de manera anual como se puede observar en el gráfico.

Gráfico 12

Desviación anual



Se puede observar que hay montos positivos que representan pagos realizados y los negativos son pagos que deben realizar a Costa Rica, en general, hay pequeñas desviaciones que pueden rondar en promedio \$559 357,36, lo cual, con respecto a los últimos años, se nota la tendencia a tener ganancias en las desviaciones. Hay dos tipos de criterios, CPS1 y CPS2 (CRIE, 2023), donde se encuentra la delimitación de las desviaciones y cómo categorizarlas y si se deja de lado el hecho que se han obtenido ganancias por desviaciones, se puede inferir que si se opta por la instalación en uno de los países con más desviaciones, podrían estar ahorrando montos cercanos a los indicados anteriormente y superiores, ya que los pagos a Costa Rica son una parte de un total aportado que depende de factores como porcentaje de aporte por país a nivel regional que se programa en el sistema de control de cada país.

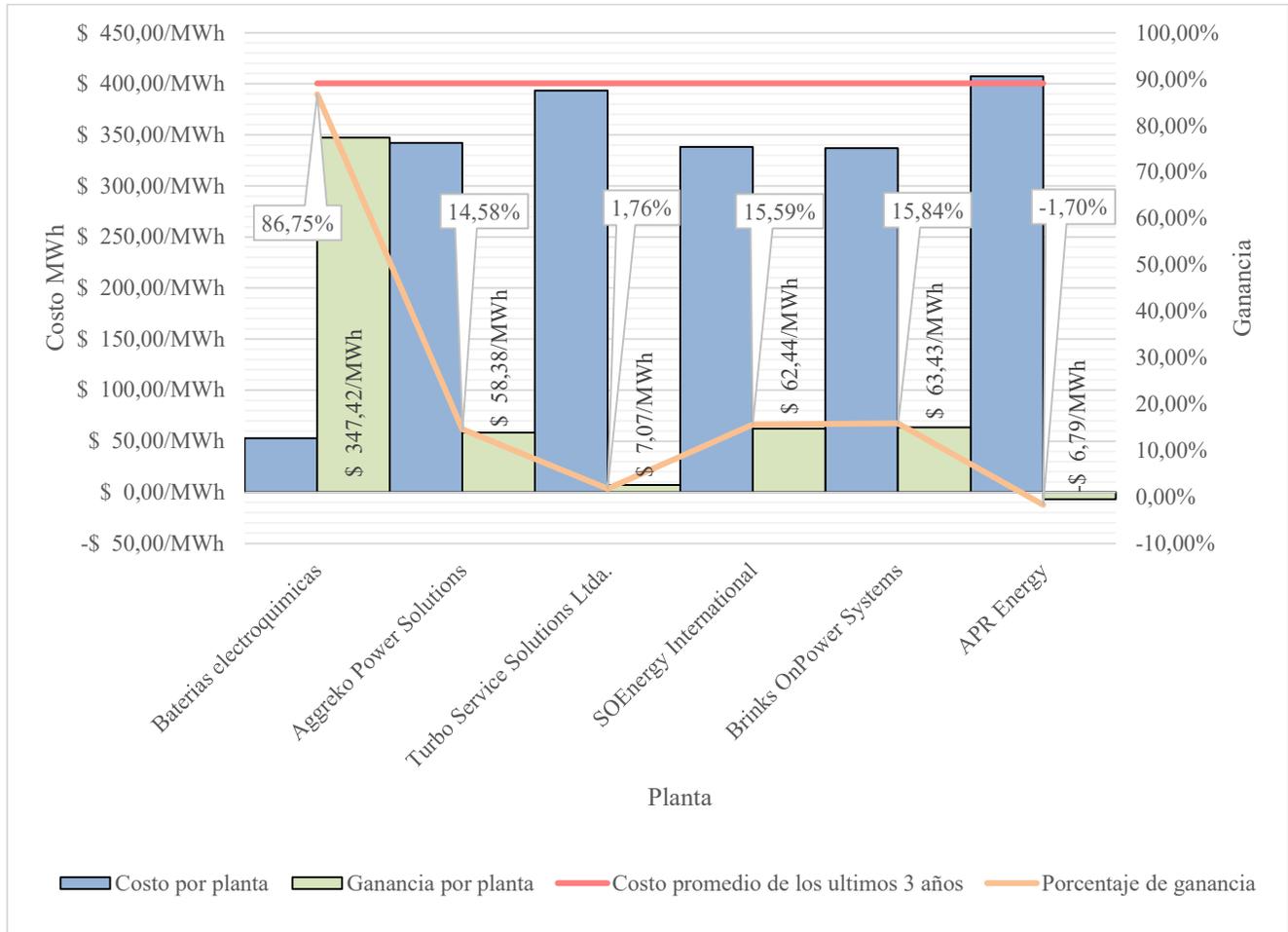
El manejo de la optimización de los recursos puede significar, en este caso, un nicho de optimización para que los ingresos sean mayores con respecto a la solución térmica, al tener en cuenta que estas desviaciones no son eventos aislados, sino que son producto de las desviaciones propias de las fluctuaciones de las interconexiones, lo que genera mayores ingresos a la hora de implementar esta solución.

A nivel regional, se comienzan a implementar los criterios de CPS1 y CPS2 a partir del 2017 y si se observa la gráfica 12, es justamente a partir de este año que Costa Rica reduce exponencialmente las liquidaciones grandes en cuanto a mercado se trata, esto por los ajustes internos a nivel de equipos en plantas, las cuales aportan regulación al sistema y que permiten absorber o entregar estas desviaciones dando, no solo solidez al sistema eléctrico, sino confiabilidad a nivel regional.

Tomando en cuenta los parámetros de las plantas térmicas y el costo de la solución electroquímica se puede crear una comparativa que indique el comportamiento en ahorro o gasto por planta, con lo cual se obtiene el siguiente gráfico:

Gráfico 13

Ganancias de desviaciones por planta



Cuando se observa el Gráfico 12 se ve que existen desviaciones y también se aprecia que los últimos tres años han sido a favor de Costa Rica, lo cual plantea un escenario muy interesante, ya que, ¿cómo se pueden hacer crecer estas ganancias si los recursos como eólico, fotovoltaico e hídrico están siendo utilizados para atender la demanda?, en el Gráfico 13 se hace una comparativa entre las plantas térmicas que ofertaron para prestar servicios y se aprecia que hay ganancias de 86.75%.

En el 2023 y para el 2024 y 2025 se prevén condiciones secas, lo cual viene a reforzar la utilización de estas plantas contratadas por la institución. En paralelo, se puede interpretar que a nivel regional se estará en las mismas condiciones a lo cual el valor de la potencia va a tender a subir, ya que se requerirá hacer más inversión y gastos operativos.

Capítulo VII

7 Conclusiones, recomendaciones y aportes personales

7.1. Conclusiones

- a) Se concluye que la propuesta de un diseño de 100 MW de capacidad y un sistema de almacenamiento de 688 MWh, requiere de cinco bloques 20 MW, los cuales necesitan por bloque un espacio de 63,66 metros de largo por 37 metros de ancho con elementos como inversores con capacidades de entrega de 2.5 MW modulables para ajustarlo a la potencia de operación.

Este sistema de almacenamiento este compuesto por cuatro baterías conectadas a cada inversor los cuales se integran a una barra de 34,5 kV, esta a su vez se lleva a un transformador que eleva la tensión a 230 kV o 138 kV, en la figura 6 se observa el sistema planteado conectado a barra, este puede ser integrado a cualquier subestación ya sea a la barra del 220 kV o el 138 kV.

- b) En cuanto a los costos de las baterías, se realiza el análisis de cuanto es el costo estandarizado (LCOE) el cual es de 53,04\$/MWh y que, si se compara con los costos de otras tecnologías, se observa que el valor está por encima de tecnologías como la hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica, pero por debajo de la térmica.

Según fuentes como IRENA hay una tendencia a la actualización de costos en energías renovables no convencionales, donde los costos se reducen muy exponencialmente. Aun así, la tecnología electroquímica entra como una segunda opción y también tiene un efecto similar que genera que en el mediano plazo los costos estén más nivelados y sean más rentables.

- c) Se concluye que la propuesta un sistema de gestión donde el sistema electroquímico se utilice para atender demanda, eventos regionales o nacionales y por último compensación de las desviaciones a nivel de mercado, como se propone en el presente documento la gestión interna de las baterías donde se cargan estas en horario nocturno utilizando la energía con menor valor y utilizándolos en los periodos punta y valle según se requiera obteniendo beneficios en la administración de carga y demanda en las horas críticas.

En periodo se propone utilizarlo para la regulación, tomando en cuenta un marco de referencia utilizar primero las plantas de menor costo primero, hasta llegar a la solución electroquímica utilizando esta energía previo a las plantas térmicas obteniendo una reducción con respecto a

estas de hasta el 84,9% en costos, utilizando la misma para regulación puede atender las pequeñas desviaciones a nivel regional obteniendo una ganancia del proyectada de 86,75% en comparación de la atención con energía térmica utilizando en periodos valle en un estado de “espera” para atención de eventos a nivel regional o nacional llegando a obtener ganancias proyectadas de hasta \$ 93 153, 90 por evento.

7.2. Recomendaciones

a) Conociendo las diferentes configuraciones que pueden existir para la conexión de un circuito, se recomienda que se haga un estudio de cargas para determinar dónde tiene mayor impacto la instalación del sistema electroquímico, ya que por su versatilidad y las diferentes aplicaciones que se pueden dar el impacto puede ser mayor. Los esquemas de integración brindados en el documento son propuestas que aplican tanto para el 230 kV, como para el 138 kV, en caso de ser necesario.

b) Se recomienda que para poder integrar los costos por planta se tienen que hacer 2 iteraciones, una en verano y otra en invierno, ya que el valor de la planta puede variar por lo escaso de un recurso tal y como es en el país, el recurso hídrico depende mucho de la estación y de los niveles de embalse y con base en esto, el costo de la planta variará. Esto puede hacer que el impacto del almacenamiento electroquímico pueda ser valioso y cambie las estrategias de uso.

En este trabajo se realizó un análisis de situaciones típicas que pueden variar por cuestiones climáticas, sin embargo, el parámetro que se utiliza es la comparativa con plantas térmicas que se planean utilizar en el 2024, 2025 y posible 2026.

c) Se recomienda que la energía brindada por la tecnología electroquímica sea la que regule, para que la programación de la generación primero utilice las plantas con menor costo, se postula la integración del sistema para soluciones, no solo de demanda, sino también para atención de eventos regionales y las desviaciones por intercambios.

También se necesita integrar controles a nivel 2 y nivel 3 que permitan la manipulación, no solo local, sino de manera remota para que este funcione como solución integral y aporte al sistema eléctrico un valor agregado.

d) Se recomienda realizar un análisis de estabilidad, cortocircuito y cargabilidad del sistema electroquímico con el afán de determinar las capacidades de funcionamiento de la planta, conocer

el comportamiento de la solución con respecto a una carga y certificar que los equipos pueden trabajar sin exceder sus capacidades nominales, ya que estos análisis estaban fuera del alcance del proyecto.

7.3. Aportes personales

Se logra desarrollar una propuesta de integración al SEN que es capaz de integrar tanto en el 138 kV, como en el 230 kV, lo anterior se suma a la explicación de cada configuración de subestación de la que puede ser parte. Como parte de la línea de trabajo, se realiza la aplicación de concepto de cálculo para estandarizar los costos de las plantas que permiten en el proceso generar una propuesta de utilización que se basa en costos públicos brindados por la compañía que suministra el servicio eléctrico, se proyecta la energía que se va a generar junto con los costos que producirá, esto da como resultado un costo estandarizado que ayudará a ser insumo para tomas de decisiones administrativas lo cual será un aporte valioso para el futuro a mediano plazo del SEN.

Se propone una metodología de uso para las baterías que toma en cuenta el mayor impacto económico, ya que para el 2024, 2025 y 2026 se plantea alquilar plantas térmicas para poder suplir la demanda nacional, esto da un contraste en cuanto a ganancias que ayudará no solo a la empresa que presta el servicio, sino al cliente y a que el impacto por cobro de energía, sin dejar de lado las ganancias que pueden tener como sistema mismo.

Por ejemplo, si el sistema eléctrico necesita el apoyo ante un evento de pérdida de potencia nacional o regional se tendría una reserva de 100 MW disponibles inmediatos para solucionar el problema en periodos pico y valle donde es más crítico poder suplir el servicio sin que se vea afectado el sistema eliminando los tiempos de ingreso de una planta térmica que puede llegar a durar entre 30 min a 45 min y en comparación es significativamente más barato el costo de la energía.

Para finalizar, es de importancia que se entienda que el mercado eléctrico es un sistema que crece día a día y esto impone nuevos retos para el que opera, transmite y genera la energía. Por ello, es vital que se puedan implementar nuevas tecnologías que no solo vengán a dar más generación sino la estabilidad y la confiabilidad que se necesita.

8 Bibliografía

- Angos Guevara, R. (2021). *Determinacion del costo nivelado de energía (LCOE) para distintos tipos de centrales de generacion del Ecuador.*
- Corrales Vargas, K. (2023). *Recomendación de adjudicación* (Número 506).
- CRIE. (2023). *REGLAMENTO DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL-RMER.*
- DOCSE. (2023a). *Informes DOCSE.*
- DOCSE. (2023b). *Informes DOCSE.*
- EOR. (2023). *Conciliaciones Regionales.*
- Gómez-Ramírez, G. A. (2018). Potencia Reactiva: del despacho óptimo al cobro de tarifas - PARTE B. *Revista Tecnología en Marcha.* <https://doi.org/10.18845/tm.v32i2.4347>
- Gómez-Ramírez, G. A., Meza, C., & Morales-Hernández, S. (2021). Oportunidades y desafíos para la integración de almacenamiento electroquímico en las redes eléctricas centroamericanas. *Revista Tecnología en Marcha.* <https://doi.org/10.18845/tm.v34i3.5352>
- ICE. (2015). TARIFAS DEL ICE GACETA 187. *La Gaceta*, 187.
- ICE. (2017). *Unifilar COV--DU001_Unifilar 138kV.*
- ICE. (2021). *Unifilar TER--DU001_Unifilar 230kV.*
- ICE. (2022, marzo 1). *Diagrama SEN_01_03_22.*
- ICE. (2023, julio). *PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 2022-2040.*
www.grupoice.com
- IRENA. (2020). *Costos de generación de energía renovable en 2020: Resumen ejecutivo.*

Jiménez Rivera, B. A. (2008). *Evaluación de seguridad operativa por contingencia en cascada*.

Universidad de los Andes.

Mongird, K., Viswanathan, V., Balducci, P., Alam, J., Fotedar, V., Koritarov, V., & Hadjerioua, B.

(2020, julio 1). An evaluation of energy storage cost and performance characteristics. *Energies*, 13(13). <https://doi.org/10.3390/en13133307>

Pawel, I. (2014). The cost of storage - How to calculate the levelized cost of stored energy (LCOE) and applications to renewable energy generation. *Energy Procedia*, 46, 68–77.

<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.159>

Rahman, M. M., Oni, A. O., Gemechu, E., & Kumar, A. (2020). Assessment of energy storage technologies: A review. En *Energy Conversion and Management* (Vol. 223). Elsevier Ltd.

<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113295>

Tauta Rua, D. M., & Rendón Ramos, D. (2018). *EVALUACIÓN DEL IMPACTO DE LAS VARIABLES METEOROLÓGICAS EN EL*. Institución Universitaria Pascual Bravo.

The Industry Technical Support Leadership Committee, I. (2020). *Energy Storage Opportunities and Research Needs The Industry Technical Support Leadership Committee*.

Fuente: (ICE, 2022).

9.2. Anexo 2: Tabla de validación de datos.

Tabla comparativa costo de plantas.				
Plantas	Costo MWh			
	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3	Bloque 4
Baterías electroquímicas	\$ 53,04/MWh	\$ 53,04/MWh	\$ 53,04/MWh	\$ 53,04/MWh
Aggreko Power Solutions	\$ 344,76/MWh	\$ 330,41/MWh	\$ 329,73/MWh	\$ 342,08/MWh
Turbo Service Solutions Ltda.	\$ 479,70/MWh	\$ 381,89/MWh	\$ 383,05/MWh	\$ 393,39/MWh
SOEnergy International	\$ 0,00/MWh	\$ 0,00/MWh	\$ 0,00/MWh	\$ 338,02/MWh
Brinks OnPower Systems	\$ 0,00/MWh	\$ 0,00/MWh	\$ 0,00/MWh	\$ 337,03/MWh
APR Energy	\$ 452,86/MWh	\$ 409,19/MWh	\$ 407,25/MWh	\$ 0,00/MWh

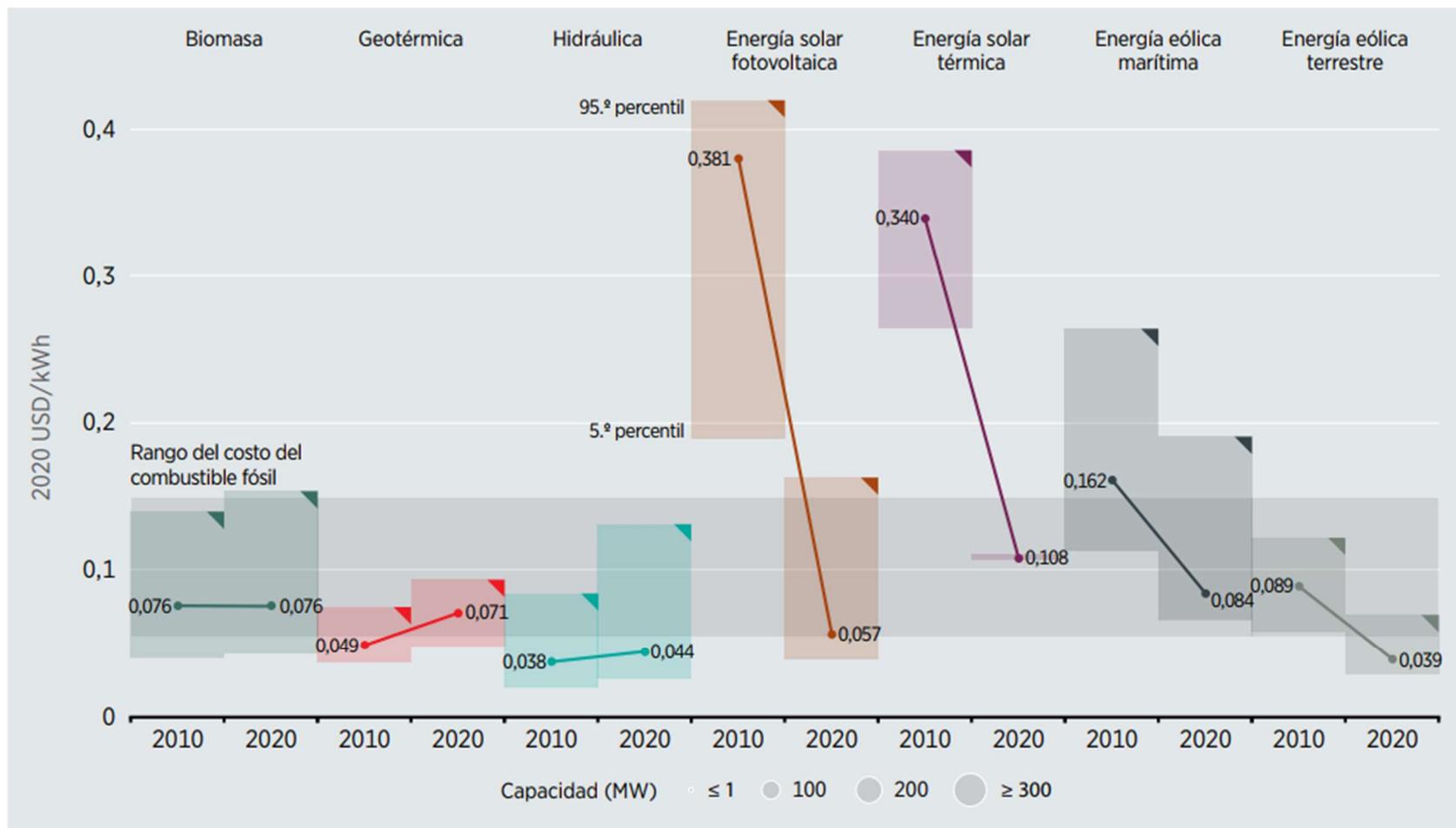
Fuente: Elaboración propia.

Tabla 10.9. Costos unitarios de instalación y producción de proyectos candidatos

COSTO ANUAL FIJO DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN A DICIEMBRE 2021										
Nombre	Potencia (MW)	Vida Económica (años)	Inversión			Costo Fijo O&M		Costo Anual		
			Unitaria ^a (USD/kW)	Total (Millones USD)	Anual (Millones USD)	Unitario (USD/kW/año)	Total (Millones USD/año)	Unitario (USD/kW/año)	Total (Millones USD/año)	
1. PROYECTOS HIDROELECTRICOS										
Diquís	646	40	7692	4970	603	19	12.2	952	615.1	
RG-430	156	40	7269	1134	138	40	6.2	921	143.7	
Fourth Cliff	61	40	5811	352	43	40	2.4	745	45.1	
Chimirol	64	40	4404	282	34	40	2.5	574	36.7	
Toro Amarillo	57	40	4024	229	28	40	2.3	528	30.1	
Hidro Genéricos 50 MW	50	40	4501	225	27	40	2.0	586	29.3	
Hidro Genéricos 20 MW	20	40	4501	90	11	40	0.8	586	11.7	
Hidro Genéricos 20 MW Desc. ^b	20	40	2250	45	5	40	0.8	313	6.3	
2. PROYECTOS TÉRMICOS										
Ciclo Combinado Diésel	300	20	1431	429	57	53	16.0	245	73.4	
Ciclo Combinado Gas Natural	300	20	2252	675	90	29	8.7	330	99.1	
Turbina ^c 80 MW	80	20	1402	112	15	17	1.4	205	16.4	
Turbina ^c 20 MW	20	20	1402	28	4	17	0.3	205	4.1	
MMV ^d 20 MW	50	20	2187	109	15	37	1.8	330	16.5	
MMV ^d 50 MW	20	20	2187	44	6	37	0.7	330	6.6	
3. PROYECTOS GEOTÉRMICOS										
Borinquen 1	55	30	4583	252	31	109	6.0	678	37.3	
Borinquen 2	55	30	6868	332	41	109	6.0	857	47.2	
Geotérmico Genéricos 55 MW	55	30	6868	378	47	132	7.3	985	54.1	
Geotérmico Genéricos 12 MW	12	30	5928	71	9	132	1.6	868	10.4	
3. PROYECTOS EÓLICOS										
Eólico Genéricos 50 MW	50	25	1874	94	12	56	2.8	295	14.7	
Eólico Genéricos 20 MW	20	25	1874	37	5	56	1.1	295	5.9	
Eólico Genéricos Desc. 20 MW ^b	20	25	1499	30	4	56	1.1	247	4.9	
4. PROYECTOS BIOMÁSICOS										
Biomasa Genérico Desc. 20 MW ^e	20	20	2142	43	6	44	0.9	331	6.6	
5. PROYECTOS SOLARES										
Solar Genéricos 50 MW	50	25	1200	60	8	14	0.7	166	8.3	
Solar Genéricos Desc. 25 MW ^c	25	25	1024	26	3	16	0.4	147	3.7	
Solar Genéricos 20 MW	20	25	1200	24	3	14	0.3	166	3.3	
Huacas	5	25	1231	6	1	14	0.1	170	0.9	
6. PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO										
PTB Venado	100	40	3300	330	40	46	4.6	446	44.6	
Baterías Genéricas 60 MW	60	25	1479	89	11	26	1.6	215	12.9	
Baterías Genéricas 30 MW	30	25	1479	44	6	26	0.8	215	6.4	

Fuente:(ICE, 2023)

LCOE globales de tecnologías de generación de energía renovable a escala de servicios públicos recién puestas en servicio, 2010-2020



Fuente: (IRENA, 2020).

Desviaciones anuales 2014-2022

Año	Neto Energía MWh	Neto desviación MWh	Monto Desviación Dólares
2014	1 253 124,96	-334 885,62	1 727 704,65
2015	1 103 784,44	-207 732,49	56 926,22
2016	1 396 115,87	-150 795,98	464 245,89
2017	254 857,93	-10 413,60	490 373,27
2018	370 539,69	-8 174,83	332 938,66
2019	662 286,52	-5 884,71	283 955,47
2020	748 190,75	-3 731,35	-142 083,58
2021	1 030 111,50	1 391,02	-716 185,79
2022	840 330,33	2 636,50	-1 709 584,98

Nota:

Del 2014-2016 las desviaciones se evaluaban por nodo de interconexión

Del 2017-2018 el cobro por desviaciones se cambió a que se evaluará por neto de área de control.

Del 2019 hasta la fecha se utilizó el CPS1, CPS2 y DCS para la evaluación de desviaciones.

Fuente:(EOR, 2023).

9.3. Anexo 3: Tabla típica de Demanda Nacional

Demanda nacional semanal

DEMANDA	00:00:00	01:00:00	02:00:00	03:00:00	04:00:00	05:00:00	06:00:00	07:00:00	08:00:00	09:00:00	10:00:00	11:00:00	12:00:00	13:00:00	14:00:00	15:00:00	16:00:00	17:00:00	18:00:00	19:00:00	20:00:00	21:00:00	22:00:00	23:00:00
Lunes	985,9	947,8	933,5	953,9	1033,2	1185,19998	1309,89997	1386,09997	1478,89998	1556,79998	1593,1	1668,30001	1657,00001	1648	1635,9	1621,8	1598,9	1648,79999	1686,6	1620,4	1560,9	1434	1269	1152,1
Martes	1082,3	1043,9	1024	1033,2	1123	1276,80001	1386,10001	1437,90002	1509,20002	1570,10002	1602,10003	1670,80002	1677,30001	1667,1	1625,1	1597,00001	1593,10001	1663,00001	1652,9	1591,9	1526	1412,1	1267,8	1146
Miércoles	1087,9	1060,1	1041,9	1061,3	1153,3	1314,00002	1426,20002	1471,30001	1548	1608	1655,89998	1729,99998	1728,69998	1702,4	1664,9	1621,79999	1598,89999	1648,79997	1686,6	1620,4	1560,9	1434	1281,9	1172,4
Jueves	1148,2	1104,9	1083	1096,7	1181,2	1326,70001	1453	1509,2	1601,10001	1662,1	1697	1771,00001	1756,20001	1757,1	1746,1	1719,69999	1668,8	1734,3	1779,3	1717	1661	1518,9	1364,4	1247,4
Viernes	1150,1	1106,1	1083	1093,1	1180	1320,99999	1432,99998	1485,29999	1601,1	1662,1	1696,99999	1770,99999	1756,2	1757,1	1740,8	1722,99999	1687,99999	1737,39999	1770,4	1700,5	1640,2	1505,4	1350,1	1233,8
Sábado	1111,2	1057	1025,8	1022,4	1050	1077,2	1175,9	1335,20001	1440,70002	1520,00001	1553,90001	1625,90001	1640,2	1604,3	1552	1508,20002	1456,80001	1537,40003	1560,9	1515,1	1454,8	1368,1	1255,3	1158
Domingo	1080,1	1035,7	1005,8	988,1	984,1	972,30001	1005,8	1129,89999	1267,8	1359	1403,09999	1478,19999	1518,99999	1485,3	1415	1377,89999	1373,1	1451,29998	1491,9	1448,7	1392,2	1278,1	1155	1041,9

Fuente: (DOCSE, 2023b).