



POSGRADO INTERINSTITUCIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO EN
ELECTROQUÍMICA SC

**ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS TÉCNICOS Y
ECONÓMICOS DE UNA BATERÍA DE FLUJO
REDOX DE VANADIO UTILIZANDO
MÉTODOS DE MODELADO Y SIMULACIÓN
COMPUTACIONAL.**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE:

**MAESTRO EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA CON ESPECIALIDAD
EN INGENIERÍA AMBIENTAL.**

PRESENTA

David Clemente Matus Cortes

DIRECTOR:

Dr. Fernando Felipe Rivera Iturbe.

SANTIAGO DE QUERÉTARO, QUERÉTARO,

04/15/2024



Resumen

En este trabajo se presenta un análisis técnico-económico de una batería de flujo redox de vanadio (VRFB) de 4 W reportada en la literatura, dicho análisis se llevó a cabo a través de la aplicación de la metodología propuesta en el informe Electricity Storage Valuation Framework (ESVF). El análisis técnico presentado aquí consta de cálculos de potencial de celda para la construcción de curvas de descarga y curvas de polarización para la identificación de parámetros que influyan en el comportamiento de la batería probando diferentes escenarios de operación como lo es distintas intensidades de corriente.

Para realizar las pruebas antes mencionadas se utilizó un modelo matemático empírico conocido como ecuación de Shepherd reportado en la literatura, denotando que este modelo no es comúnmente utilizado para evaluar baterías de flujo redox sino baterías de litio.

Así mismo, se presenta un análisis económico de una batería de flujo redox de vanadio considerando una sola celda o un apilamiento (por sus siglas en inglés stack) de 25 celdas para demostrar su factibilidad económica desde una perspectiva de un proyecto de una planta de tratamiento de agua residual.

Palabras clave: Análisis técnico-económico, Batería, Apilamiento.

Abstract

This work presents a technical-economic analysis of a 4 W vanadium redox flow battery (VRFB) reported in the literature. The analysis will be conducted using the methodology proposed in the Electricity Storage Valuation Framework (ESVF) report. The technical analysis presented here includes cell potential calculations for constructing discharge curves and polarization curves to identify parameters influencing the battery's behavior, testing different operating scenarios such as varying current intensities. To conduct these tests, an empirical mathematical model known as the Shepherd equation, reported in the literature, was employed. It is noteworthy that this model is not commonly used for evaluating redox flow batteries but rather for lithium batteries.

Furthermore, an economic analysis of a vanadium redox flow battery is presented, considering either a single cell or a stack of 25 cells, aiming to demonstrate its economic feasibility from the perspective of a wastewater treatment plant project. This analysis integrates both technical and economic aspects, providing a comprehensive evaluation of the VRFB's potential in the context of a wastewater treatment facility. References to Shepherd's equation and the ESVF methodology underpin the technical rigor and economic viability assessment outlined in this study.

Keywords: Technical-economic analysis, Battery, Stack.

Agradecimientos

Primero que nada, quisiera darle gracias a Dios por haberme dado la oportunidad de haber culminado este escalón tanto de mi vida personal, profesional y académica, fue un camino arduo donde él me dio la fuerza para seguir cuando hubo momentos en los que quise tirar la toalla.

Así mismo, quisiera agradecer a mi madre, mi padre y hermana por su apoyo incondicional, su confianza y la independencia que me dieron para poder cumplir uno de mis sueños.

Quisiera dar un agradecimiento especial a la Mtra. Leydiana Sosa, por haberme brindado su apoyo incondicional al haberme dado un espacio en su hogar y su familia, además de la confianza y el cariño hacia mi persona, son cosas invaluable y por las que estaré eternamente agradecido. Así mismo, siempre estaré eternamente agradecido con quien hasta hoy he tenido la fortuna de llamar mi mejor amiga y compañera de aventuras Mar, no tendré como pagarle todo lo que ha hecho por mí, ha estado en las buenas y hasta en los momentos más oscuros de mi vida y siempre me ha guiado por el sendero de la luz, solo quiero decirte gracias por ser, estar y por permanecer.

También, quiero agradecer el apoyo incondicional de mis amigos Ángel Olivares y Elías Canché, quienes a lo largo de estos dos años siempre estuvieron ahí a lo orilla del precipicio junto conmigo y me aceptaron tal y como soy, sin juzgarme y siempre con una mano amiga para ayudarme infinitas gracias por todos sus consejos, los llevaré siempre presentes.

Al Dr. Fernando Felipe Rivera Iturbe, por en primera instancia recibirme y aceptarme como su estudiante, por toda la paciencia que tuvo y que sigue teniendo conmigo, que a pesar de las altas y bajas (más bajas que altas) siguió confiando en un servidor para

sacar adelante este trabajo a pesar de todas las dificultades y contratiempos, por todo ello GRACIAS. A mi comité tutorial; Dr. Ávila Niño, Dr. Abraham y Mtro. Cárdenas por todas sus observaciones y recomendaciones para mi trabajo las recibo y las recibí con humildad y respeto, pero sobre todo quiero agradecer al último miembro del comité (Mtro. Cárdenas) por todo su apoyo en el último tramo del camino.

En el mismo sentido, quiero agradecer a la Dra. Antonia por siempre estar ahí como una amiga para escucharme y darme algún consejo. Y mucha más gente que conocí en CIDETEQ a la que también aprecio.

Quiero agradecer al Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico en Electroquímica (CIDETEQ) por sus instalaciones y recursos humanos para poder llevar a cabo esta investigación. Así mismo, al Consejo Nacional de Humanidades, Ciencia y Tecnología (CONAHCYT) por la beca otorgada.

En última instancia, pero no menos significativo, deseo expresar mi agradecimiento a mí mismo por abordar con valentía el desafío que representó el posgrado. Aprecio haber salido de mi zona de confort, lo cual propició mi crecimiento personal y madurez, así como el conocimiento más profundo de mí mismo y la identificación de mis propios límites. Reconozco que aún tengo un camino por recorrer hacia mis metas, y estoy comprometido a perseverar en este esfuerzo hasta donde las fuerzas cósmicas, el universo, la divinidad o algún ser supremo lo permitan.

Job 28:28

“Y dijo al hombre: He aquí que el temor del Señor es la sabiduría, Y el apartarse del mal, la inteligencia”.

Índice general

Introducción y Objetivos.....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Justificación.....	5
1.3. Hipótesis.....	7
1.4. Objetivos.....	8
1.4.1. Objetivo general.....	8
1.2.2. Objetivos específicos.....	8
Marco Teórico.....	9
2.1. Tipos de mecanismos de almacenamiento de energía eléctrica.....	9
2.1.1. Sistemas de almacenamientos mecánicos.....	9
2.1.1.1. Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHES).....	9
2.1.1.2. Almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES).....	10
2.1.1.3. Sistema de almacenamiento de energía térmica (TES).....	10
2.1.1.4. Sistema de almacenamiento de energía de volante (FES).....	11
2.1.2. Sistemas de almacenamiento electroquímico (ECES).....	11
2.1.2.1. Clasificación de las baterías.....	13
2.1.2.1.1. Baterías de plomo-ácido (Pb-Ac).....	13
2.1.2.1.2. Baterías de Litio.....	15
2.1.2.1.3. Capacitor eléctrico doble capa (EDLC).....	16
2.1.2.1.4. Batería de flujo redox (RFB).....	16
2.1.2.1.4.1. Características de una batería de flujo redox.....	17
2.1.2.1.5. Comparación de parámetros técnicos y comerciales de distintas tecnologías de almacenamiento de energía.....	18
2.1.2.1.5.1. Eficiencia energética.....	21
2.1.2.1.5.2. Profundidad de Descarga (por sus siglas en inglés DoD).....	21
2.1.2.1.5.3. Estado de carga (por sus siglas en inglés SOC).....	22
2.1.2.1.5.4. Densidad de energía.....	22
2.1.2.1.5.5. Densidad de potencia.....	23
2.2. Potencial de celda.....	23

2.3.	Pares redox.....	23
2.4.	Simulación del sistema de almacenamiento de energía de la batería.....	25
2.5.	Evaluación económica.....	25
2.5.1.	Indicadores económicos.....	25
2.5.2.	Indicadores ambientales.....	26
2.5.3.	Indicadores sociales.....	28
2.5.4.	Otras metodologías.....	28
Metodología.	29
3.1.	Celda modelo.....	29
3.2.	Metodología para evaluar el valor y factibilidad de los sistemas de almacenamiento de energía.....	30
3.2.1.	Fase 1: Identificar los servicios que el almacenamiento puede dar para apoyar la integración de las energías renovables.....	30
3.2.2.	Fase 2: Relacionar las tecnologías de almacenamiento adecuadas para los servicios identificados.....	31
3.2.3.	Fase 3: Analizar el valor del sistema de almacenamiento en comparación con otras opciones de flexibilidad.....	31
3.2.4.	Fase 4: Simular la operación del sistema de almacenamiento y la acumulación de beneficios por distintas fuentes de ingresos.....	32
3.2.5.	Fase 5: Evaluar la viabilidad del proyecto del sistema de almacenamiento.....	33
Resultados.	35
4.1.	Identificación de los servicios que el sistema de almacenamiento puede abastecer.....	35
4.1.1.	Selección de la tecnología de almacenamiento adecuada para los servicios identificados.....	36
4.2.	Simulación de la operación del sistema de almacenamiento.....	38
4.2.1.	Revisión bibliográfica de los modelos matemáticos utilizados en la literatura para el balance de energía.....	38
4.2.2.	Cálculo de diversas figuras de mérito para determinación del comportamiento teórico de la batería.....	44
4.2.2.1.	Cálculo del voltaje de polarización.....	45
4.2.2.2.	Cálculo del potencial termodinámico.....	46
4.2.2.3.	Cálculo del potencial de celda.....	47

4.2.2.4.	Cálculo de la densidad de potencia.	49
4.2.3.	Curva de Ragone.	50
4.3.	Análisis de la factibilidad del proyecto del sistema de almacenamiento.	52
4.3.1.	Estimación de los costos de materiales.	52
4.3.2.	Estimación del precio del vanadio.	53
4.3.3.	Cálculo de la inversión inicial.	55
4.3.4.	Cálculo de los costos de depreciación y operación por año.	60
4.3.5.	Análisis financiero del proyecto con una sola celda.	63
4.3.6.	Estimación del precio del vanadio para un apilamiento (stack).	66
4.3.7.	Cálculo de la inversión inicial para un apilamiento (stack) de 25 celdas. 67	
4.3.8.	Cálculo de los costos de depreciación y operación por año de un apilamiento (stack).	72
4.3.9.	Análisis financiero del proyecto con un apilamiento (stack) de 25 celdas. 74	
	Conclusiones y Recomendaciones.	78
5.1.	Conclusiones.	78
5.2.	Recomendaciones.	80
6.	Referencias.	81
7.	Anexos.	84

Índice de figuras y gráficos

FIGURA 1 COMPARACIÓN TIEMPO DE DESCARGA CONTRA POTENCIA DE CADA UNO DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. FUENTE: (ALOTTO, GUARNIERI, & MORO, 2014).	12
FIGURA 2 ESTRUCTURA DE UNA BATERÍA DE PLOMO ÁCIDO. FUENTE: (REVALIENTE-REVUELTA, 2018).....	14
FIGURA 3 ESTRUCTURA DE UN SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE EMERGÍA VRFB. FUENTE: (ALOTTO, GUARNIERI, & MORO, 2014).....	18
FIGURA 4 APARIENCIA EXTERNA DE UN APILAMIENTO (STACK). FUENTE: (PATIÑO CANTERO, 2019).	68
FIGURA 5 COMPONENTES INTERNOS DE UN APILAMIENTO (STACK). FUENTE: (PATIÑO CANTERO, 2019).	68
GRÁFICO 1 VOLTAJE DE POLARIZACIÓN.	45
GRÁFICO 2 POTENCIAL TERMODINÁMICO DE CELDA A DIFERENTES INTENSIDADES DE CORRIENTE.	46
GRÁFICO 3 POTENCIAL CELDA A DIFERENTES INTENSIDADES DE CORRIENTE.....	48
GRÁFICO 4 DENSIDAD DE POTENCIA A DISTINTAS INTENSIDADES DE CORRIENTE.....	49
GRÁFICO 5 CURVA DE RAGONE.	51
GRÁFICO 6 CURVA DE RAGONE EXTRAÍDA DE LA LITERATURA. FUENTE: (RYU, HONG, LEE, & PARK, 2017).....	51
GRÁFICO 7 PORCENTAJE DE PRECIO DE CADA PIEZA DE LA CELDA CON RESPECTO A LA INVERSIÓN INICIAL.	60

GRÁFICO 8 PORCENTAJE POR PIEZA DE LA INVERSIÓN INICIAL DE UNA BATERÍA DE FLUJO REDOX DE VANADIO (VRFB). FUENTE: (FERNANDEZ MARCHANTE, MILLÁN, MEDINA SANTOS, & LOBATO, 2020).	60
GRÁFICO 9 VALOR PRESENTE NETO.	66
GRÁFICO 10 PORCENTAJE DE PRECIO DE CADA PIEZA DEL APILAMIENTO (STACK) CON RESPECTO A LA INVERSIÓN INICIAL.	72
GRÁFICO 11 VALOR PRESENTE NETO DE UN APILAMIENTO (STACK).	77

Índice tablas

TABLA 1 PARÁMETROS TÉCNICOS Y COMERCIALES DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. FUENTE: (GONZÁLEZ SANZ, 2020).....	20
TABLA 2 SISTEMAS REDOX UTILIZADOS PARA EL ESTUDIO DE LAS BATERÍAS DE FLUJO REDOX (RODRÍGUEZ HERNÁNDEZ, 2020).	24
TABLA 3 EFECTOS AMBIENTALES DE UNA BATERÍA DE FLUJO REDOX DE VANADIO Y UNA BATERÍA DE FLUJO REDOX DE ZINC Y CERIO. FUENTE: (FERNANDEZ MARCHANTE, MILLÁN, MEDINA SANTOS, & LOBATO, 2020).	27
TABLA 4 ESTIMACIONES DE LA POTENCIA DE LA BATERÍA CON RESPETO AL CONSUMO DE LA VIVIENDA.	36
TABLA 5 PARÁMETROS TÉCNICOS Y COMERCIALES DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. FUENTE: (GONZÁLEZ SANZ, 2020).	37
TABLA 6 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE LOS DISTINTOS MODELOS MATEMÁTICOS PARA LA SIMULACIÓN TÉCNICA. LOS MODELOS ETIQUETADOS CON * FUERON LOS SELECCIONADOS PARA LA SIMULACIÓN.	39
TABLA 7 MODELOS UTILIZADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA.	42
TABLA 8 PARÁMETROS EXTRAÍDOS DE PATIÑO CANTERO (2019) PARA ALIMENTAR EL MODELO MEJORADO DE SHEPHERD.....	44
TABLA 9 COTIZACIONES DE PARTES AL 2023.....	52
TABLA 10 ESTIMACIÓN PROPORCIONAL DE PRECIOS POR UNIDAD DE ÁREA.	53
TABLA 11 DATOS PARA ESTIMAR EL NÚMERO DE MOLES.	54
TABLA 12 PRECIO DEL VANADIO.	55
TABLA 13 PRECIOS Y COTIZACIONES DE MATERIALES (INVERSIÓN INICIAL).	55
TABLA 14 COSTO O&M/AÑO.....	60
TABLA 15 COSTOS DE ALMACENAMIENTO.	61
TABLA 16 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO POR 1 W.....	61
TABLA 17 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE UN AÑO.....	61

TABLA 18 DURACIÓN DE LOS CICLOS.....	62
TABLA 19 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO POR AÑO CON EL 5%.....	63
TABLA 20 BENEFICIOS FINANCIEROS.	64
TABLA 21 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	65
TABLA 22 DATOS PARA ESTIMAR EL NÚMERO DE MOLES DE 25 CELDAS.	67
TABLA 23 PRECIO DEL VANADIO PARA 3.4 L.....	67
TABLA 24 ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA UN APILAMIENTO (STACK) DE 25 CELDAS.	69
TABLA 25 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO POR AÑO DE UN APILAMIENTO (STACK).....	72
TABLA 26 COSTO DE ALMACENAMIENTO DE UN APILAMIENTO (STACK).....	72
TABLA 27 COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO POR AÑO CON EL 5% DE INCREMENTO DE UN APILAMIENTO (STACK).....	74
TABLA 28 BENEFICIOS FINANCIEROS DEL APILAMIENTO (STACK).....	75
TABLA 29 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO CONSIDERANDO UN APILAMIENTO (STACK).....	76
TABLA 30 COMPARACIÓN DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA MECÁNICOS CON UNA VRFB. FUENTE: (GONZÁLEZ SANZ, 2020).....	88

Nomenclatura

ACB	Análisis Costo Beneficio.
ACV	Análisis del Ciclo de Vida.
CAES	Sistema De Almacenamiento De Energía Por Aire Comprimido.
CE	Eficiencia Coulómbica.
COE	Costo De Energía.
DoD	Depth Of Discharge.
ECES	Sistemas De Almacenamiento Electroquímicos.
EE	Eficiencia Energética.
ESVF	Electricity Storage Valuation Framework.
ETL	Laboratorio Electrotérmico.
FES	Sistema de Almacenamiento de Energía por Volante.
GW	Gigawatt.
JAEA	Instituto de Fusión de la Agencia de Energía Atómica de Japón.
JET	Joint European Torus.
KW	Kilowatt
LCIA	Análisis de Impacto del Ciclo de vida.
LEP	Litio-Fosfato de Hierro.
MW	Megawatt.
NaS	Sulfato de sodio.
NMC	Níquel, Manganeso y Óxido de Cobalto.
NPC	Costo Anual Neto.
ONU	Organización de las Naciones Unidas.
OyM	Operación y mantenimiento.
PHES	Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo.
SoC	State of Charge.

Stack	Apilamiento de 25 celdas por sus siglas en inglés.
TES	Sistema de Almacenamiento de Energía Térmico.
VE	Eficiencia de Voltaje.
VRLA	Válvula de regulación de plomo-ácido.
VRFB	Batería de Flujo Redox de Vanadio.
W	Watt.
ZCB	Batería de Zinc-Cerio.

1

Introducción y Objetivos.

1.1. Introducción.

A principios del siglo XIX, la tecnología eléctrica surgió como un nuevo enfoque energético gracias al descubrimiento de la pila voltaica, que permitía la generación constante de energía eléctrica a través de una reacción química. A partir de este momento, se produjeron avances significativos que proporcionaron una fuente continua de electricidad. A pesar de ello, el almacenamiento de energía progresó a un ritmo más lento en comparación con otras tecnologías eléctricas y quedó superado por las redes de distribución en corriente alterna. No fue hasta la década de 1970 que se establecieron las bases de las tecnologías de almacenamiento que se emplean hoy en día. Durante este periodo, surgieron las primeras versiones de baterías de iones de litio y baterías de flujo, y se continuó el desarrollo de tecnologías químicas como las de zinc y sodio o níquel (Serrano, 2016). El par redox de vanadio se mencionó por primera vez

en una patente de 1933 de PA Pissoort, en Francia (Patente 754 065-1933) (Bartolozzi, 1989).

Aproximadamente en 1980 en Japón despertó un creciente interés en el almacenamiento electroquímico con el propósito de complementar la generación de energía hidroeléctrica. La investigación se llevó a cabo como parte del Proyecto Moonlight, dirigido por la Organización para el Desarrollo de Tecnologías Industriales y Nuevas Energías (NEDO). Dentro de este contexto, se exploraron los sistemas redox Fe-Cr en una disolución de ácido clorhídrico en el Laboratorio Electrotécnico (ETL) en Japón. (Tanaka, Sakamoto, Mori, Mizunami, & Shigematsu, 1990).

En la última década, se ha observado un aumento en el interés por los sistemas de flujo de baterías redox y ha surgido un mayor número de fabricantes en diversos países. Las aplicaciones actuales van más allá de la simple nivelación de carga y la estabilización de energía de fuentes renovables intermitentes. Esto se debe a que las baterías de flujo redox de vanadio (VRFB) han demostrado con éxito su capacidad para compensar caídas de voltaje y servir como fuentes de suministro de energía de respaldo en situaciones de emergencia. (Dawe, 2005).

En la actualidad, existen diversas formas de lograr esto, ya sea para la acumulación a gran escala o para evitar interrupciones en sistemas más pequeños, y esto requiere el uso de dispositivos especializados de almacenamiento. Uno de los dispositivos más ampliamente utilizados en todo el mundo para este propósito son las baterías, debido a su facilidad de acceso, disponibilidad y eficacia (González Santacruz, 2015).

La combinación de sistemas de almacenamiento de baterías con plantas de energía renovable está ganando terreno en los Estados Unidos. Actualmente, alrededor de un tercio de la capacidad solar propuesta incluye unidades de almacenamiento de baterías. La incorporación de baterías en instalaciones de energía renovable aumenta el valor promedio de la electricidad vendida, puede disminuir las pérdidas de energía al gestionar la carga y descarga, y se fomenta a través de incentivos fiscales a la inversión.

Además, la integración de energía renovable y almacenamiento de baterías resulta en ahorros significativos en términos de permisos, planificación y construcción en comparación con el desarrollo de proyectos por separado (Gorman, Crespo , Mills, & Hyungkwan , 2022). En México, se encuentran disponibles ciertos incentivos fiscales conforme a lo estipulado en el artículo 34 fracción XIII de la Ley del Impuesto Sobre la Renta. Este artículo establece la posibilidad de deducir el 100% de los impuestos relacionados con la adquisición de maquinaria y equipo destinados a la producción de energía a partir de fuentes de energía renovables o sistemas eficientes de cogeneración de electricidad.

En la investigación llevada a cabo por Fernández Marchante, et. al. (2020), se realizó un exhaustivo análisis del ciclo de vida (LCA) "desde la cuna hasta la puerta" y una evaluación preliminar de costos de dos variantes de baterías de flujo redox: las baterías de flujo redox de vanadio (VRFB) y las baterías de zinc/cerio (ZCB). Para cuantificar la carga ambiental, se emplearon las bases de datos Ecoinvent 3.3, AWARE y CML Baseline v3.04, abarcando 12 categorías intermedias de impacto ambiental.

Los resultados destacan que, en comparación con las ZCB, las VRFB exhiben menores impactos ambientales en todas las categorías, excepto en huella hídrica y acidificación. Este análisis también incluyó la comparación con baterías convencionales (de litio) y no convencionales (NaNiCl). Las VRFB mostraron el menor impacto ambiental y una vida útil más extensa, especialmente al considerar la reutilización de electrolitos de vanadio. En el ámbito de los costos, se resalta que el electrolito emerge como el componente más costoso en ambas tecnologías de baterías (Fernandez Marchante, Millán, Medina Santos, & Lobato, 2020).

Es alentador ver que se están haciendo avances hacia la consecución del Objetivo 7 de la Agenda 2030 de la ONU, que se centra en garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos. La expansión del acceso a la electricidad en países en desarrollo es fundamental para reducir la brecha energética y mejorar la calidad de vida de las personas. Además, la mejora de la eficiencia energética y el aumento de la energía renovable en el sector eléctrico son pasos

importantes para combatir el cambio climático y promover un futuro más sostenible. Sin embargo, todavía hay desafíos por superar para lograr plenamente estos objetivos. (ONU, 2015).

Por lo tanto, se plantea la necesidad de llevar a cabo este estudio debido a que el desarrollo y la expansión de las fuentes de energía renovable conlleva a la búsqueda de mejoras en los sistemas de almacenamiento de energía. Las baterías de flujo redox de vanadio (VRFB) se presentan como una tecnología prometedora en el contexto actual y futuro para abordar este desafío. El propósito de este trabajo es utilizar un modelo matemático propuesto por la literatura para evaluar teóricamente una VRFB, considerando que dicho modelo matemático es una extensión mejorada de un modelo original (Modelo de Sheperd), con el objetivo de comprender los procesos y el funcionamiento de esta batería en diversos puntos de operación y así mejorar la toma de decisiones con respecto a la operación de esta, así como también, evaluar su factibilidad económica. Los resultados de este estudio servirán como punto de partida para investigaciones futuras.

1.2. Justificación.

Según el informe de la Organización de las Naciones Unidas (ONU), para el año 2015 (2015), un 13% de la población global todavía carecía de acceso a servicios eléctricos modernos. Además, la producción de energía desempeñaba un papel fundamental en la contribución al cambio climático, siendo responsable de aproximadamente el 60% de todas las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial. En ese mismo año, las energías renovables representaron solamente el 17.5% del consumo final de energía.

Por ello, el Objetivo 7 de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible plantea diversas metas con el fin de abordar estos desafíos y promover la maximización del uso de energías renovables. Entre estas metas se incluyen las siguientes: en su meta 7.1 se busca asegurar que para el año 2030 haya un acceso universal a servicios energéticos asequibles, confiables y modernos. Además, la meta 7 busca fomentar la colaboración a nivel internacional con el fin de facilitar la disponibilidad de investigaciones y tecnologías asociadas a la energía sostenible (ONU, 2015).

Gallice y Worbe han realizado un estudio que propone una evaluación de sistemas híbridos (sistemas que tienen acoplados dos tecnologías de generación de energía renovable y un sistema de almacenamiento de energía) desde una perspectiva ambiental, siendo relevante mencionar que la mayoría de las investigaciones se han centrado en cuestiones medioambientales generales, especialmente en lo que respecta a emisiones de CO₂ y ahorro de energía, pero existe una falta de estudios de análisis costo-beneficio (ACB) (Gallice & Worbe, 2014).

Dentro de los sistemas híbridos se encuentran los sistemas de almacenamiento de energía de los cuales se destacan las baterías de flujo redox (RFB). Existen varios tipos de estas como las de vanadio puro, hierro-cromo, hidrógeno-bromo, zinc-bromo y aquellas basadas en compuestos orgánicos. No obstante, las baterías de flujo redox de vanadio (VRFB) destacan por su maduración tecnológica más avanzada y estudiada, ya aplicada en sistemas de almacenamiento a gran escala. Su principal ventaja radica

en un proceso sencillo de regeneración de capacidad, gracias al uso de iones de vanadio en ambos compartimentos (cátodo y ánodo), evitando así la contaminación cruzada y la consiguiente degradación de la capacidad de la batería (Bogdanov, y otros, 2023).

Así también, el modelado matemático permite una descripción más detallada de la distribución de las variables del sistema a lo largo del tanque y la celda, proporcionando así una descripción más detallada de la operación de la batería (parte técnica) (Bogdanov, y otros, 2023), que de una forma experimental. Por último, un modelado y simulación computacional permite ahorrar recursos financieros y una mínima generación de residuos teniendo así una contribución al factor económico y ambiental.

1.3. Hipótesis

La implementación de un modelo matemático para una batería de flujo redox de vanadio (VRFB) resultará en una herramienta predictiva que puede ser utilizada para una mejor toma de decisiones con respecto al desempeño de esta batería en diversas situaciones operativas. Además, este enfoque de modelado permitirá comprender el rango de factibilidad económica cuando se considera la implementación de VRFB para almacenar energía renovable a mediana escala.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Modelar matemáticamente una batería de flujo redox de vanadio (VRFB) como una herramienta valiosa para la predicción del comportamiento de esta a diferentes intensidades de corriente y la obtención del rango de factibilidad económico que se tendría al implementarla en sistemas de generación de energía renovable y almacenamiento a mediana escala.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Realizar una revisión bibliográfica más extensa que la existente en la literatura de los modelos utilizados para el balance de energía para la selección de un modelo que describa el comportamiento teórico de la batería.
2. Proponer un modelo de la literatura que describa el comportamiento teórico de la batería para una mejor toma de decisiones con respecto al desempeño operativo de la misma.
3. Realizar el cálculo y la variación del voltaje de polarización y otras figuras de mérito importantes para la determinación del comportamiento teórico de la batería en diferentes escenarios de operación.
4. Establecer los criterios económicos de costos de operación, mantenimiento y costo por kW de energía almacenado del sistema.

2

Marco Teórico.

2.1. Tipos de mecanismos de almacenamiento de energía eléctrica.

Diversos sistemas de almacenamiento de energía se emplean de acuerdo con las demandas específicas, como los tiempos de carga y descarga, así como la durabilidad a largo plazo (Kousksou, Bruel, Jamil, El Rhafiki, & Zeraouli, 2014). Algunas de las más importantes se presentan a continuación:

2.1.1. Sistemas de almacenamientos mecánicos.

2.1.1.1. Almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHES).

El almacenamiento de hidroeléctrico por bombeo (PHES por sus siglas en inglés), que se refiere al almacenamiento de energía mediante la conversión de energía potencial, se logra al bombear agua a altas alturas y luego liberarla para su uso en

momentos de alta demanda. Este método de almacenamiento es ampliamente utilizado en la actualidad y representa la mayor parte de la capacidad de almacenamiento de energía a nivel mundial, con 127 GW de un total de 128 GW (Yang & Jackson, 2011). No obstante, esta forma de producción de energía no tiene la capacidad de adaptarse de manera rápida a las necesidades de alta demanda de energía, por lo que es más adecuada para proporcionar servicios de alta potencia a largo plazo (Deane, Ó Gallachóir, & McKeogh, 2010). Es importante mencionar que en general los sistemas mecánicos presentan la desventaja de pérdidas mecánicas, es decir, la presencia de la fricción afecta el desgaste de las piezas del sistema comprometiendo la eficiencia de estos y su escalamiento.

2.1.1.2. Almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES).

El sistema de almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES, por sus siglas en inglés) involucra la conversión de la energía excedente de un sistema al comprimir aire, el cual se almacena en cavernas subterráneas de gran tamaño. Posteriormente, ese aire comprimido se utiliza para alimentar una turbina generadora, lo que permite generar energía eléctrica para satisfacer la demanda en momentos específicos. En 1978, en Huntorf, Alemania, se inició la operación de un sistema CAES con una capacidad de 290 MW y una capacidad de almacenamiento de 900 MWh. Este sistema aprovechó dos cavernas de 310,000 metros cúbicos cada una, ubicadas a profundidades de 655 metros a 800 metros, con una presión superior a 66 bar (Crotogino, Mohmeyer, & Scharf, 2001).

2.1.1.3. Sistema de almacenamiento de energía térmica (TES).

El sistema de almacenamiento de energía térmica, por lo general, se emplea en plantas de energía solar con el propósito de modificar el momento en el que se envía la energía al turboalternador y se convierte en electricidad, es decir, se utiliza para retrasar este proceso (Oró, Gil, De Gracia, Boer, & Cabeza, 2012). Debido a su capacidad de

alta potencia, alta capacidad de almacenamiento de energía y respuesta lenta, estos sistemas son apropiados para su utilización en servicios de gestión de energía.

2.1.1.4. Sistema de almacenamiento de energía de volante (FES).

El sistema de almacenamiento de energía de volante, denominado como Flywheel Energy Storage en inglés (FES), guarda la energía en forma de energía cinética, la cual se almacena mediante un cilindro giratorio a velocidades significativa.

Gracias a su habilidad para retener considerables cantidades de energía, numerosas naciones han identificado variadas utilidades para este tipo de sistema. Un caso ilustrativo es el de Inglaterra, que ha implementado dos dispositivos de almacenamiento de energía cinética en el proyecto de fusión nuclear JET (Joint European Torus). Cada uno de estos sistemas tiene una capacidad de 400 MW / 1 MWh. Además, el Instituto de Fusión de la Agencia de Energía Atómica de Japón (JAEA) cuenta con un generador de volante que puede almacenar hasta 2.2 MWh (Wolsky, 2002).

Es importante mencionar que los sistemas mecánicos como los abordados en esta sección presentan numerosas ventajas en comparación de las VRFB, no obstante, la ventajas de las VRFB sobre los sistemas mecánicos es que estos son más sencillos de operar, mantener y presentan nulos problemas por desgaste de fricción en sus componentes, es importante decir que estos sistemas pertenecen a dos categorías de sistemas de almacenamiento de energía distintos (mecánicos y electroquímicos) por lo que su comparación no sería equilibrada (ver la tabla 30 en los anexos).

2.1.2.Sistemas de almacenamiento electroquímico (ECES).

Cada una de las tecnologías mencionadas anteriormente posee atributos particulares con sus respectivas ventajas y desventajas. Por ejemplo, sistemas como PHES, CAES y TES son idóneos para su implementación en redes eléctricas de mayor tamaño, especialmente en lapsos de tiempo prolongados. Por otro lado, sistemas como el FES

operan con niveles de potencia más bajos y medios. Sin embargo, es importante señalar que, en la actualidad, esta tecnología resulta costosa en términos de su eficiencia energética (Ren, y otros, 2013).

Con base en lo anteriormente expuesto, los sistemas de almacenamiento electroquímico (ECES, por sus siglas en inglés de Electrochemical Energy Storage) se presentan como una solución para abordar los desafíos asociados a la generación intermitente de energía renovable. Se anticipa que esta tecnología experimentará una amplia adopción en los próximos años, respaldada por significativas inversiones en su investigación y desarrollo. Las proyecciones sugieren un aumento de 150 GW en capacidad de potencia, lo que representa un aumento de 10,000 veces en comparación con la capacidad actual (Ren, y otros, 2013).

En la Figura 1, se muestra una ilustración que compara los diferentes métodos de almacenamiento de energía previamente mencionados. Se observa que en la categoría de sistemas electroquímicos se incluyen las baterías de flujo redox (RFB), las baterías de litio, el hidrógeno, el plomo-ácido y las Energy Storage Systems (FES) (Rodríguez Hernández, 2020).

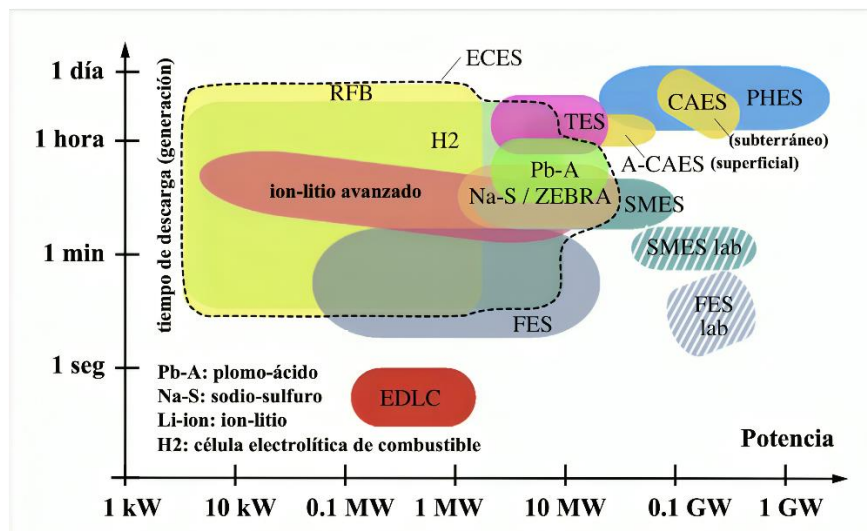


Figura 1 Comparación tiempo de descarga contra potencia de cada uno de los sistemas de almacenamiento de energía. Fuente: (Alotto, Guarnieri, & Moro, 2014).

2.1.2.1. Clasificación de las baterías.

Las baterías se pueden clasificar en primarias y secundarias la principal diferencia entre estas es que las secundarias son consideradas como recargables o reversibles y las primarias no. Al invertir la corriente en la celda, una batería secundaria se puede recargar y utilizar nuevamente. Es decir, se utiliza la energía eléctrica para restaurar una batería secundaria a su estado original, mientras que una batería primaria solo puede llevar a cabo una vez sus reacciones haciendo muy difícil su reversibilidad. Se puede identificar a una batería primaria debido a que tienen una mayor cantidad de energía específica (Wh/Kg) y potencia (W/kg) que las baterías secundarias, aunque no siempre es así (Fuller & Harb, 2018).

A continuación, se muestra una serie de baterías consideradas como baterías secundarias, por lo ya mencionado con anterioridad, así como también su capacidad de almacenar y liberar energía de forma reversible durante varios ciclos de carga y descarga.

2.1.2.1.1. Baterías de plomo-ácido (Pb-Ac).

Las baterías de plomo-ácido representan la tecnología más antigua y ampliamente estudiada en el ámbito de almacenamiento de energía, con un desarrollo que se remonta a mediados del siglo XIX. Este tipo de baterías se configuran mediante una disposición de placas colocadas en paralelo y polarizadas alternativamente. En este arreglo, las placas de cátodo y ánodo se encuentran adyacentes, sumergidas en un electrolito compuesto por ácido sulfúrico (H_2SO_4). Las placas de cátodo están recubiertas con dióxido de plomo (PbO_2), mientras que las placas de ánodo presentan una composición porosa de plomo (Pb) (Revaliente-Revuelta, 2018).

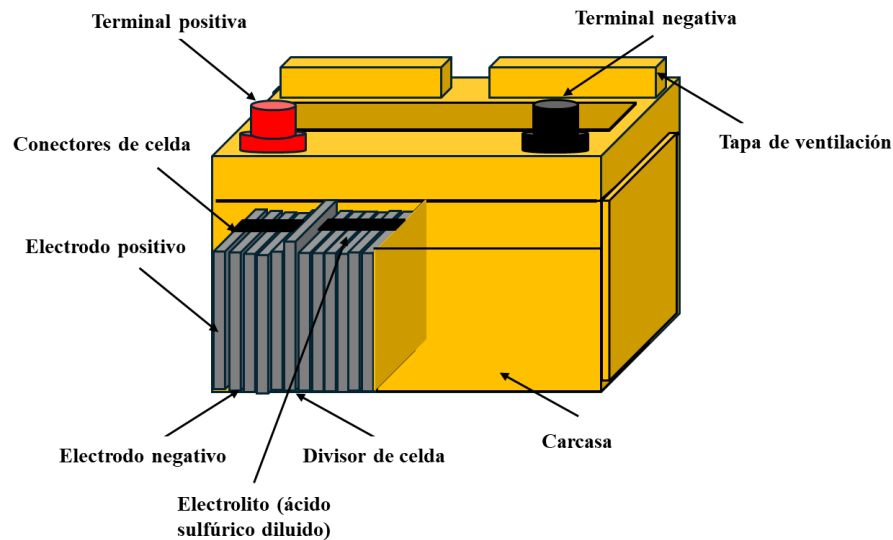
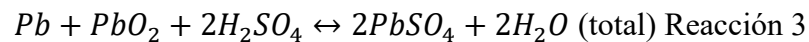
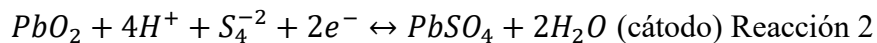
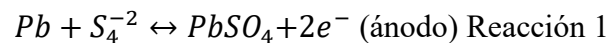


Figura 2 Estructura de una batería de Plomo Ácido. Fuente: (Revaliente-Revuelta, 2018)

Las reacciones presentes en este tipo de baterías son las siguientes:



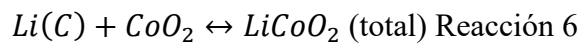
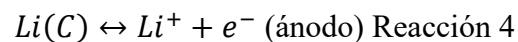
Durante la descarga de estas baterías de plomo-ácido, el ánodo compuesto por plomo (Pb) reacciona con el electrolito, liberando 2 electrones que, a través de un circuito externo, alcanzan el cátodo. En el cátodo, estos electrones participan en una reacción con el dióxido de plomo y el electrolito, formando sulfato de plomo y agua como productos finales. La relevancia de este proceso radica en el consumo de ácido sulfúrico durante la descarga, generando agua y provocando variaciones en la densidad de la batería. Esta variación se aprovecha para determinar el Estado de Carga (SoC) de la batería (Díaz-González, Sumper, & Gomis-Bellmunt, 2016).

La vida útil de estas baterías varía significativamente según la profundidad de descarga (DoD), oscilando entre 200 y 1800 ciclos de trabajo. En aplicaciones con una DoD del 30%, se pueden alcanzar aproximadamente 1500 ciclos. Estas baterías son empleadas tanto en aplicaciones estacionarias como móviles (Revaliente-Revuelta, 2018).

Sin embargo, presentan dos inconvenientes destacados. Por un lado, descargas profundas o la falta ocasional de una carga completa, debido a la autodescarga, pueden conducir a un fenómeno conocido como sulfatación. La sulfatación resulta en la formación de grandes cristales de $PbSO_4$, los cuales no pueden reaccionar eficazmente en los electrodos durante la carga, disminuyendo la capacidad de la batería. Por otro lado, la carga de la batería con una tensión superior a la recomendada puede generar hidrógeno gas (H_2 (g)), presentando un riesgo significativo de inflamabilidad de la batería (Díaz-González, Sumper, & Gomis-Bellmunt, 2016).

2.1.2.1.2. Baterías de Litio.

El desarrollo de las baterías de iones de litio (Li-Ion) se inició en 1912, aunque no fue sino hasta la década de 1970 que comenzaron a comercializarse, y fue en 1991 cuando Sony lanzó al mercado su primera batería de este tipo. Desde entonces, esta tecnología ha experimentado significativas evoluciones, si bien el principio subyacente en todas ellas se mantiene constante. Estas baterías se componen de un ánodo conformado por carbón poroso que contiene átomos de litio (Li). El cátodo está constituido por un óxido de metal y litio, siendo las primeras formuladas con litio y cobalto. El electrolito consiste en sales de litio disueltas, como $LiClO_4$ o $LiPF_6$, y el separador poroso generalmente se elabora con polietileno o polipropileno (Díaz-González, Sumper, & Gomis-Bellmunt, 2016). A continuación, se presentan las reacciones que se llevan a cabo en dichas baterías.



En el proceso de descarga de las baterías de iones de litio, los átomos de litio distribuidos en el ánodo de carbono poroso ceden un electrón, el cual circula a través del circuito externo hacia el cátodo. Como resultado, el ion de litio se convierte en positivo y se desplaza hacia el cátodo a través del electrolito. En la actualidad, existen diversas tecnologías para las baterías de iones de litio, siendo las más reconocidas son

las Óxido de Litio Níquel Cobalto Manganeso (NCM), baterías de fosfato de hierro litio y las baterías de titanio litio (LTO) (Revaliente-Revuelta, 2018).

2.1.2.1.3. Capacitor eléctrico doble capa (EDLC).

Los capacitores eléctricos de doble capa, también conocidos como supercondensadores, se emplean principalmente para satisfacer las necesidades de suministro de energía a corto plazo en situaciones de sobretensión. Su uso es común en vehículos eléctricos e híbridos (Sharma & Bhatti, 2010). Aunque estos dispositivos son similares a los sistemas de almacenamiento de energía cinética, su eficiencia es alta durante descargas breves, pero disminuye en descargas más prolongadas debido a las pérdidas internas inherentes a los capacitores (Dunn, Kamath, & Tarascon, 2011). En redes eléctricas, los capacitores de doble capa eléctrica (EDLC) encuentran aplicación en servicios que requieren una rápida respuesta a la demanda de energía (Sharma & Bhatti, 2010).

2.1.2.1.4. Batería de flujo redox (RFB).

Entre las opciones de sistemas electroquímicos, las baterías de flujo redox (RFB) se destacan como una prometedora elección para el almacenamiento estacionario de energía (Shigematsu, 2011). Estas son dispositivos electroquímicos que convierten la energía mediante la utilización de procesos redox de sustancias disueltas en forma líquida. Estas sustancias se almacenan en tanques externos y se introducen en la RFB cuando se requiere energía (Alotto, Guarnieri, & Moro, 2014).

También, es importante destacar que las RFB tienen una capacidad de descarga considerablemente mayor que las otras mencionadas (Figura 1). Por otro lado, en lo que respecta a la capacidad de proporcionar potencia, las baterías de flujo redox (RFB) muestran una clara desventaja en comparación con sistemas de almacenamiento de energía como el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo (PHES) y el almacenamiento de energía térmica (TES) (Rodríguez Hernández, 2020).

2.1.2.1.4.1. Características de una batería de flujo redox.

La celda VRFB opera siguiendo un principio fundamental en el cual se genera energía a partir de reacciones electroquímicas de oxidación y reducción que tienen lugar en dos electrolitos líquidos. Estos electrolitos contienen iones metálicos y su concentración suele estar en el rango típico de 1 a 5 M, aunque esta cifra varía significativamente según la química utilizada, pudiendo oscilar entre 0.1 y 9 M (Skylas.Kazacos, Chakrabarti, Hajimolana, Mijalli , & Saleem , 2011)

La semirreacción de reducción que tiene lugar en uno de los electrodos combina electrones y iones de un electrolito, mientras que la semirreacción de oxidación que ocurre en el otro electrodo los combina nuevamente (como se muestra en la Figura 3). Los iones se desplazan de un electrodo a otro, es decir, del ánodo al cátodo, a través de un electrolito que es impermeable a los electrones. Estos electrones son, de esta manera, forzados a transitar por un circuito externo que facilita el intercambio de energía eléctrica. Para asegurar que las soluciones se mantengan en estado líquido, la celda debe funcionar a una temperatura cercana al ambiente. Por lo tanto, se utiliza una membrana polimérica como electrolito conductor de la carga eléctrica en disolución, ubicada entre los dos electrodos. Estas celdas están conectadas a tanques de almacenamiento externos que suministran el volumen necesario de soluciones electrolíticas, las cuales se desplazan mediante bombas (Alotto, Guarnieri, & Moro, 2014).

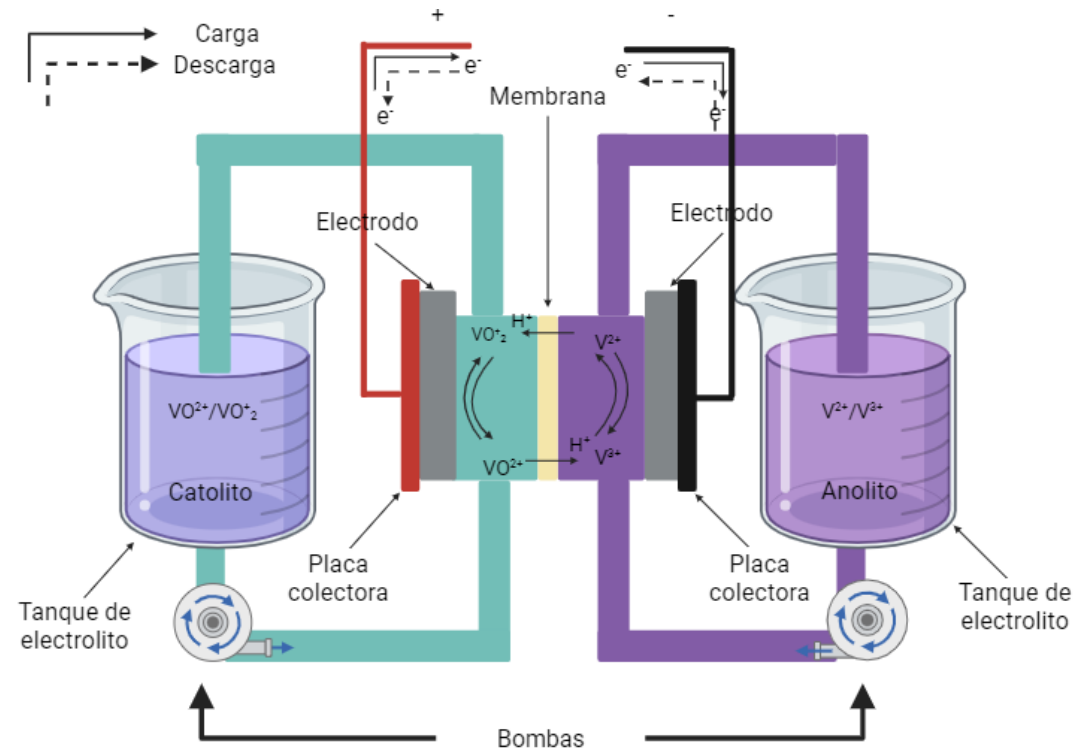


Figura 3 Estructura de un sistema de almacenamiento de energía VRFB. Fuente: (Alotto, Guarnieri, & Moro, 2014)

2.1.2.1.5. Comparación de parámetros técnicos y comerciales de distintas tecnologías de almacenamiento de energía.

A continuación, en la tabla 1 se realiza una comparación de parámetros comerciales y técnicos comenzando con la eficiencia energética de cada una de las diversas tecnologías de almacenamiento. Esta eficiencia hace referencia a la relación que existe entre la energía útil suministrada por la batería y su energía total entregada por la misma durante un ciclo de carga y descarga.

La tasa de carga o descarga máxima o mínima (C Rate por sus siglas en inglés) se utiliza para indicar la velocidad de carga o descarga en relación con su capacidad nominal, esta tasa de carga o descarga ayuda a identificar los límites máximo y mínimos

a los cuales una batería puede cargarse o descargarse sin comprometer su integridad y rendimiento. Un DoD del 100% indica que la batería se descargado completamente, se debe considerar que al operar baterías y descargarlas a mayor profundidad y en repetidas ocasiones podría afectar la vida útil de las mismas, en el caso particular de las VRFB estas están diseñadas para ser descargadas profundamente a varios ciclos de descarga.

La densidad de energía de una batería es la cantidad de energía almacenada por unidad de volumen o masa. Es una medida crucial, ya que afecta la eficiencia del almacenamiento de energía y la aplicabilidad en diferentes contextos. Por otro lado, la densidad de potencia es la cantidad de energía que puede suministrar una batería de forma rápida y eficiente a lo largo de determinado momento.

Los ciclos de vida de una batería son el número de ciclos de carga y descarga completos que realiza una batería a lo largo del tiempo. La maduración de la tecnología se refiere al proceso de desarrollo y perfeccionamiento de una tecnología en un periodo de tiempo, donde M significa que es una tecnología madura, C que ya se encuentra en comercialización y D es que esta en una etapa de desarrollo.

Tabla 1 Parámetros técnicos y comerciales de las distintas tecnologías de almacenamiento de energía. Fuente: (González Sanz, 2020)

Parámetros	VRLA	Bomba de hidrógeno	CAES	NMC	LFP	NaS	VRFB
Eficiencia (Ac to AC) (%)	82	80	60	92	86	80	70
C Rate min	C/10	C/20	C/10	C/4	C/4	C/8	C/8
C Rate max	2C	C/6	C/4	2C	2C	C/6	C/4
DoD (%)	60	80	80	90	90	80	100
Temperatura máxima de operación (° C)	50	NA	NA	55	60	NA	50
Estabilidad térmica	Alto	NA	NA	Medio	Alto	Medio	Alto
Gasto de almacenamiento (\$/kWh)	147	21	52.5	420	578	525	347
Gasto PSC (\$/kW)	300	840	945	300	300	300	1312
Desarrollo y construcción (años)	0.25	5	3	0.25	0.25	0.5	1
Costo de operación (\$/kWh)	3	2	1	6	6	8	21
Densidad de energía (Wh/kg)	40	NA	NA	180	130	65	7
Densidad de energía (Wh/L)	90	NA	NA	420	270	40	4
Densidad de potencia (W/kg)	10	NA	NA	40	25	8	2
Vida (ciclos)	1500	50000	50000	2000	2500	5000	130000
Maduración de la tecnología	M	M	C	C	C	C	D

Nota: Los precios de la tabla anterior están dados en dólares estadounidenses.

- VRLA: Válvula de regulación de plomo-ácido.
- CAES: Almacenamiento de energía por aire comprimido.
- NMC: Níquel, manganeso y óxido de cobalto.
- LFP: Litio-fosfato de hierro.
- NaS: Sulfato de sodio.
- VRFB: Batería de flujo redox de vanadio.

2.1.2.1.5.1.Eficiencia energética.

Para determinar la eficiencia de la batería, se analizan tres aspectos fundamentales: la eficiencia coulombica (CE), descrita por la ecuación 1, la eficiencia de voltaje (VE), expresada mediante la ecuación 2, y la eficiencia energética (EE), definida a través de la ecuación 3. Estos parámetros son evaluados de la siguiente manera, conforme a sus respectivas formulaciones (Chen, Kim, & Chang, 2017).

Ecuación 1

$$CE = \frac{\textit{capacidad de descarga}}{\textit{capacidad de carga}} * 100\%$$

Ecuación 2

$$VE = \frac{\textit{promedio del voltaje de descarga}}{\textit{promedio del voltaje de carga}} * 100\%$$

Ecuación 3

$$EE = CE * VE$$

2.1.2.1.5.2.Profundidad de Descarga (por sus siglas en inglés DoD).

La profundidad de descarga de una batería se calcula haciendo uso de la ecuación 4 que se expresa a continuación.

Ecuación 4

$$DoD(\%) = \left(1 - \frac{SOC_{final}}{SOC_{inicial}}\right) * 100$$

Donde el SOC_{final} es el estado de carga al final del ciclo y el $SOC_{inicial}$ es el estado de carga al inicio del ciclo.

2.1.2.1.5.3.Estado de carga (por sus siglas en inglés SOC).

El estado de carga (por sus siglas en inglés SOC), es la cantidad de energía almacenada en comparación de su capacidad total y se calcula haciendo uso de la ecuación 5 (Fuller & Harb, 2018).

Ecuación 5

$$SOC(\%) = \left(\frac{Carga\ actual}{Capacidad\ total}\right) * 100$$

2.1.2.1.5.4.Densidad de energía.

La densidad de energía se calcula empleando la ecuación 2. Donde I es la intensidad de corriente (A), t_d es el tiempo de descarga (h), E es el potencial de celda (V) y dt es el diferencial de tiempo (Fuller & Harb, 2018).

Ecuación 6

$$I * \int_0^{t_d} E dt$$

La eficiencia de estas celdas está directamente relacionada con los pares de sustancias presentes en el sistema que participan en las reacciones electroquímicas, dada la gran diversidad de potenciales termodinámicos de las mismas (y que se abordan en la siguiente sección). Se ha comprobado que la utilización de pares redox solubles en concentraciones elevadas conlleva a un aumento en la densidad de energía y contribuye a mejorar la eficiencia de la celda (Rodríguez Hernández, 2020).

2.1.2.1.5.5.Densidad de potencia.

La densidad de potencia es la cantidad de energía que puede liberar una batería de manera rápida y eficiente y se calcula haciendo uso de la ecuación 7.

Ecuación 7

$$\frac{I}{t_d} * \int_0^{t_d} E dt$$

Donde t_d es tiempo de descarga, I es la corriente E es el potencial de celda y dt es el diferencial de tiempo.

2.2. Potencial de celda.

El potencial de celda se estima mediante una ecuación empírica conocida como la ecuación de Shepherd (ecuación 8), la cual se muestra a continuación;

Ecuación 8

$$E = E_0 - \frac{K * Q}{Q - it} - (R_{int} * i) + (A * e^{-B*it})$$

Donde E representa el potencial de celda (V), E_0 denota la constante de voltaje de la batería (V), K corresponde al voltaje de polarización (V), Q indica la capacidad de la batería (Ah), $i \cdot t$ representa el estado de carga instantáneo (Ah), A es el voltaje en el inicio de la zona exponencial (V), B se define como el inverso de la constante de tiempo de la zona exponencial (Ah), i representa la intensidad instantánea (A), y R_{int} simboliza la resistencia interna (Ω) (Martínez Bertran, 2017). Cabe destacar que todos estos parámetros se obtienen mediante la recopilación de datos experimentales durante la operación de la batería.

2.3. Pares redox.

Se hacen referencia a sistemas de pares redox solubles cuando este se compone de dos especies iónicas que cederán o recibirán electrones durante una reacción electroquímica, y que se encuentran representados como Ox_1/Red_1 . Para que ocurra

una reacción de esta naturaleza, son necesarias dos semirreacciones o sistemas redox separados. En uno de ellos, actúa como un electrodo con carga negativa (cátodo durante la carga), mientras que, en el otro, opera como un electrodo con carga positiva (ánodo durante la carga) (Manahan, Liu, Gross, & Mench, 2013).

En la tabla 2 se presentan algunos de los sistemas redox más frecuentemente empleados en la literatura.

Tabla 2 Sistemas Redox utilizados para el estudio de las Baterías de Flujo Redox (Rodríguez Hernández, 2020).

Nombre	Reacción	E° (V)
Hierro-Cromo	$Fe^{2+} - e^{-} \leftrightarrow Fe^{3+}$	0.77
	$Cr^{3+} + e^{-} \leftrightarrow Cr^{2+}$	-0.41
Bromuro-Polisulfuro	$3Br^{-} - 2e^{-} \leftrightarrow Br_3^{-}$	1.09
	$S_4^{2-} + 2e^{-} \leftrightarrow 2S_2^{2-}$	N/A
Bromo-Zinc	$3Br^{-} - 2e^{-} \leftrightarrow Br_3^{-}$	1.09
	$Zn^{2+} + 2e^{-} \leftrightarrow Zn^0$	-0.76
Vanadio	$VO^{2+} + H_2O - e^{-} \leftrightarrow VO_2^{+} + 2H^{+}$	1.00
	$V^{3+} + e^{-} \leftrightarrow V^{2+} + V$	-0.26
Vanadio-Polihaluro	$2Br^{-} + Cl^{-} \leftrightarrow ClBr_2^{-} + 2e^{-}$	N/A
	$V^{3+} + e^{-} \leftrightarrow V^{2+}$	-0.26
Vanadio-Cerio	$Ce^{3+} + e^{-} \leftrightarrow Ce^{4+}$	1.84
	$V^{3+} + e^{-} \leftrightarrow V^{2+}$	-0.26
Zinc-Cerio	$Ce^{3+} + e^{-} \leftrightarrow Ce^{4+}$	1.84
	$Zn^{2+} + 2e^{-} \leftrightarrow Zn^0$	-0.76
Zinc-Hierro	$Fe^{2+} - e^{-} \leftrightarrow Fe^{3+}$	0.77
	$Zn^{2+} + 2e^{-} \leftrightarrow Zn^0$	-0.76

2.4. Simulación del sistema de almacenamiento de energía de la batería.

En la actualidad, disponemos de herramientas altamente avanzadas y potentes que nos permiten analizar sistemas completos mediante el uso de modelos matemáticos. Estas herramientas, conocidas como simuladores, facilitan la comprobación y verificación de datos experimentales (reales) en comparación con datos generados por software. La simulación de del proyecto se realizó con ayuda de los softwares de Microsoft Excel y Origin 9, en el primer software se realizaron los cálculos de las diversas ecuaciones planteadas más adelante y el segundo se utilizó para realizar las integraciones de la densidad de energía y densidad de potencia.

2.5. Evaluación económica.

2.5.1. Indicadores económicos.

La sostenibilidad económica se evalúa teniendo en consideración la factibilidad de la inversión correspondiente. Los aspectos económicos clave que impactan en el sistema incluyen los gastos de inversión iniciales, los costos de operación y mantenimiento, junto con el costo de generar energía eléctrica y los gastos para reemplazar componentes cuando alcancen el final de su vida útil. Además, el análisis económico tiene en cuenta los incentivos, los métodos de financiamiento y la tasa de interés utilizada. Dentro de los indicadores económicos más comunes empleados para evaluar el rendimiento de sistemas híbridos, según lo identificado en la muestra de artículos estudiados, se destacan el Costo Actual Neto (NPC) y el Costo de Energía (COE) (Mazzeo, y otros, 2021).

2.5.2.Indicadores ambientales

La evaluación ambiental tiene en cuenta las posibles repercusiones del sistema híbrido en el entorno, con el propósito de identificar acciones destinadas a disminuir las emisiones. Aunque es menos común que los análisis de aspectos energéticos y económicos existen numerosos indicadores ambientales, siendo la cantidad de emisiones (E) uno de los más significativos como os que se muestran en la tabla 3 (Mazzeo, y otros, 2021).

Tabla 3 Efectos ambientales de una batería de flujo redox de vanadio y una batería de flujo redox de zinc y cerio. Fuente: (Fernandez Marchante, Millán, Medina Santos, & Lobato, 2020).

Categoría de impacto	Unidad	Valor		Desviación estándar		Valor de impacto potencial			
		VRFB	Zn/Ce RFB	VRFB	Zn/Ce RFB	VRFB		Zn/Ce RFB	
Calentamiento global (GWP100a)	Kg CO ₂ eq	136.5	224.4	10.5	18.8	117.9	159	191.4	264.9
Agotamiento abiótico	Kg Sb eq	0.00141	0.00167	0.000271	0.000429	0.000994	0.00205	0.00111	0.00269
Agotamiento abiótico (combustibles fósiles)	MJ	2050	3680	398	607	1610	3080	2660	5030
Degradación de la capa de ozono	Kg CFC-11 eq	0.00305	0.000408	9.98E-06	0.0000169	0.0000211	0.0000611	0.0000203	0.0000779
Toxicidad humana	Kg 1.4-DB eq	225	301.6	66	60.5	133	400	209	446
Ecotoxicidad acuática en agua dulce	Kg 1.4-DB eq	59.1	69.8	27.1	21.9	28.7	113	41.3	126
Ecotoxicidad terrestre	Kg 1.4-DB eq	0.782	1.51	0.131	0.481	0.643	1.14	0.868	2.79
Ecotoxicidad acuática marina	Kg 1.4-DB eq	186000	1110000	82300	329000	92400	383000	593000	1910000
Oxidación fotoquímica	Kg C ₂ H ₄ eq	0.0687	0.0806	0.0141	0.0104	0.0491	0.103	0.0627	0.102
Acidificación	Kg SO ₂ eq	1.67	1.55	0.351	0.211	1.19	2.57	1.19	1.97
Eutrofización	Kg PO ₄ eq	0.286	0.372	0.114	0.117	0.179	0.58	0.25	0.681

En la tabla 3 se enlista una serie de categorías de impacto ambiental que causan las VRFB y las baterías de flujo redox de Zinc/Cerio, de acuerdo con el análisis realizado por Fernández Marchante et, al. (2020) los impactos ambientales causados por las baterías de flujo redox de Zinc/Cerio son mayores a los causados por las VRFB, excepto en la acidificación en la cual la VRFB tiene un mayor valor esto debido a la concentración del disolvente que se utiliza en electrolito de vanadio pudiéndose llegar a convertir en un problema ambiental si se realiza una inadecuada disposición final de este elemento del sistema una vez terminada su vida útil, pudiendo contaminar un manto freático, un cuerpo de agua o suelo cambiando su pH y afectando dicho ecosistema acuático o terrestre. Pero, en general este tipo de baterías (VRFB) son menos contaminantes que otros sistemas presentes en el mercado.

2.5.3.Indicadores sociales.

Los indicadores sociales se encargan de medir los efectos tanto adversos como beneficiosos de la implementación de sistemas de energía renovable en la salud humana, incluyendo la reducción de emisiones perjudiciales, así como el impacto en el bienestar social mediante la creación de nuevas oportunidades de empleo. Es importante destacar que este tipo de análisis es menos común, con escasos indicadores identificados en la literatura (Mazzeo, y otros, 2021).

2.5.4.Otras metodologías.

Mazzeo et al. (2021) llevaron a cabo un análisis exhaustivo de una selección de 550 artículos de mayor relevancia disponibles en la literatura. El objetivo era ofrecer una visión amplia y abarcaría de diversos aspectos relacionados con sistemas híbridos. Se realizaron clasificaciones y evaluaciones de la distribución geográfica y climática de los estudios, la configuración de los sistemas, su modo de funcionamiento y tamaño, los posibles usos previstos y las metodologías de investigación utilizadas, que incluyen técnicas de dimensionamiento y tipologías de análisis, además del software empleado. El propósito era proporcionar un análisis cualitativo y cuantitativo del estado actual de la investigación en sistemas híbridos

3

Metodología.

3.1. Celda modelo.

El modelo fue alimentado con datos de una batería de flujo redox de vanadio (VRFB por sus siglas en inglés) de 4 W propuesta por Patiño Cantero en (2019).

La configuración de Patiño Cantero (2019) consta de dos recipientes de 250 ml cada uno, conteniendo 68 ml de electrolito de una disolución de vanadio con una concentración de 1.6 mol/L. La pila está compuesta por una única celda que incorpora una membrana de intercambio catiónico, específicamente Nafion 115. Los electrodos, constituidos por dos piezas de fieltro de carbono, están montados sobre una placa de grafito. El intervalo de densidad de corriente aplicada varía desde 50 mA/cm² hasta 80 mA/cm². La configuración presenta un peso de 1.36 kg, un área activa de 24.42 cm² (figura 3), y opera con una intensidad de corriente máxima de 3.25 A durante 0.9 horas.

3.2. Metodología para evaluar el valor y factibilidad de los sistemas de almacenamiento de energía

En marzo de 2020, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) publicó el informe "Electricity Storage Valuation Framework" (ESVF). Este documento presenta directrices para evaluar el valor de los sistemas de generación renovable y almacenamiento de energía, con el propósito de garantizar la viabilidad de los proyectos y comparar los beneficios que ofrecen con otras alternativas capaces de aportar flexibilidad al sistema. Con el fin de abordar este objetivo, se implementó la metodología estructurada en las siguientes fases. (González Sanz, 2020):

3.2.1. Fase 1: Identificar los servicios que el almacenamiento puede dar para apoyar la integración de las energías renovables.

En esta fase se identificaron los servicios que el almacenamiento podía proporcionar. Se clasificaron en función de la aplicación a la que vaya a ser destinado, de acuerdo con su eficiencia, tasa mínima y máxima de descarga, DoD%, temperatura máxima de operación, estabilidad térmica, gasto de almacenamiento, gasto de PSC, desarrollo y construcción, costo de operación, densidad de energía y de potencia, vida útil y maduración de la tecnología. El almacenamiento de electricidad indirectamente puede proporcionar servicios secundarios en paralelo a su función primaria originalmente planificada. Por lo tanto, la contribución del almacenamiento de electricidad para facilitar la integración de energías renovables variables (VRE por sus siglas en inglés) pudo ser indirecta (González Sanz, 2020).

3.2.2. Fase 2: Relacionar las tecnologías de almacenamiento adecuadas para los servicios identificados.

De los servicios de almacenamiento identificados en la fase anterior se contempla un análisis exhaustivo de los parámetros técnicos y comerciales de las tecnologías de almacenamiento de electricidad vigentes para la determinación de la más adecuada para el servicio seleccionado. Los parámetros técnicos y comerciales que se consideran de las tecnologías de almacenamiento son los siguientes (González Sanz, 2020):

- Parámetros técnicos: Velocidad de carga, velocidad de descarga, densidad de energía, densidad de potencia.
- Parámetros comerciales: inversión necesaria en almacenamiento, costos de operación y mantenimiento, vida útil, costos por almacenamiento de energía y madurez de la tecnología.

3.2.3. Fase 3: Analizar el valor del sistema de almacenamiento en comparación con otras opciones de flexibilidad.

En esta fase se evalúa el almacenamiento tanto por su eficacia en la prestación de servicios identificados como por su atractivo económico en comparación con otras alternativas. La comparación se realiza contemplando tanto el menor coste de expansión como los costes de producción (González Sanz, 2020).

El enfoque con el que se estima el valor de almacenamiento en todo el sistema eléctrico comprende los siguientes pasos (González Sanz, 2020):

1. Se identifica la inversión necesaria: El almacenamiento de electricidad se considera junto con otras tecnologías alternativas en un proceso de expansión de

capacidad de menor coste. Se considera también los costes de producción para una estimación precisa del valor durante el período de estudio.

2. Una comparación de los costes totales entre las diversas tecnologías de almacenamiento proporciona el valor total que el almacenamiento puede aportar durante el período de estudio.

En general, los principales tipos de beneficios que se pueden estimar siguiendo la metodología propuesta anteriormente se relacionan con la reducción de los costes y la reducción de las necesidades de inversión.

El ahorro se consigue al diferir la necesidad de inversión en infraestructuras alternativas de capacidad o de transporte y distribución. Las reducciones se pueden estimar utilizando los resultados de los modelos de costes de producción. Se puede distinguir costes variables de operación y mantenimiento (O&M), coste de emisiones si corresponde, etc.

El análisis a nivel de sistema se propone para utilizarse y estudiar sistemas de almacenamiento de electricidad independientes. Una unidad de almacenamiento podría ser un activo propiedad de utilidades, u operar de forma independiente en un entorno de mercado específico (González Sanz, 2020).

3.2.4. Fase 4: Simular la operación del sistema de almacenamiento y la acumulación de beneficios por distintas fuentes de ingresos.

En esta fase se analiza la operación teórica de una batería de flujo redox de vanadio, considerando los ingresos por venta de energía al combinar los costes de inversión, de mantenimiento y operación, de depreciación, de almacenamiento, la tasa interna de retorno y la vida útil, así como también, los distintos escenarios de operación que comprenden desde 0.75 hasta 3.25 A en un periodo de tiempo de 0.9 horas, y considerando el entorno específico en el que se encuentre el sistema, dado que gran parte de los beneficios dependerán del mercado y la regulación (González Sanz, 2020).

Así mismo, se seleccionarán varios modelos de la literatura para la parte económica y otro para la parte técnica. Para este último análisis se utiliza un modelo empírico para tratar de simular la operación del sistema en función de ciertos parámetros y en diversos escenarios de operación descritos más adelante (González Sanz, 2020).

3.2.5. Fase 5: Evaluar la viabilidad del proyecto del sistema de almacenamiento.

Para la fase 5 de este proyecto se decidió utilizar una metodología propuesta por Liang (2011), la cual tuvo la finalidad de implementar un Análisis Costo-Beneficio (ACB), se cuantificó los valores de costos y beneficios asociados a un sistema de almacenamiento de energía. Al calcular los valores presentes de costos y beneficios, se logró determinar la discrepancia entre los beneficios y los costos. Esta disparidad fue crucial para evaluar la eficiencia financiera o económica del proyecto. Se examinaron tres dimensiones distintas en el análisis financiero al utilizar el enfoque de análisis costo-beneficio.

Los costos y beneficios: En el análisis financiero (como se muestra en el diagrama 1), se evalúan los costos y beneficios financieros.

Los pagos de transferencia, como subsidios e ingresos por tarifas de venta de energía, se consideraron en este análisis porque consumen y generan un valor nuevo para la sociedad.

En el análisis financiero, se utilizaron directamente el valor de mercado para la determinación de los costos y beneficios financieros.

El análisis financiero integrado pudo evaluar de manera sistemática y completa el sistema de almacenamiento de energía aplicando el marco de evaluación del diagrama 1 (Liang, 2011).

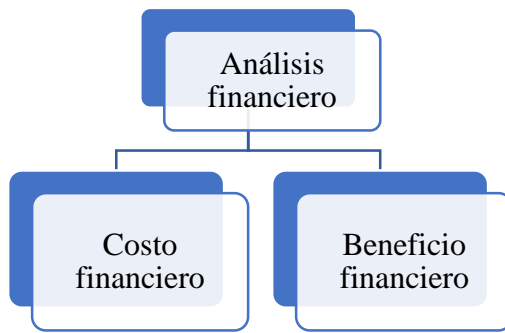


Diagrama 1 Marco de evaluación del análisis financiero. Fuente: *(Liang, 2011)*.

4

Resultados.

4.1. Identificación de los servicios que el sistema de almacenamiento puede abastecer.

Para la identificación de los servicios que el sistema de almacenamiento podría cubrir, se tomó como referencia el consumo bimestral de una casa o vivienda promedio, el cual reporta un consumo de 200 KWh, para ello se realizaron las siguientes estimaciones presentadas en la tabla 4.

Tabla 4 Estimaciones de la potencia de la batería con respecto al consumo de la vivienda.

Perspectiva	Valor
Consumo bimestral (KW)	200
Consumo por hora (KWh)	0.1369863
Horas de un bimestre	1460
Diferencia del consumo y producción (KWh)	54
Precio de consumo (\$/KWh)	\$1.01
Costo por la diferencia de 54 KWh	\$54.27
Costo que se pagaría por 200 KWh	\$201.00

En la tabla anterior, se considera un consumo promedio para una casa donde habiten 4 personas. Desde que este sistema se pudiera llevar a comunidades remotas donde no hay acceso al suministro de energía eléctrica y poder ser acoplado a un sistema de generación de energía renovable, se estaría contribuyendo al factor social.

Se consideró el precio del KWh de \$1.01 de acuerdo con la tarifa establecida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tal y como se muestra en un recibo de luz (ver anexos), para realizar las estimaciones anteriores, así mismo, este tipo de proyectos se realizan con proyecciones a 20 años para poder considerarse como rentables o redituables.

4.1.1. Selección de la tecnología de almacenamiento adecuada para los servicios identificados.

Para la selección de la VRFB como la tecnología más adecuada para las necesidades de consumo mencionadas con anterioridad, se compararon ciertos parámetros que se describen en la tabla 5, así mismo, se analizaron tecnologías similares.

Tabla 5 Parámetros técnicos y comerciales de las distintas tecnologías de almacenamiento de energía. Fuente: (González Sanz, 2020).

Parámetros	VRLA	Bomba de hidrógeno	CAES	NMC	LFP	NaS	VRFB
Eficiencia (Ac to AC) (%)	82	80	60	92	86	80	70
C Rate min	C/10	C/20	C/10	C/4	C/4	C/8	C/8
C Rate max	2C	C/6	C/4	2C	2C	C/6	C/4
DOD (%)	60	80	80	90	90	80	100
Temperatura máxima de operación (° C)	50	NA	NA	55	60	NA	50
Estabilidad térmica	Alto	NA	NA	Medio	Alto	Medio	Alto
Gasto de almacenamiento (\$/kWh) (dólares)	147	21	52.5	420	578	525	347
Gasto PSC (\$/kW) (dólares)	300	840	945	300	300	300	1312
Desarrollo y construcción (años)	0.25	5	3	0.25	0.25	0.5	1
Costo de operación (\$/kWh) (dólares)	3	2	1	6	6	8	21
Densidad de energía (Wh/kg)	40	NA	NA	180	130	65	7
Densidad de energía (Wh/L)	90	NA	NA	420	270	40	4
Densidad de potencia (W/kg)	10	NA	NA	40	25	8	2
Vida (ciclos)	1500	50000	50000	2000	2500	5000	130000
Maduración de la tecnología	M	M	C	C	C	C	D

Nota: Los precios dados en la tabla anterior están en dólares estadounidenses.

Donde:

- VRLA: Válvula de regulación de plomo-ácido.
- CAES: Almacenamiento de energía por aire comprimido.
- NMC: Niquel, managaneso y óxido de cobalto.

- LFP: Litio-fosfato de hierro.
- NaS: Sulfato de sodio.
- VRFB: Batería de flujo redox de vanadio.

Las VRFB (Baterías de Flujo Redox de Vanadio) exhiben ciertas desventajas en comparación con otras tecnologías; no obstante, ciertas características inherentes a dicha tecnología motivó la elección de esta. Entre estas características destacan los ciclos de vida prolongados, la mínima generación de residuos y, por ende, contribuyen significativamente al aspecto ambiental. Además, la necesidad mínima de sustituir componentes en estos dispositivos resulta en una reducción sustancial de los costos asociados con la operación y el mantenimiento, lo que las posiciona como alternativas económicamente atractivas. Estos aspectos fueron considerados en la selección de las VRFB, evidenciando su idoneidad en términos de sostenibilidad y eficiencia. Revisiones bibliográficas respaldan la fundamentación de estas afirmaciones, subrayando la importancia de considerar estos aspectos al evaluar las tecnologías de almacenamiento de energía. Es importante mencionar que en el capítulo 2 se abordó como se podían obtener mediante cálculos matemáticos los parámetros mencionados en la tabla anterior.

4.2. Simulación de la operación del sistema de almacenamiento.

4.2.1. Revisión bibliográfica de los modelos matemáticos utilizados en la literatura para el balance de energía.

En la tabla 6 se muestra una revisión bibliográfica de los modelos utilizados para el balance de energía y en la tabla 7 se muestran los modelos matemáticos utilizados para el análisis económico, del conjunto de modelos propuestos por la literatura.

El modelo mejorado de Shepherd utiliza un enfoque que proporciona una representación más detallada de los fenómenos electroquímicos y de transporte que

ocurren en la celda. Shepherd aborda aspectos fundamentales como las reacciones de oxidación-reducción, la difusión de especies y las pérdidas de energía. Su aplicación permite prever el comportamiento de la batería bajo varios escenarios de operación, facilitando el diseño y la toma de decisiones informadas.

Tabla 6 Revisión bibliográfica de los distintos modelos matemáticos para la simulación técnica. los modelos etiquetados con * fueron los seleccionados para la simulación (2/1).

Nombre	Modelo	Referencia	Ecuación
Voltaje de celda	$E_{cell} = E_{formal} + \frac{RT}{zF} \ln\left(\frac{c_2^{cell} * c_5^{cell}}{c_3^{cell} * c_4^{cell}}\right)$	(Moreno Yerro, 2020)	9
Modelo de Shepherd	$V_{cell} = U - IR_{int} - K\left(\frac{Q}{Q - It}\right)I + A \exp\{BQ^{-1}It\}$	(Fuller & Harb, 2018)	10
Modelo mejorado de Shepherd*	$E = E_0 - \frac{K * Q}{Q - it} - (R_{int} * i) + (A * e^{-B*it})$	(Martínez Bertran, 2017)	8
Voltaje de polarización *	$K = (E_{max} - E_{nom}) + (A * e^{-B*it} - 1) * \left(\frac{it * Q_{nom}}{Q_{nom}}\right)$	(Martínez Bertran, 2017)	11
Voltaje en el inicio de la zona exponencial*	$A = E_{max} - E_{exp}$	(Martínez Bertran, 2017)	12
Inverso de la constante de tiempo de la zona exponencial*	$B = \frac{3}{Q_{exp}}$	(Martínez Bertran, 2017)	13

Tabla 6 Revisión bibliográfica de los distintos modelos matemáticos para la simulación técnica. los modelos etiquetados con * fueron los seleccionados para la simulación (2/2).

Nombre	Modelo	Referencia	Ecuación
Potencial termodinámico*	$E_0 = E_{max} + K + (R_{int} * i) - A$	(Martínez Bertran, 2017)	14
Resistencia del electrolito	$R_{electrolito} = r * \frac{L}{A}$	(Rivera Iturbe, Rivero, & Castañeda-Záldivar, 2021)	15
Resistencia de la membrana*	$r_{membrana} = \frac{1}{\sigma}$ $R_{membrana} = r_{membrana} * \frac{L}{A}$	(Rivera Iturbe, Rivero, & Castañeda-Záldivar, 2021)	16
Resistencia interna de la batería*	$R_{int} = R_{electrolito} + R_{membrana}$	(Rivera Iturbe, Rivero, & Castañeda-Záldivar, 2021)	17
Densidad de energía*	$I * \int_0^{t_d} E dt$	(Fuller & Harb, 2018)	6
Densidad de potencia*	$\frac{I}{t_d} * \int_0^{t_d} E dt$	(Fuller & Harb, 2018)	7

Donde:

- E_{cell} : Voltaje de celda (V).
- E_{formal} : Potencial estándar de la celda (V).
- R: Constante universal de los gases.

- T: Temperatura de la celda (K).
- Z: El número de electrones transferidos es igual 1.
- F: Constante de Faraday es igual a 96500 (A*s/mol).
- V_{cell} : Voltaje de celda (V)
- U: Potencial estándar de la celda (V).
- I: Intensidad de corriente (A).
- R_{int} : Resistencia interna de la batería (Ω).
- $R_{electrolito}$: Resistencia del electrolito (Ω).
- r : Resistividad del electrolito.
- L: Profundidad de la celda (cm).
- A: Área activa de la celda (cm^2).
- $r_{membrana}$: Resistividad de la membrana.
- σ : Conductancia (Ω/cm).
- $R_{membrana}$: Resistencia de la membrana (Ω).
- L: Largo de la membrana (cm).
- A: Área de la membrana (cm^2).
- K: Voltaje de polarización (V).
- Q: Capacidad de la batería (Ah).
- $i \cdot t$: Estado de carga instantáneo (Ah).
- A: Voltaje del inicio de la zona exponencial (V).
- B: Inverso de la constante de tiempo de la zona exponencial (A*h).
- E: Voltaje de celda (V).
- E_0 : Potencial de estándar de la celda (V).
- E_{max} : Voltaje de cuando la batería está cargada al máximo (V).
- E_{nom} : Voltaje nominal de la batería (V).
- Q_{nom} : Capacidad nominal de la batería (Ah).
- E_{exp} : Voltaje de la zona exponencial de la batería (V).
- Dt: Diferencial de tiempo.

Tabla 7 Modelos utilizados para la estimación de la viabilidad económica.

Nombre	Modelo	Referencia	Ecuación
Costo inicial (inversión)*	$U_I = U_C + U_D$	(Liang & Van Dijk, 2012)	18
Costo de operación y mantenimiento*	$U_{O\&M} = \sum_{t=1}^n \frac{U_t}{(1+r)^t}$	(Liang & Van Dijk, 2012)	19
Valor presente del costo financiero*	$fc_{pv} = U_I + U_{O\&M}$	(Liang & Van Dijk, 2012)	20
Valor presente de los beneficios financieros*	$fb_{pv} = \sum_{t=1}^n \frac{fb_{r(t)}}{(1+r)^t} + fb_s$	(Liang & Van Dijk, 2012)	21
Relación de los beneficios y el costo financieros *	$r_{fb/fc} = \frac{fb_{pv}}{fc_{pv}}$	(Liang & Van Dijk, 2012)	22

Donde:

- U_I : Inversión inicial.
- U_C : Costo de materiales.
- U_D : Costo de depreciación.
- $U_{O\&M}$: Costo de operación y mantenimiento.
- U_t : Costo de operación y mantenimiento ocurrido en el año.
- t: Tiempo (años).
- r: Tasa de retorno.
- n: Tiempo de evaluación (años).

- fb_{pv} : Valor presente del costo financiero.
- fc_{pv} : Valor presente del costo financiero.
- fb_{pv} : Valor presente de los beneficios financieros.
- $fb_{r(t)}$: Ingresos que se producen en el año.
- fb_s : Subsidios para inversión inicial.
- $r_{fb/fc}$: Relación de los beneficios y el costo financieros.

En el caso de este estudio que se considera teórico casi todos los parámetros técnicos fueron extraídos de la literatura y otros fueron calculados, considerando ciertas condiciones como el tamaño de la celda y que utilizará el mismo tipo de electrolito (vanadio). Por ejemplo, los siguientes parámetros fueron calculados con ayuda de algunas ecuaciones citadas en la sección anterior; el potencial de celda fue estimado con los ciertos datos mencionados en la tabla 8 y variando las intensidades de corriente, así mismo, el voltaje de polarización se estimó a raíz de otros parámetros que más adelante se explica cómo fue calculado, el estado de carga instantáneo debe ser deducido ya que este depende y cambia con forme pasa el tiempo, así también, el voltaje del inicio de la zona exponencial y el inverso de la constante de tiempo de la zona exponencial son parámetros que más adelante se explican cómo fueron computados, por otro lado, la constante de voltaje de la batería es un parámetro que tiene que ser extraído de la literatura, al igual que, la capacidad de la batería, la intensidad instantánea es un valor predeterminado pues existe una intensidad máxima a la que puede operar la celda de acuerdo al fabricante y por último, la resistencia interna es un dato que dependerá de la conductancia de la membrana, la resistividad del electrolito y la membrana así como del área activa de la celda.

Para el caso de los parámetros económicos se sugiere sean extraídos de proveedores a través de cotizaciones, esto con el fin de que se tenga un precio o costo lo más apegado a la realidad.

Por último, mencionar que la extracción de datos de la literatura y la estimación o computación de algunos de estos se realiza así ya que no todos los parámetros se

encuentran de forma explícita en la literatura, a pesar de que los pares redox de vanadio para las baterías de flujo redox son de los más estudiados en la actualidad. Así también, decir que la metodología que se empleó se quiere validar en un futuro para el uso de datos teóricos.

4.2.2. Cálculo de diversas figuras de mérito para determinación del comportamiento teórico de la batería.

En la tabla 8 podemos observar una serie de parámetros que fueron extraídos de la literatura específicamente de Patiño Cantero (2019). Dichos parámetros fueron utilizados para alimentar el modelo empírico conocido como ecuación de Shepherd (ecuación 8), dicho modelo se utilizó para obtener el potencial de celda. El modelo fue puesto a prueba con los datos experimentales de una VRFB: de 4 W propuesta por Patiño Cantero en (2019) la cual es una batería considerada de escala de laboratorio.

Tabla 8 Parámetros extraídos de Patiño Cantero (2019) para alimentar el modelo mejorado de Shepherd.

Parámetros	Simbología	Valor	Unidades
Potencial termodinámico	E_0	1.3	V
Capacidad de la batería	Q	2.92	Ah
Intensidad instantánea	i	0.75-3.25	A
Voltaje máximo de la batería	E_{max}	1.35	V
Voltaje de la zona exponencial	E_{exp}	0.8	V
Capacidad en la zona exponencial	Q_{exp}	0.0005	A*h
Voltaje nominal	E_{nom}	1.2	V
Capacidad nominal	Q_{non}	0.05	A*h

Uno de los primeros cálculos que se realizaron fue el voltaje de polarización haciendo uso de la ecuación 11 en diferentes escenarios de operación como lo son las intensidades de corriente que fueron desde 0.75 a 3.25 A ya que como lo establece la literatura de Patiño Cantero (2019) la intensidad máxima de corriente a la que podía operar dicha batería es de 3.25 A, por lo que se decidió probar a intensidades corriente más bajas con saltos de 0.5 A para poder observar si existía un mejor comportamiento de la misma.

4.2.2.1. Cálculo del voltaje de polarización.

En relación con el voltaje de polarización, se encuentra vinculado a las pérdidas energéticas que surgen durante los ciclos de carga y descarga. Como se puede apreciar en el gráfico 1 el voltaje obtenido en la prueba de 3.25 A fue un voltaje de polarización negativo.

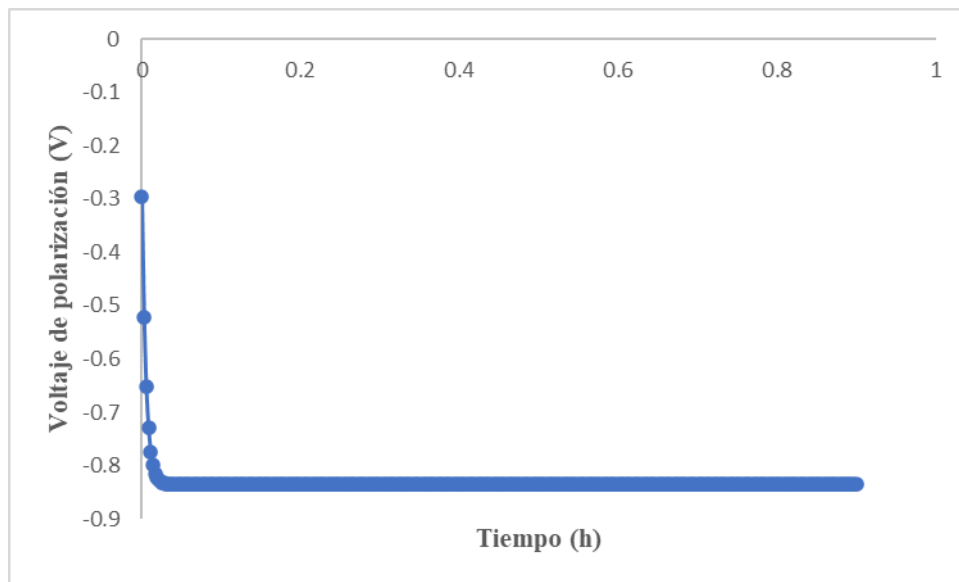


Gráfico 1 Voltaje de polarización.

El voltaje de polarización del gráfico 1 indica que pudieran estar pasando reacciones secundarias no deseadas o pérdidas de eficiencia en el sistema. Este fenómeno pudiera ser causado por diversos factores, como la degradación de los electrodos, contaminantes en los electrolitos o condiciones de operación subóptimas.

Además, es un resultado esperado en este tipo de baterías ya que como lo marca la literatura las VRFB presenta una menor eficiencia en comparación de tecnologías de almacenamiento de energía como se muestra en la tabla 5.

4.2.2.2. Cálculo del potencial termodinámico.

El potencial termodinámico de la celda se calculó haciendo uso de la ecuación 14 presentada en la tabla 6. Este potencial termodinámico hace referencia a la capacidad que tiene la celda para realizar trabajo útil mediante la conversión de energía química en energía eléctrica. Este potencial está influenciado por la diferencia de potenciales estándar de reducción de las especies redox presentes en la solución de vanadio.

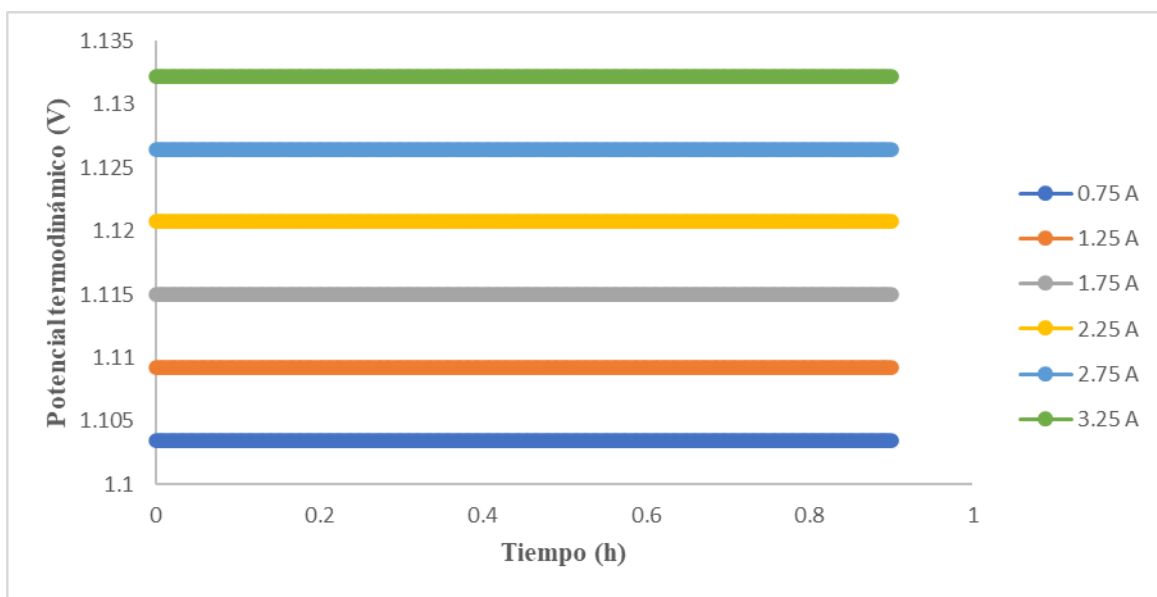


Gráfico 2 Potencial termodinámico de celda a diferentes intensidades de corriente.

El gráfico 2 sugiere que, la diferencia de potencial entre electrodos de la batería se mantiene constante a estas condiciones de operación (intensidades corrientes). El potencial termodinámico estable de una VRFB está intrínsecamente relacionado con las propiedades electroquímicas del sistema y las condiciones operativas. Se determina por la diferencia en los potenciales estándar de los pares redox de vanadio en las

soluciones de electrolito, ya que la celda se basa en reacciones de oxidación y reducción del vanadio.

Este potencial termodinámico estable también depende de la concentración de las especies de vanadio en ambas soluciones, así como de la temperatura y la presión. Mantener un potencial termodinámico estable es esencial para garantizar un rendimiento eficiente y sostenible de la VRFB, minimizando las pérdidas energéticas y mejorando la estabilidad del sistema a lo largo del tiempo.

4.2.2.3. Cálculo del potencial de celda.

El potencial de celda fue calculando utilizando la ecuación 8 de la tabla 6, este modelo matemático es una ecuación empírica conocida como la ecuación de Shepherd en una versión mejorada que la ecuación 10 que como reporta la literatura este modelo tiene la ventaja de no caer en bucle matemático, es decir, se refiere a una situación en las cuales las ecuaciones o relaciones generan soluciones que, al ser utilizadas para calcular nuevas variables, conducen a resultados que retroalimenta de manera cíclica o recurrente, sin converger a una solución estable o convergente. El motivo de elegir este modelo radica en su capacidad para describir de manera óptima el comportamiento teórico de la batería en un intervalo de 0.9 horas, abarcando intensidades de corriente que oscilan entre 0.75 y 3.25 A. Esta elección se realizó con base en las características fundamentales de dicho modelo coinciden con las del modelo original (ecuación 10). En otras palabras, ambos comparten la propiedad de que el estado de carga está condicionado por los parámetros internos de la batería, y que las curvas de carga y descarga se modelan empleando la misma ecuación.

En la formulación original del modelo, se presenta un término no lineal expresado como $K * \frac{Q}{Q-it} * i$. Al iniciar el flujo de corriente nuevamente, se observa una caída abrupta en el voltaje, como se ilustra en la gráfica 3. A pesar de este comportamiento, el modelo matemático está diseñado de manera que no compromete su estabilidad. La gráfica 3 sugiere que a pesar de existir pequeñas perturbaciones estas no generan un aumento exponencial creciente en esta.

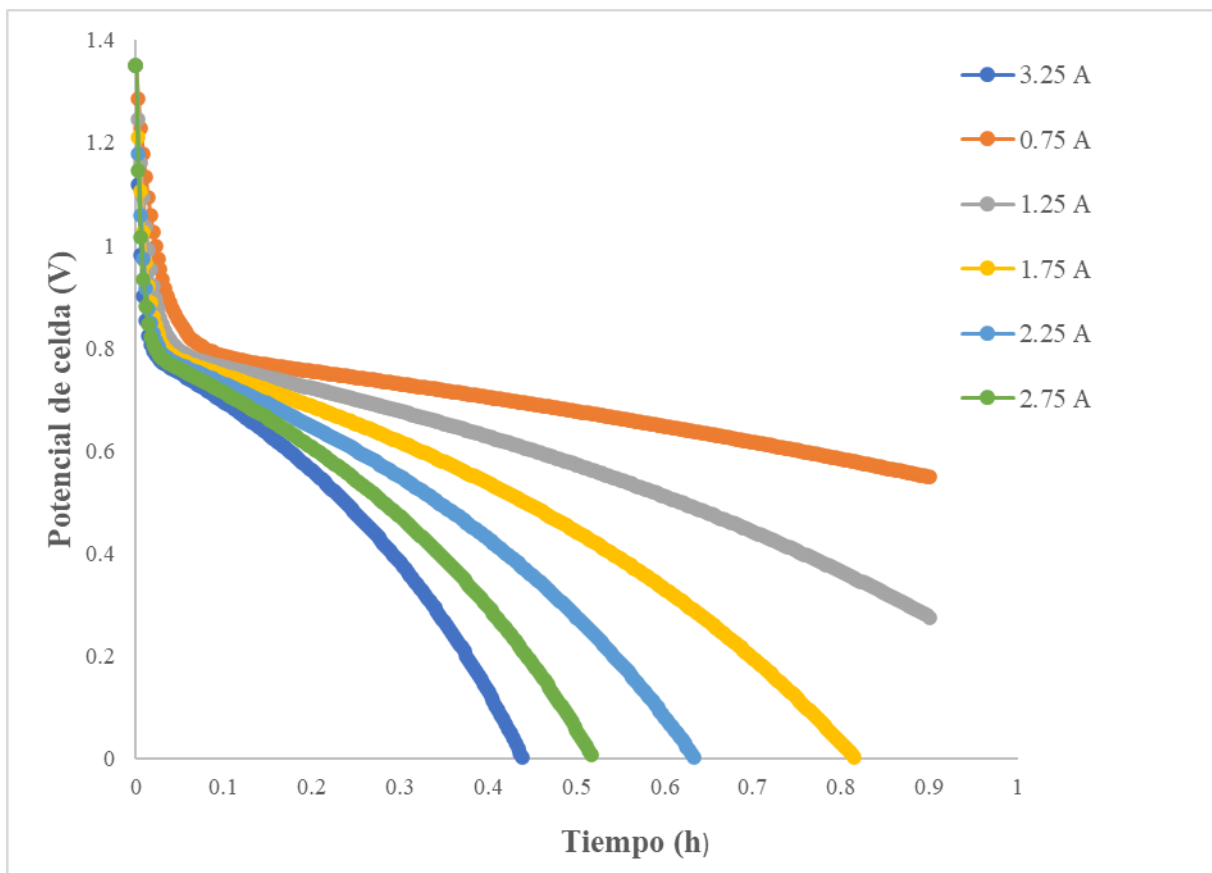


Gráfico 3 Potencial celda a diferentes intensidades de corriente.

La gráfica anterior sugiere que el modelo propuesto, cuando la batería está descargada por completo y no hay corriente circulando, el voltaje tiende a 0 V. También se ha detectado que la batería que se está evaluado a distintas intensidades de corriente, tiende a descargarse por completo en un lapso de 27 minutos a una intensidad de corriente de 3.25 A ya que esta es la intensidad de corriente máxima a la que puede operar la celda según la literatura, esta alta corriente puede provocar una disminución en la eficiencia de reacción electroquímica, generando pérdidas por resistencia iónica y óhmica (de acuerdo con el modelo de Shepherd mejorado). Además, las concentraciones de las especies redox activas en las soluciones de vanadio puede agotarse rápidamente a altas tasas de corriente afectando así la capacidad de la batería.

Por otro lado, la batería puede retener más voltaje por más tiempo a bajas tasas de corriente como lo es 0.75 A obtenido tiempos descarga de 0.9 horas. Las baterías de

flujo redox se diseñan para ser capaces de liberar energía a tasas moderadas y controlables. Esto se debe a las limitaciones en la cinética de las reacciones y a la necesidad de mantener una buena eficiencia energética a lo largo de múltiples ciclos de carga y descarga.

4.2.2.4. Cálculo de la densidad de potencia.

La densidad de potencia hace referencia a la cantidad de energía eléctrica que puede entregar la batería conforme va pasando el tiempo. De acuerdo con lo establecido en la literatura la batería tiene una potencia de 4 W a una intensidad de corriente de 3.25 A. esto nos deja ver que los cálculos previos haciendo uso de la ecuación 7 para determinar la densidad de potencia son certeros ya que se obtuvo lo predicho, así mismo, el uso de la ecuación 3 para determinar el potencial de celda (modelo de Shepherd) esencial para el cálculo de densidad de potencia es exacto.

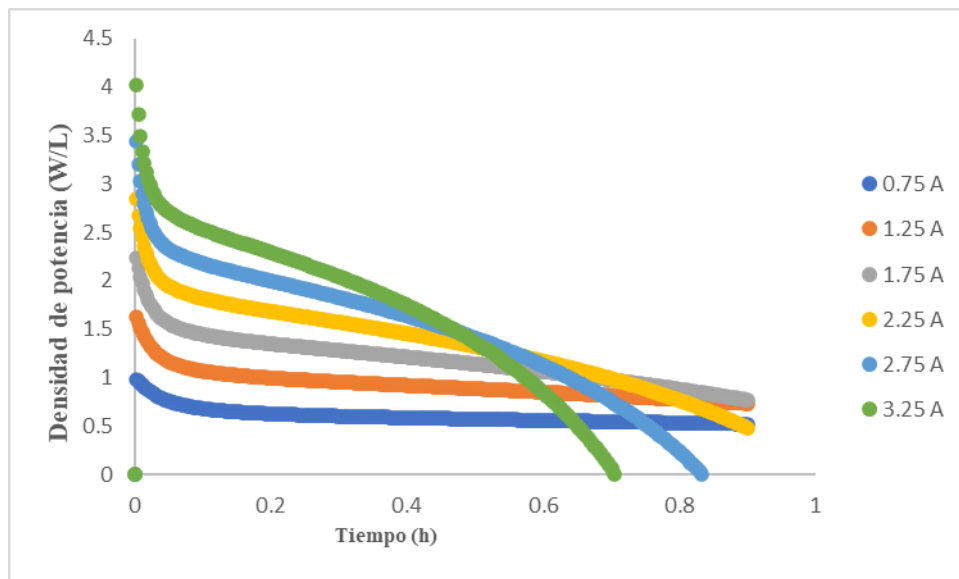


Gráfico 4 Densidad de potencia a distintas intensidades de corriente.

El gráfico 4 muestra la variación de la potencia de la batería en los distintos escenarios de operación. Con respecto al desempeño dinámico de la batería se puede apreciar que intensidades de corriente bajas como lo son 0.75 y 1.25 A la densidad de potencia baja, pero se mantiene constante a lo largo de 0.9 horas de operación. En el

caso de las intensidades de corrientes medias que van desde 1.75 a 2.25 A el desempeño de esta tiende a bajar su potencia al final del periodo de tiempo. Por último, el desempeño dinámico a intensidad de corriente altas como lo es 2.75 A la potencia llega hasta 0 A en 0.7 horas con lo cual no llega a término del tiempo de evaluación y en el mismo sentido de 3.25 A que de igual, manera no llega al término del periodo de evaluación. Los ciclos de carga y descarga la frecuencia y la profundidad podrían estar afectando en el desgaste de los electrodos y la membrana, influyendo en la eficiencia y la densidad de potencia a lo largo del tiempo en las intensidades de corriente más elevadas.

4.2.3. Curva de Ragone.

De acuerdo con Fuller y Harb (2018) a menudo la potencia y la energía son objeto de diseño clave de los sistemas de almacenamiento y generación de energía. Una curva de Ragone es una representación gráfica de la relación de la densidad de energía y la densidad de potencia de un sistema de almacenamiento de energía como el gráfico 5. Esta herramienta permite evaluar el rendimiento de distintas tecnologías de almacenamiento de energía. El análisis de esta curva es crucial para la determinación idónea de una tecnología en aplicaciones específicas, considerando la necesidad de alta densidad de energía o potencia en diferentes situaciones.

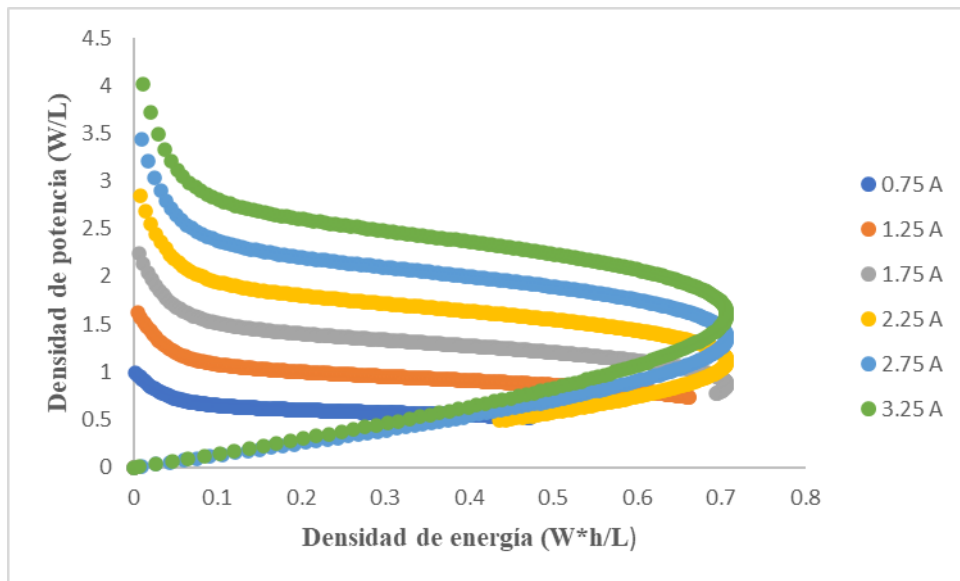


Gráfico 5 Curva de Ragone.

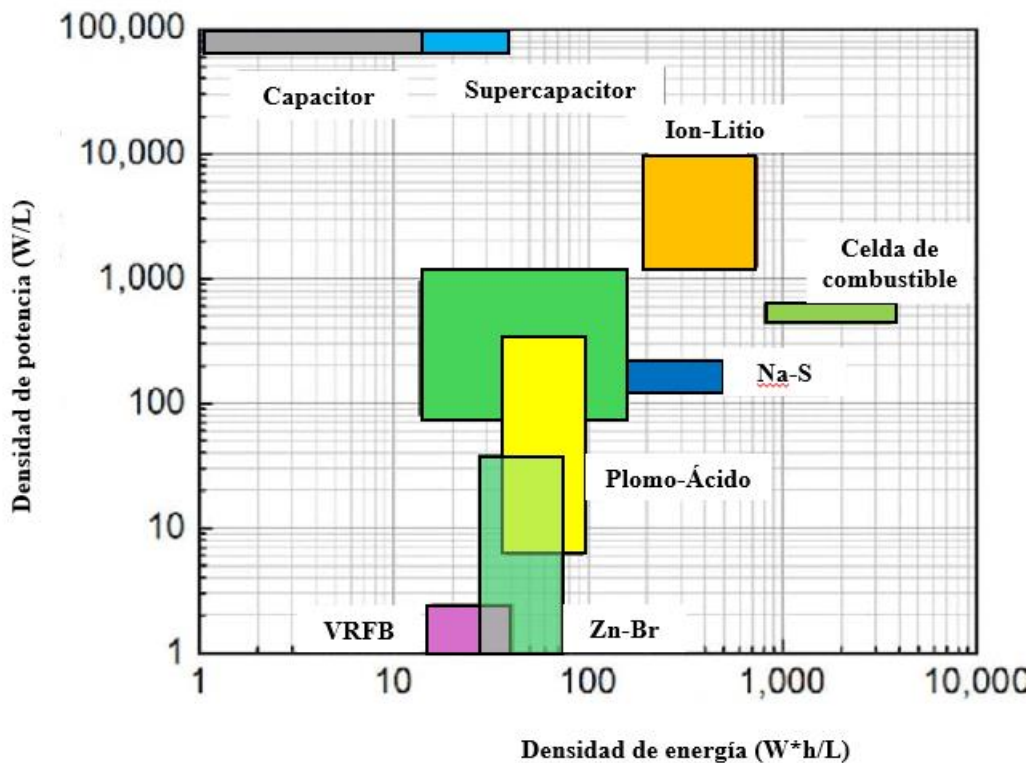


Gráfico 6 Curva de Ragone extraída de la literatura. Fuente: (Ryu, Hong, Lee, & Park, 2017).

Al analizar solo el gráfico el 5 este sugiere que el dispositivo evaluado se podría desempeñar mejor en aplicaciones donde se requiera una entrega de potencia más

rápida y eficiente que una alta demanda de energía, este comportamiento era esperado debido al tamaño de la celda al ser un dispositivo de escala de laboratorio el volumen de los contenedores de almacenamiento de electrolito es pequeña (250 ml), en las VRFB el volumen de los tanques está directamente relacionado con su densidad de energía.

Al comparar los gráficos 5 y 6, se aprecia que los valores de densidad de potencia se sitúan dentro del rango característico de una batería de flujo redox. Sin embargo, la densidad de energía no cumple con los criterios para ser clasificada como una batería, atribuible al tamaño del dispositivo. No obstante, la posibilidad de construir un apilamiento (stack por sus siglas en inglés) de 25 celdas podría situar los valores de estos parámetros en un rango adecuado para ser considerados como una batería. Es importante destacar que las baterías de flujo redox de vanadio típicamente exhiben una baja densidad de energía.

4.3. Análisis de la factibilidad del proyecto del sistema de almacenamiento.

4.3.1. Estimación de los costos de materiales.

En la tabla 9 se muestran algunos insumos críticos que se necesitan para la construcción de celda (figura 3). Estos fueron cotizados con tres proveedores distintos (se adjuntan las cotizaciones en los anexos), dichos precios son del 2023 haciendo que análisis se acerque más a los precios reales de hoy en día.

Tabla 9 Cotizaciones de partes al 2023.

Costo financiero	Unidades (cm ²)	Precio (MXN)
Membrana de intercambio catiónico Nafion® 115 (1/200"*30*30 cm)	900	\$3,285.20
Filtro de Grafito VDG (1/4"*40" *40")	10322.56	\$4,356.00
Placa colectora de cobre calibre 4 (0.61*2.44 m)	14884	\$34,248.48

Como se mencionó en la sección anterior el área activa de la celda como lo marca la literatura de Patiño Cantero (2019) es de 25 cm^2 , es por ello por lo que se establece esta área como marco de referencia para los demás materiales y así ajustar a un tamaño estándar. Una vez realizado esto, en la tabla 9 se estimaron los costos por área proporcional. Por ejemplo, para el fieltro de grafito y así para los otros 2 materiales:

$$10322.56 \text{ cm}^2 \rightarrow \$4356.00$$

$$25 \text{ cm}^2 \rightarrow x$$

$$x = \frac{25 * 4356}{10322.56} = \$10.55$$

Tabla 10 Estimación proporcional de precios por unidad de área.

Costo financiero	Unidades (cm^2)	Precio (MXN)
Membrana de intercambio catiónico Nafion® 115 (1/200"*30*30 cm)	25	\$91.26
Fieltro de Grafito VDG (1/4"*40" *40")	25	\$10.55
Placa colectora de cobre calibre 4 (0.61*2.44 m)	25	\$57.53

4.3.2. Estimación del precio del vanadio.

Para la determinación del precio del vanadio se tomó como referencia la presentación de 1 g por \$356.50 que se encuentra en Amazon México comercializado bajo la marca de Novaelements con un grado de pureza de 99.9%. De acuerdo con Patiño Cantero (2019) la concentración del vanadio debe ser de 1.6 M en ambos tanques de almacenamiento, con esta premisa se realizó el siguiente cálculo para determinar cuántos gramos de vanadio se necesitarían para preparar dicha disolución en esa concentración. Haciendo uso de la fórmula de molaridad.

Ecuación 23

$$M = \frac{n}{v}$$

Donde M es la molaridad, n es el número de moles y v es el volumen de la solución.

Tabla 11 Datos para estimar el número de moles.

M	1.6 mol/l
n	???
v	68 ml

Haciendo uso de los datos de la tabla 11 y un despeje de la ecuación 23, se considera el volumen de los dos tanques que dicho sea los tanques no están llenos al 100% de su capacidad que es de 250 ml sino cada tanque está lleno con 68 ml de la solución (figura 3), más adelante se considera un volumen mayor ya que el volumen antes mencionado es considerado una sola celda.

$$n = M * v$$

$$n = 1.6 \frac{mol}{l} * 0.136 l = 0.2176 mol$$

Una vez realizado este cálculo se procedió a utilizar la fórmula de número de moles la cual es la ecuación 24 para determinar la masa.

Ecuación 24

$$n = \frac{M}{PM}$$

Donde n es número de moles, M es la masa del soluto (g) y PM es el peso molecular (g/mol). Haciendo uso del resultado anterior y realizando un despeje de la ecuación 24 se calculó la masa necesaria para preparar una solución de vanadio al 1.6 M. de acuerdo con la literatura el peso molecular del vanadio es de 50.9242 g/mol

$$M = n * PM$$

$$M = 0.2176 mol * 50.9242 \frac{g}{mol} = 11.08 g$$

En la tabla 12 se puede apreciar el precio del vanadio para preparar una solución al 1.6 M de vanadio para 0.136 l de solución.

Tabla 12 Precio del vanadio.

Cantidad (g)	Precio (MXN)
1	\$352.50
11.08	\$3,906.09

4.3.3. Cálculo de la inversión inicial.

Una vez establecidos los costos por unidad de área de estos materiales se procedió a estimar la inversión inicial para la construcción de la celda electroquímica (figura 3), esta inversión inicial solo contempla costos de los materiales utilizados y un costo de envío del 2.5% como lo marca Patiño Cantero (2019), ya que muchas de las piezas son enviadas desde el extranjero. Otro aspecto para considerar es que esta celda se construyó en España por Patiño Cantero (2019), por lo que los precios fueron considerados en pesos mexicanos con el tipo de cambio del euro de octubre de 2023.

Tabla 13 Precios y cotizaciones de materiales (inversión inicial) (1/3).

Materiales	Unidades	Precio (MXN)	Subtotal (MXN)	Total (MXN)	Referencia
Hardware de batería de flujo (celda electroquímica) de 25 cm² de área activa y toma de corriente de 220V para calentadores. FuelCellStore	1	\$88,665.18	\$88,665.18		(Patiño Cantero, 2019)
Membrana de intercambio catiónico Nafion®115 (cm²)		\$91.26	\$91.26		(Cotización Sales Ion power)

Tabla 13 Precios y cotizaciones de materiales (inversión inicial) (2/3).

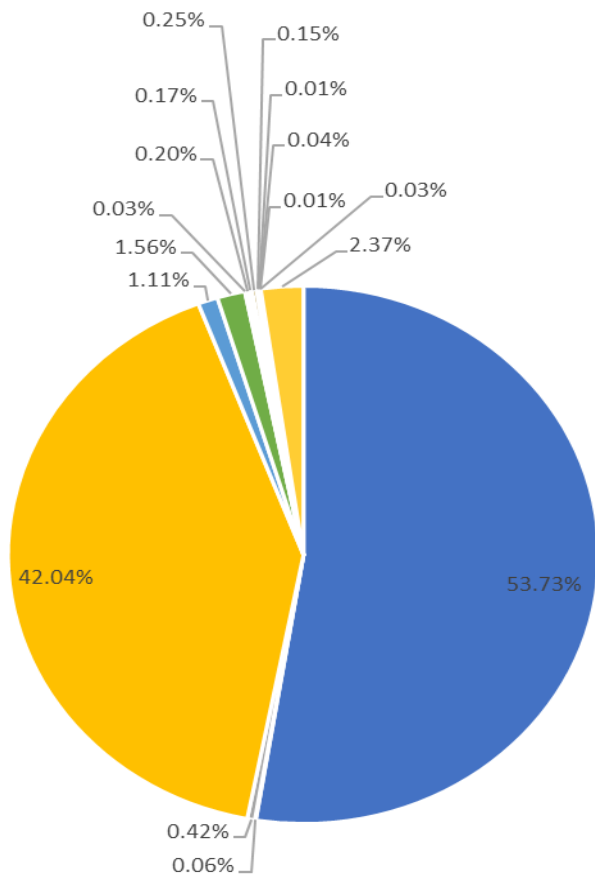
Materiales	Unidades	Precio (MXN)	Subtotal (MXN)	Total (MNX)	Referencia
Termostato digital con sonda Inkbird ITC-306T	1	\$698.41	\$698.41		(Patiño Cantero, 2019)
Bomba peristáltica Ismatec modelo ISM4212 de 2 canales de bombeo independientes y 12 rodillos	1	\$69,368.98	\$69,368.98		(Patiño Cantero, 2019)
Tubos de 40 c para bomba peristáltica Ismatec Tygon SC0224 (ID)3,17 mm (OD) 6.4 mm pack de 12	1	\$1,834.67	\$1,834.67		(Patiño Cantero, 2019)
Tubos de extensión Ismatec PharMed®(ismaprene) modelo MF0012 (ID) 3.2 mm (OD) 6.4 mm longitud 7.62 m	1	\$2,575.75	\$2,575.75		(Patiño Cantero, 2019)
Tanque PEAD Deltalab 44440000 250 mL	2	\$21.71	\$43.42		(Patiño Cantero, 2019)
Empalme barbado PEAD 1/8"-1/8" (ID) Masterflex SI-40622-53 pack de 10	1	\$332.49	\$332.49		(Patiño Cantero, 2019)
Conexión en 'Y' para tubos de (ID) 4 mm pack 25	1	\$282.27	\$282.27		(Patiño Cantero, 2019)

Tabla 13 Precios y cotizaciones de materiales (inversión inicial) (3/3).

Materiales	Unidades	Precio (MXN)	Subtotal (MXN)	Total (MNX)	Referencia
Tubo para N2 ID 4 mm longitud 10 m	1	\$406.13	\$406.13		(Patiño Cantero, 2019)
Cubeto polipropileno 3 L rectangular (24*30 cm)	1	\$243.56	\$243.56		(Patiño Cantero, 2019)
Cinta Teflón	2	\$12.08	\$24.16		(Patiño Cantero, 2019)
Silicona transparente	1	\$62.31	\$62.31		(Patiño Cantero, 2019)
Filtro de Grafito VDG (cm²)		\$10.55	\$10.55		(Cotización CIDETEQ-45)
Placa colectora de cobre calibre (cm²)		\$57.53	\$57.53		(Cotización CIDETEQ-45)
Vanadio (g)	11.08	\$352.50	\$3,905.70		
Costo de envío (2.5%)	0.025	\$165,015.37	\$4,125.38		
Inversión inicial				\$169,140.76	

Para el cálculo de la inversión inicial se utilizó la ecuación 18. la cual estima una inversión inicial de \$169,140.76 solamente para la construcción de la celda como lo refleja la tabla 13. En el gráfico 7 se exhibe la relación entre el costo de producción de una batería de flujo redox de vanadio (VRFB) y los gastos asociados a sus componentes de este proyecto. Para este análisis, se utilizó el presupuesto proporcionado por Patiño Cantero (2019), desglosando el costo de la batería en términos porcentuales. Asimismo, en el gráfico 8 se presenta de manera análoga el desglose, expresado en porcentajes, del costo de fabricación de una batería de flujo redox de vanadio propuesta por Fernández Marchante et al., (2020). El costo total que estimó Fernández Marchante et al., (2020) fue de 142,4 € por kW/h, y lo calculó considerando el precio de mercado en julio de 2017. En el caso específico de las VRFB, su electrolito constituye el 73,4% del costo total (Fernandez Marchante, Millán,

Medina Santos, & Lobato, 2020). Por el contrario, la batería analizada en este trabajo del 100% del costo de fabricación el 53.73% y el 42.03% los ocupa la carcasa o Hardware y las bombas utilizadas para mover electrolito a través de todo el sistema. Así mismo, el precio que establece la literatura de Patiño Cantero (2019), para la celda evaluada en este proyecto es de \$9212 € por 0.004 kW/h.



- Hardware de batería de flujo(celda electroquímica) de 25cm2 de área activa y toma de corriente de 220V para calentadores. FuelCellStore
- Membrana de intercambio catiónico Nafion®115 1/200"*30*30 cm
- Termostato digital con sonda Inkbird ITC-306T
- Bomba peristáltica Ismatec modelo ISM4212 de 2 canales de bombeo independientes y 12 rodillos
- Tubos de 40 c para bomba peristáltica Ismatec Tygon SC0224 (ID)3,17 mm (OD) 6,4 mm pack de 12
- Tubos de extensión Ismatec PharMed®(ismaprene) modelo MF0012 (ID) 3,2 mm (OD) 6,4mm longitud 7,62m
- Tanque PEAD Deltalab 44440000 250 mL
- Empalme barbado PEAD 1/8"-1/8" (ID) Masterflex SI-40622-53 pack de 10
- Conexión en 'Y' para tubos de (ID) 4mm pack 25
- Tubo para N2 ID 4mm longitud 10 m
- Cubeto polipropileno 3L rectangular (24x30cm)
- Cinta Teflón
- Silicona transparente
- Filtro de Grafito VDG (¼" x 40" x 40")
- Placa colectora de cobre calibre 4 0.61*2.44 m
- Vanadio

Gráfico 7 Porcentaje de precio de cada pieza de la celda con respecto a la inversión inicial.

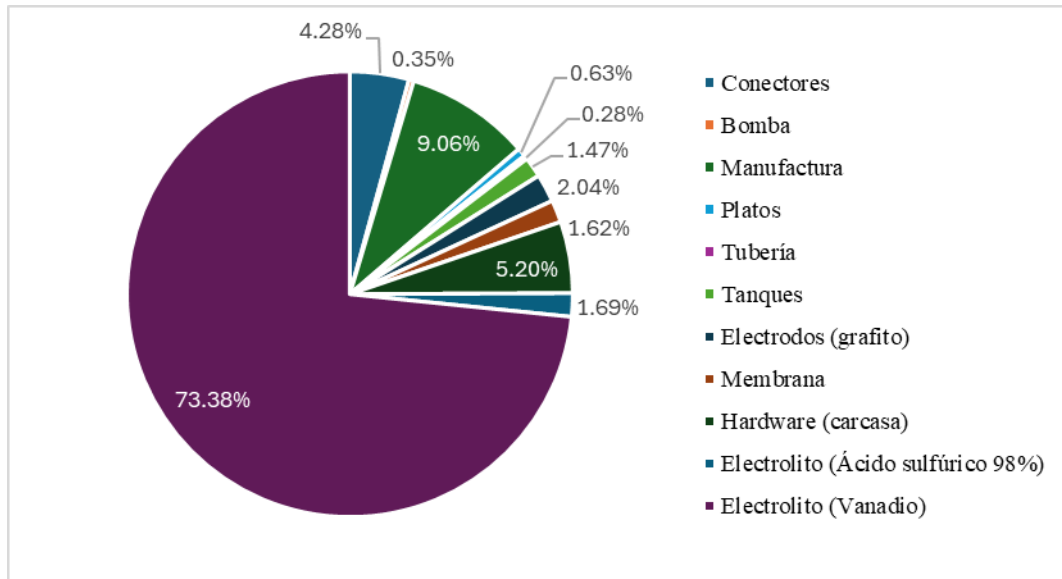


Gráfico 8 Porcentaje por pieza de la inversión inicial de una Batería de Flujo Redox de Vanadio (VRFB). Fuente: (Fernandez Marchante, Millán, Medina Santos, & Lobato, 2020).

4.3.4. Cálculo de los costos de depreciación y operación por año.

El costo de depreciación como se considera en la mayoría de los proyectos es una tasa del 5% anual del costo inicial del proyecto (Liang & Van Dijk, 2012). En este sentido se considera un costo de depreciación de \$8,457.04 al año como se aprecia en la tabla 14.

Tabla 14 Costo O&M/año.

Costo O&M/año	
Costos de depreciación	\$8,457.04
O&M	\$244.85
Total	\$8,701.89

Para realizar los cálculos de costos de operación y mantenimiento se hicieron las siguientes estimaciones.

Tabla 15 Costos de almacenamiento.

Parámetro	Precio (MXN)
Costo de capital (\$/0.004 kW)	\$169,140.76
Costo de almacenamiento (\$/ kW)	\$6,121.27
Costo de almacenamiento (\$/0.004 kW)	\$24.49

En la tabla 15 se muestra un costo de almacenamiento extraído de González Sanz (2020), dicho costo fue considerado en pesos mexicanos con el tipo de cambio del dólar estadounidense de octubre 2023, este costo muestra cuánto cuesta almacenar un kilowatt en el dispositivo por lo tanto se realizó el cálculo de cuanto saldría almacenar 4 W o 0.004 KW que es lo que produce la celda, obteniendo un costo de \$24.49 pesos mexicanos.

Tabla 16 Costo de operación y mantenimiento por 1 W.

\$/0.001 kW	
VRFB	
Inversión	\$42,285.19
Costo OyM	\$6.12

En la tabla 16 se establece la inversión y el costo de operación y mantenimiento de 1 W, esta tabla solo se usó como referencia para el siguiente cálculo.

Tabla 17 Costo de operación y mantenimiento de un año.

\$/año	
VRFB	
Inversión	\$169,140.76
Costo OyM	\$244.85

Como ya se había estimado el costo de OyM por 1 W o 0.001 KW se realizó el producto del costo de operar 1 W por la energía de la celda en un año (40 KW), dicho resultado se obtuvo de la tabla 17. En algunas literaturas se establece que las baterías de flujo redox de vanadio pueden soportar hasta 10000 ciclos, en ese sentido como ya

se mencionó la evaluación de la batería fue en un periodo de 0.9 horas o 54 minutos, por lo que en ese periodo de tiempo completa un ciclo ya sea de carga o descarga. Por lo que se estima que dicho dispositivo alcanza los 10000 ciclos en un periodo de tiempo de 1 año (tabla 18).

Tabla 18 Duración de los ciclos.

Ciclo	10000	
	1	ciclo
	54	minutos
Ciclo carga	270000	minutos
	187.5	días
Ciclo descarga	270000	minutos
	187.5	días
Ciclo completo	375	días
	1.02739726	años

Desde la experiencia del autor y lo propuesto por Liang (2011) se sabe que la mayoría de los proyectos para que puedan considerarse como redituables tiene que ser evaluados en un periodo de 20 años como se muestra en la tabla 19, en cada año se incrementa un 5 % a este costo de operación y mantenimiento de acuerdo con Liang (2011), también se debe considerar que como cada año se alcanza los 10000 ciclos debe existir un cambio del electrolito por lo que también se le suma este costo como un costo de operación y mantenimiento.

Tabla 19 Costo de operación y mantenimiento por año con el 5%.

Alternativa	VRFB
Costo inicial	\$169,140.76
Costos de operación anual	
Año 1	\$244.85
Año 2	\$4,162.79
Año 3	\$8,276.63
Año 4	\$12,596.16
Año 5	\$17,131.67
Año 6	\$21,893.96
Año 7	\$26,894.35
Año 8	\$32,144.77
Año 9	\$37,657.71
Año 10	\$43,446.30
Año 11	\$49,524.31
Año 12	\$55,906.23
Año 13	\$62,607.24
Año 14	\$69,643.30
Año 15	\$77,031.16
Año 16	\$84,788.42
Año 17	\$92,933.54
Año 18	\$101,485.92
Año 19	\$110,465.92
Año 20	\$119,894.91

4.3.5. Análisis financiero del proyecto con una sola celda.

En primera instancia se calcularon los beneficios financieros, los cuales constan de ventas por energía eléctrica y esto se ve reflejado como aquella energía no consumida del suministro de energía eléctrica e inyectada a la misma red de energía, así mismo, esto se considera como una ganancia y por último el subsidio es un beneficio financiero que no se está considerando en este proyecto. Considerando todos estos factores existe una pérdida en las utilidades por año como se aprecia en la tabla 20.

Tabla 20 Beneficios financieros.

Beneficios financieros	
Venta de energía eléctrica	\$35.20
Ganancia/año	\$35.20
Subsidios	\$0.00
Utilidad por año	-\$8,666.69

El análisis costo-beneficio de esta tecnología implicó evaluar tanto los costos iniciales como los beneficios a lo largo de la vida útil del proyecto. Para este análisis se consideró una tasa interna de retorno del 7.4% de acuerdo con Liang (2011). en la tabla 21 se presentan los resultados del uso de las ecuaciones de la 19 a 22, en la última columna se presenta balance de los beneficios y los costos netos y es evidente que conforme pasa el tiempo existe una perdida por lo que el valor de la relación del costo y el beneficio financieros es 0.0006527 ya que como lo establece Liang (2011) si el valor no supera el 1 dicho proyecto no se puede considerar como viable.

Tabla 21 Análisis económico del proyecto.

Tiempo		V(O&M)_i	(FBr)_i	FC (PV)_i	FB (PV)_i	Bn-Cn
1		\$227.98	\$32.77	\$169,368.74	\$32.77	-\$169,335.96
2		\$3,608.91	\$30.52	\$3,608.91	\$30.52	-\$3,578.40
3		\$6,680.99	\$28.41	\$6,680.99	\$28.41	-\$6,652.58
4		\$9,467.19	\$26.46	\$9,467.19	\$26.46	-\$9,440.74
5		\$11,988.87	\$24.63	\$11,988.87	\$24.63	-\$11,964.24
6		\$14,265.88	\$22.94	\$14,265.88	\$22.94	-\$14,242.94
7		\$16,316.66	\$21.36	\$16,316.66	\$21.36	-\$16,295.30
8		\$18,158.34	\$19.88	\$18,158.34	\$19.88	-\$18,138.45
9		\$19,806.85	\$18.51	\$19,806.85	\$18.51	-\$19,788.33
10		\$21,276.98	\$17.24	\$21,276.98	\$17.24	-\$21,259.74
11		\$22,582.47	\$16.05	\$22,582.47	\$16.05	-\$22,566.41
12		\$23,736.07	\$14.94	\$23,736.07	\$14.94	-\$23,721.12
13		\$24,749.64	\$13.92	\$24,749.64	\$13.92	-\$24,735.72
14		\$25,634.18	\$12.96	\$25,634.18	\$12.96	-\$25,621.22
15		\$26,399.90	\$12.06	\$26,399.90	\$12.06	-\$26,387.83
16		\$27,056.28	\$11.23	\$27,056.28	\$11.23	-\$27,045.05
17		\$27,612.12	\$10.46	\$27,612.12	\$10.46	-\$27,601.66
18		\$28,075.58	\$9.74	\$28,075.58	\$9.74	-\$28,065.84
19		\$28,454.24	\$9.07	\$28,454.24	\$9.07	-\$28,445.17
20		\$28,755.12	\$8.44	\$28,755.12	\$8.44	-\$28,746.67
	Suma	\$384,854.23	\$361.59			
	VO&M	\$384,854.23				
	FC PV	\$553,994.98				
	FB PV	\$361.59				
	R FB/FC	0.0006527				

Como se mencionó anteriormente el proyecto bajo estas condiciones no se puede considerar viable y esto debido a que es una celda de escala de laboratorio por lo que solo está diseñada para realizar pruebas experimentales y no para satisfacer la demanda de una casa promedio, también, este resultado tiene que relacionarse con la falta de un subsidio ya que al considerar uno se podría quizás considerar como viable. Por lo que se tomó la decisión de realizar un escalamiento de un apilamiento (stack por sus siglas en inglés) de 25 celdas solo en este análisis para ver su factibilidad financiera.

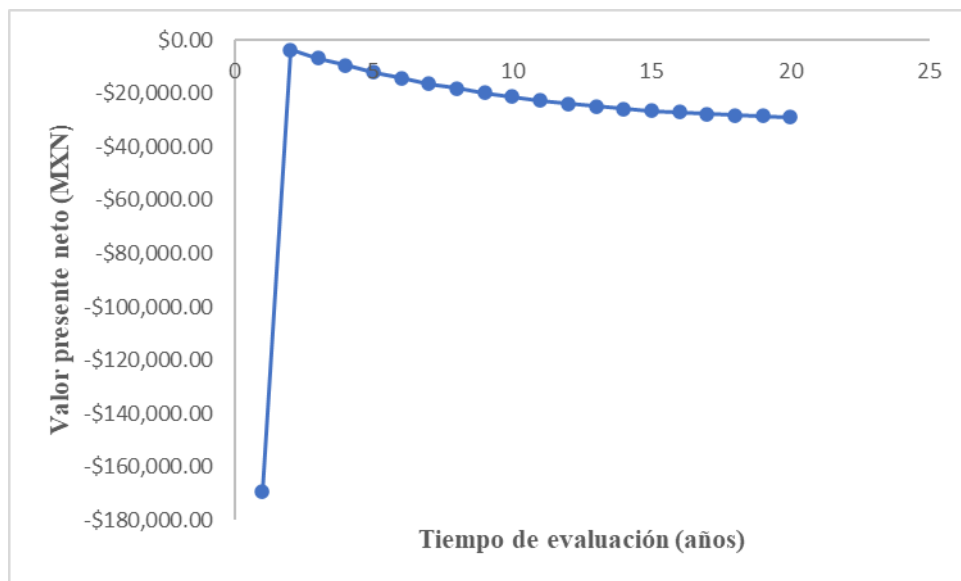


Gráfico 9 Valor presente neto.

En el gráfico 9 se puede visualizar con mayor claridad que esta celda en particular no se puede considerar como viable, ya que no se recupera la inversión del segundo año en adelante ya solamente el primer año se igualara la inversión.

4.3.6. Estimación del precio del vanadio para un apilamiento (stack).

Para la determinación del precio del vanadio se tomó como referencia la presentación 1 g por \$356.50 que se encuentra en Amazon México comercializado bajo la marca de Novaelements con un grado de pureza de 99.9%. De acuerdo con Patiño Canteo (2019) la concentración del vanadio debe ser de 1.6 M en ambos tanques de almacenamiento, con esta premisa se realizó el siguiente cálculo para determinar cuántos gramos de vanadio se necesitarían para preparar dicha solución en esa concentración, pero considerando un volumen de 3.4 l. Haciendo uso de la fórmula de molaridad (ecuación 23).

Tabla 22 Datos para estimar el número de moles de 25 celdas.

M	1.6 mol/l
n	???
v	3.4 l

Haciendo uso de los datos de la tabla 22 y utilizando el procedimiento de la sección 3.3.2. y considerando un volumen mayor, la cantidad de moles necesaria es de 5.44 mol. Posteriormente se determinó la masa con la ayuda del peso molecular del vanadio el cual es de 50.9242 g/mol y dando como resultado una masa de 277 g

En la tabla 23 se puede apreciar el precio del vanadio para preparar una solución al 1.6 M de vanadio para 0.136 l de solución.

Tabla 23 Precio del vanadio para 3.4 l

Cantidad (g)	Precio (MXN)
1	\$352.50
277	\$97,642.50

4.3.7. Cálculo de la inversión inicial para un apilamiento (stack) de 25 celdas.

Una vez establecidos los costos por unidad de área de las membranas, fieltro de grafito y la placa colectora de cobre se procedió a estimar la inversión inicial para la construcción de un apilamiento (stack) (figura 4), esta inversión inicial solo contempla costos de los materiales utilizados y un costo de envío del 2.5% como lo marca la literatura, ya que muchas de las piezas son enviadas desde el extranjero. Otro aspecto para considerar es que la celda original se construyó en España por Patiño Cantero (2019), por lo que los precios fueron considerados en pesos mexicanos con el tipo de cambio del euro de octubre de 2023. Además, se está utilizando una reingeniería para analizar esta perspectiva por lo que no es necesario adquirir 25 piezas de cada material (figura 5).

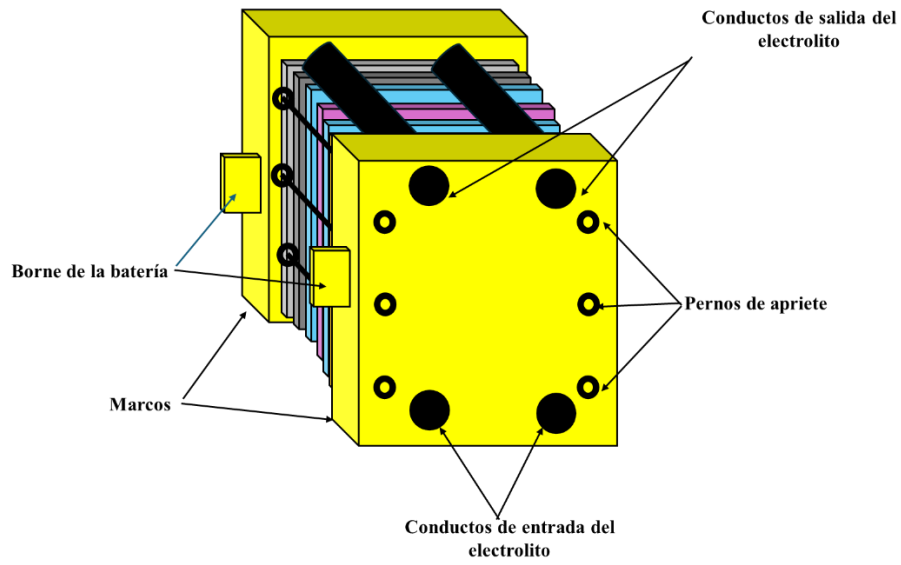


Figura 4 Apariencia externa de un apilamiento (stack). Fuente: (Patiño Cantero, 2019).

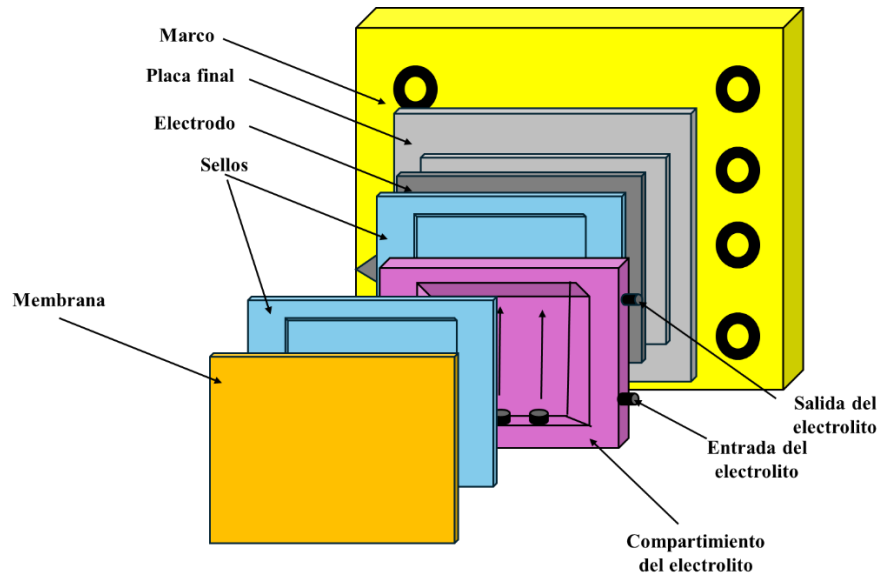


Figura 5 Componentes internos de un apilamiento (stack). Fuente: (Patiño Cantero, 2019).

Tabla 24 Estimación de costos para un apilamiento (stack) de 25 celdas (1/2).

Materiales	Unidades	Precio (MXN)	Subtotal (MXN)	Total (MNX)	Referencia
Hardware de batería de flujo (celda electroquímica) de 25 cm² de área activa y toma de corriente de 220 V para calentadores. FuelCellStore	2	\$88,665.18	\$177,330.36		(Patiño Cantero, 2019)
Membrana de intercambio catiónico Nafion® 115 (1/200"*0.30*0.30 m)	25	\$91.26	\$2,281.39		(Cotización Sales Ion power)
Termostato digital con sonda Inkbird ITC-306T	1	\$698.41	\$698.41		(Patiño Cantero, 2019)
Bomba peristáltica Ismatec modelo ISM4212 de 2 canales de bombeo independientes y 12 rodillos	2	\$69,368.98	\$138,737.96		(Patiño Cantero, 2019)
Tubos de 40c para bomba peristáltica Ismatec Tygon SC0224 (ID)3,17 mm (OD) 6.4 mm pack de 12	2	\$1,834.67	\$3,669.34		(Patiño Cantero, 2019)
Tubos de extensión Ismatec PharMed®(ismapr ene) modelo MF0012 (ID) 3.2 mm (OD) 6.4 mm longitud 7.62 m	2	\$2,575.75	\$5,151.50		(Patiño Cantero, 2019)
Tanque PEAD Deltalab 44440000 250 mL	25	\$21.71	\$542.75		(Patiño Cantero, 2019)

Tabla 24 Estimación de costos para un apilamiento (stack) de 25 celdas (2/2).

Materiales	Unidades	Precio (MXN)	Subtotal (MXN)	Total (MNX)	Referencia
Empalme barbado PEAD 1/8"-1/8" (ID) Masterflex SI-40622-53 pack de 10	25	\$332.49	\$8,312.25		(Patiño Cantero, 2019)
Conexión en 'Y' para tubos de (ID) 4 mm pack 25	3	\$282.27	\$846.81		(Patiño Cantero, 2019)
Tubo para N2 ID 4 mm longitud 10 m	5	\$406.13	\$2,030.65		(Patiño Cantero, 2019)
Cubeto polipropileno 3 L rectangular (24*30 cm)	2	\$243.56	\$487.12		(Patiño Cantero, 2019)
Cinta Teflón	2	\$12.08	\$24.16		(Patiño Cantero, 2019)
Silicona transparente	2	\$62.31	\$124.62		(Patiño Cantero, 2019)
Filtro de Grafito VDG (¼"*40"*40")	25	\$10.55	\$263.74		(Cotización CIDETEQ-45)
Placa colectora de cobre calibre 4 (0.61*2.44 m)	25	\$57.53	\$1,438.14		(Cotización CIDETEQ-45)
Vanadio (g)	277	\$352.50	\$97,642.50		
Costo de envío (2.5%)		\$439,581.70	\$4,125.38		
				\$443,707.09	

Para el cálculo de la inversión inicial se utilizó la ecuación 18.la cual estima una inversión de \$443,707.09 para la construcción del apilamiento (stack) de 25 celdas como lo refleja la tabla 24.

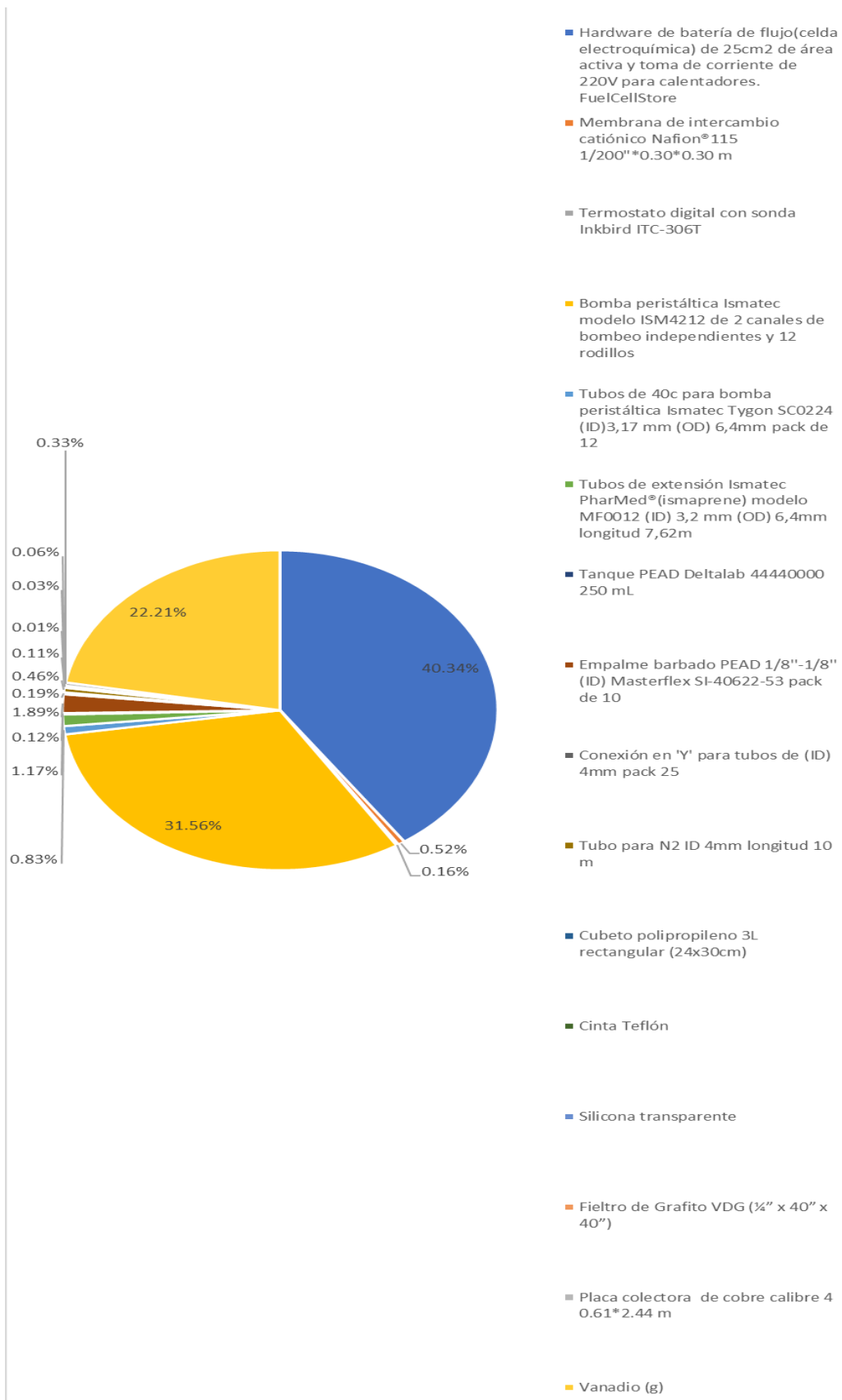


Gráfico 10 Porcentaje de precio de cada pieza del apilamiento (stack) con respecto a la inversión inicial.

En el gráfico 10 se exhibe la relación entre el costo de producción de un apilamiento (stack) y los gastos asociados a sus componentes. Para este análisis, se utilizó el presupuesto proporcionado por Patiño Cantero (2019) para una celda y posteriormente considerando un diseño de reingeniería, desglosando el costo del apilamiento (stack) en términos porcentuales.

4.3.8. Cálculo de los costos de depreciación y operación por año de un apilamiento (stack).

El costo de depreciación como se considera en la mayoría de los proyectos es una tasa del 5% anual del costo inicial del proyecto (Liang & Van Dijk, 2012). En este sentido se considera un costo de depreciación de \$22,185.35 al año como se aprecia en la tabla 25.

Tabla 25 Costos de operación y mantenimiento por año de un apilamiento (stack).

Costo O&M/año	
Costos de depreciación	\$22,185.35
O&M	\$24,485.08
Total	\$46,670.43

Para realizar los cálculos de costos de operación y mantenimiento se hicieron las siguientes estimaciones.

Tabla 26 Costo de almacenamiento de un apilamiento (stack).

Parámetro	Precio (MXN)
Costo de capital (\$/0.1 kW)	\$443,707.09
Costo de almacenamiento (\$/ kW)	\$6,121.27
Costo de almacenamiento (\$/0.1 kW)	\$612.13

En la tabla 26 se muestra un costo de almacenamiento extraído de González Sanz (2020), dicho costo fue considerado en pesos mexicanos con el tipo de cambio del dólar estadounidense de octubre 2023, este costo muestra cuánto cuesta almacenar un kilowatt en el dispositivo por lo tanto se realizó el cálculo de cuanto saldría almacenar 0.1 KW que es lo que produce el apilamiento (stack), obteniendo un costo de \$612.13 pesos mexicanos.

Como ya se mencionó anteriormente, los proyectos para que puedan considerarse como redituables tiene que ser evaluados en un periodo de 20 años como se muestra en la tabla 27, en cada año se incrementa un 5 % a este costo de operación y mantenimiento esto de acuerdo con Liang (2011), también se debe considerar que como cada año se alcanza los 10000 ciclos debe existir un cambio del electrolito por lo que también se le suma este costo como un costo de operación y mantenimiento.

Tabla 27 Costo de operación y mantenimiento por año con el 5% de incremento de un apilamiento (stack).

Alternativa	VRFB (stack)
Costo inicial	\$443,707.09
Costos de operación anual	
Año 1	\$24,485.08
Año 2	\$123,351.83
Año 3	\$133,644.81
Año 4	\$140,327.05
Año 5	\$147,343.40
Año 6	\$154,710.57
Año 7	\$162,446.10
Año 8	\$170,568.41
Año 9	\$179,096.83
Año 10	\$188,051.67
Año 11	\$197,454.25
Año 12	\$207,326.96
Año 13	\$217,693.31
Año 14	\$228,577.98
Año 15	\$240,006.88
Año 16	\$252,007.22
Año 17	\$264,607.58
Año 18	\$277,837.96
Año 19	\$291,729.86
Año 20	\$306,316.35

4.3.9. Análisis financiero del proyecto con un apilamiento (stack) de 25 celdas.

En primera instancia se calcularon los beneficios financieros del stack, los cuales constan de ventas por energía eléctrica y esto se ve reflejado como aquella energía no consumida del suministro de energía eléctrica e inyectada a la misma red de energía, así mismo, esto se considera como una ganancia y por último el subsidio es un beneficio financiero que no se está considerando en este proyecto. Considerando todos estos factores existe una pérdida en las utilidades por año como se aprecia en la tabla 28.

Tabla 28 Beneficios financieros del apilamiento (stack).

Beneficios financieros	
Venta de energía eléctrica	\$880.38
Ganancia/año	\$880.38
Subsidios	\$0.00
Utilidad por año	-\$45,790.05

El análisis costo-beneficio de esta tecnología implicó evaluar tanto los costos iniciales como los beneficios a lo largo de la vida útil del proyecto. Para este análisis se consideró una tasa interna de retorno del 7.4% esto de acuerdo con Liang (2011). en la tabla 29 se presentan los resultados del uso de las ecuaciones de la 19 a 22, en la última columna se presenta balance de los beneficios y los costos netos y es evidente que con forme pasa el tiempo existe una pérdida por lo que el valor de la relación del costo y el beneficio financieros es 0.004135333 ya que, de acuerdo con Liang (2011) si dicho valor no supera el 1 dicho proyecto no se puede considerar como viable.

Tabla 29 Análisis económico del proyecto considerando un apilamiento (stack).

Tiempo		V(O&M)_i	(FBr)_i	FC (PV)_i	FB (PV)_i	Bn-Cn
1		\$22,798.03	\$819.72	\$466,505.11	\$819.72	-\$465,685.39
2		\$106,939.23	\$763.24	\$106,939.23	\$763.24	-\$106,175.99
3		\$107,879.58	\$710.65	\$107,879.58	\$710.65	-\$107,168.93
4		\$105,468.86	\$661.69	\$105,468.86	\$661.69	-\$104,807.18
5		\$103,112.02	\$616.10	\$103,112.02	\$616.10	-\$102,495.92
6		\$100,807.84	\$573.65	\$100,807.84	\$573.65	-\$100,234.19
7		\$98,555.15	\$534.12	\$98,555.15	\$534.12	-\$98,021.03
8		\$96,352.80	\$497.32	\$96,352.80	\$497.32	-\$95,855.48
9		\$94,199.67	\$463.05	\$94,199.67	\$463.05	-\$93,736.61
10		\$92,094.64	\$431.15	\$92,094.64	\$431.15	-\$91,663.50
11		\$90,036.66	\$401.44	\$90,036.66	\$401.44	-\$89,635.22
12		\$88,024.67	\$373.78	\$88,024.67	\$373.78	-\$87,650.89
13		\$86,057.64	\$348.03	\$86,057.64	\$348.03	-\$85,709.61
14		\$84,134.56	\$324.05	\$84,134.56	\$324.05	-\$83,810.52
15		\$82,254.46	\$301.72	\$82,254.46	\$301.72	-\$81,952.74
16		\$80,416.37	\$280.93	\$80,416.37	\$280.93	-\$80,135.44
17		\$78,619.36	\$261.58	\$78,619.36	\$261.58	-\$78,357.78
18		\$76,862.50	\$243.55	\$76,862.50	\$243.55	-\$76,618.95
19		\$75,144.90	\$226.77	\$75,144.90	\$226.77	-\$74,918.13
20		\$73,465.69	\$211.15	\$73,465.69	\$211.15	-\$73,254.54
	Suma	\$1,743,224.65	\$9,043.69			
	VO&M	\$1,743,224.65				
	FC PV	\$2,186,931.74				
	FB PV	\$9,043.69				
	R FB/FC	0.004135333				

Como se mencionó anteriormente el proyecto bajo las condiciones de operación y mantenimiento y como un apilamiento (stack) no se puede considerar viable y esto debido a los altos costos de los materiales. Esta propuesta de arreglo de celdas fue diseñada para satisfacer la demanda de una casa promedio, también, el resultado antes mencionado tiene que relacionarse con la falta de un subsidio ya que al considerar uno para incentivar el uso de tecnologías de generación de energía renovable, se podría quizás considerar como viable.

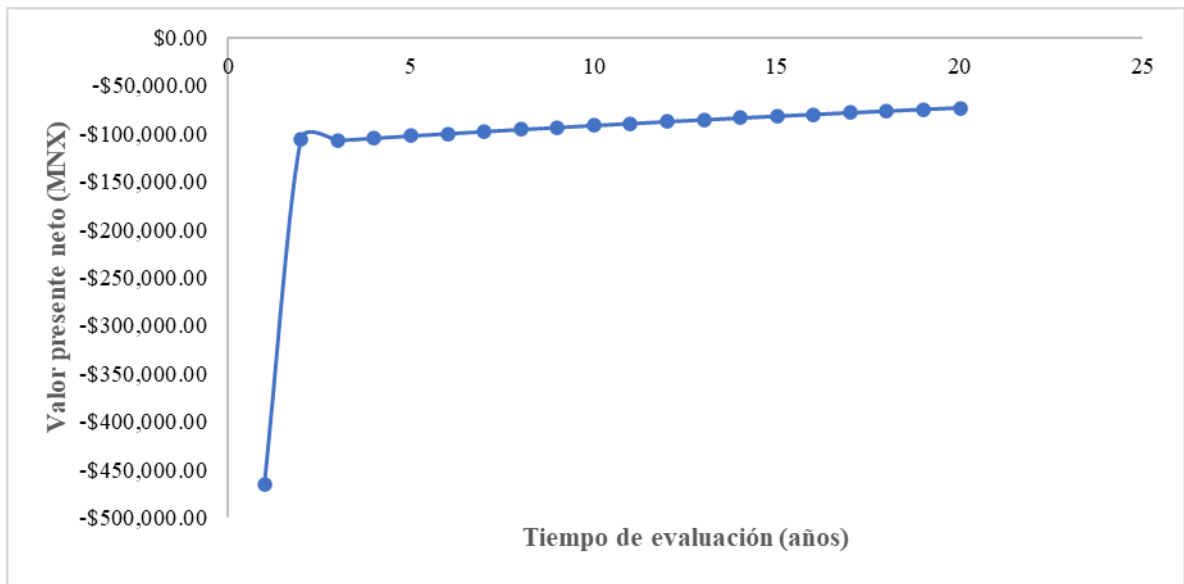


Gráfico 11 Valor presente neto de un apilamiento (stack).

En el gráfico 11 se puede visualizar con mayor claridad que esta celda en particular no se puede considerar como viable, ya que no se recupera la inversión o al menos se igualara la misma.

5

Conclusiones y Recomendaciones.

5.1. Conclusiones.

En conclusión, podemos decir que la hipótesis planteada al inicio de este proyecto se puede considerar como aceptada o válida, ya que la implementación del modelo de Shepherd, que si bien este modelo matemático no está diseñado para evaluar baterías de esta naturaleza como lo es una batería de flujo redox de vanadio (VRFB) resultó en una herramienta predictiva que puede ser utilizada para evaluar el desempeño de esta batería en diversas situaciones operativas. Este modelo fue de gran utilidad en el monitoreo de la batería.

Con respecto al objetivo de realizar una revisión bibliográfica más extensa de los modelos utilizados para el balance de energía para la selección de un modelo que describa el comportamiento teórico de la batería. Se puede considerar como resuelto puesto que al realizar esta búsqueda de este modelo hubo ciertas características ya

mencionadas en las secciones anteriores que llevaron a que se seleccionará el modelo de Shepherd ya que al ser un modelo empírico se podía modificar para poder modelar con respecto a las necesidades del proyecto.

Al realizar los cálculos del voltaje de polarización y las otras figuras de mérito se pudo determinar del comportamiento teórico de la batería, abriendo así el panorama para el entendimiento del comportamiento de este tipo de celdas bajo diversos escenarios de operación.

Se establecieron los criterios económicos de costos de operación, mantenimiento y costo por kW de energía almacenado del sistema. Lo cual llevo a realizar un análisis económico del proyecto dando como resultado una viabilidad económica nula del proyecto tanto considerando una sola celda como un apilamiento (stack) de 25 celdas no obstante si se considerara un subsidio gubernamental solo así se pudiera analizar la posibilidad de que sea viable este proyecto. Es importante mencionar que para la estimación de este análisis económico se utilizó como perspectiva la evaluación económica de un proyecto de una planta de tratamiento de agua residual.

5.2. Recomendaciones.

- Se sugiere examinar, a través de otro modelo entre los abordados en la revisión bibliográfica, diversas geometrías de celdas con el objetivo de obtener valores distintos de potencial de celda, densidad de energía y potencia.
- Se recomienda llevar a cabo simulaciones de carga/descarga de la batería de flujo redox, introduciendo variaciones en otros parámetros para explorar su influencia en el rendimiento.
- Se propone realizar experimentalmente la carga/descarga de la batería de flujo redox utilizando el par redox de vanadio, con la finalidad de validar el modelo matemático propuesto.
- Se deberían proponer nuevos pares redox que se ajusten al modelo empírico para mejorar la capacidad de modelado de la operación de la batería.
- Por último, se aconseja llevar a cabo una optimización de los materiales de construcción de la batería de flujo redox con el fin de minimizar costos y mejorar su densidad de energía.

6. Referencias

- Alotto, P., Guarnieri, M., & Moro, F. (2014). Redox flow batteries for the storage of renewable energy: a review. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 325-335.
- Bartolozzi, M. (1989). Desarrollo de baterías de flujo redox. Una bibliografía histórica. *Revista de fuentes de energía*, 34-219.
- Bogdanov, S., Pugach, M., Parsegov, S., Vlasov, V., Ibanez, F. M., Stevenson, K. J., & Vorobev, P. (2023). Dynamic modeling of vanadium redox flow batteries: Practical approaches, their applications and limitations. *Journal of Energy Storage*, 1-19.
- Chen, R., Kim, S., & Chang, Z. (2017). *Redox Flow Batteries: Fundamentals and Applications*.
- Crotogino, F., Mohmeyer, K. U., & Scharf, D. R. (2001). *Huntorf CAES: More than 20 Years of Successful Operation*.
- Dawe, J. (2005). Aplicación de baterías de flujo redox con energía eólica . *IEEE PES GM*. San Francisco, California.
- Deane, J. P., Ó Gallachóir, B. P., & McKeogh, E. J. (2010). Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 1293-1302.
- Díaz-González, F., Sumper, A., & Gomis-Bellmunt, O. (2016). *Energy storage in power systems*. John Wiley & Sons Ltd.
- Dunn, B., Kamath, H., & Tarascon, J. M. (2011). Electrical Energy Storage For the Grid: A Battery of Choices . *Science*, 928-935.
- Fernandez Marchante, C. M., Millán, M., Medina Santos, J. I., & Lobato, J. (2020). Environmental and Preliminary Cost Assessments of Redox Flow Batteries for Renewable Energy Storage. *Energy Technol.*

- Fuller, T. F., & Harb, J. N. (2018). *Electrochemical Engineering*. Hoboken: Wiley.
- Gallice, A., & Worbe, S. (2014). Consequential LCA to Assess Environmental Benefits of Smart Grids . *SETAC Europe 24th Annual Meeting*, 11-15.
- González Santacruz, C. A. (2015). *Análisis Técnico de los diferentes tipos de baterías comercialmente disponibles para su integración en el proyecto de una microrred aislada*. Bogotá.
- González Sanz, J. R. (2020). *Análisis técnico, regulatorio y económico de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica* . Sevilla.
- Gorman, W., Crespo , C., Mills, A., & Hyungkwan , J. (2022). Are coupled renewable-battery power plants more valuable than independently sited installations? *ELSEVIER*.
- Kouksou, T., Bruel, P., Jamil, a., El Rhafiki, T., & Zeraouli, Y. (2014). Energy storage: Applications and challenges. *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, 59-80.
- Liang, X. (2011). *The Economics of Sustainable Urban Water Management*.
- Liang, X., & Van Dijk, M. P. (2012). Cost Benefit Analysis of Centralized Wastewater Reuse Systems. *Journal Benefit-Cost Analysis*, 1-30.
- Manahan, M. P., Liu, G. H., Gross, M. L., & Mench, M. M. (2013). Carbon nanoporous layer for reaction location management and performance enhancement in all-vanadium redox flow batteries. *J. Power Sources*, 498-502.
- Martínez Bertran, J. (2017). *Modelos de estimación del estado de carga de baterías electroquímicas*. Barcelona.
- Mazzeo, D., Matera, N., De Luca, P., Baglivo, C., Maria, P., & Oliveti, G. (2021). A literature review and statistical analysis of photovoltaic-wind hybrid renewable system research by considering the most relevant 550 articles: An upgradable matrix literature database. *Journal of Cleaner Production*.
- Moreno Yerro, M. (2020). *Modelado, dimensionamiento y aplicación de una batería de flujo redox de vanadio*. Barcelona.
- ONU. (2015). *Objetivos del desarrollo sostenible*. Obtenido de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- Oró, E., Gil, A., De Gracia, A., Boer, D., & Cabeza, L. F. (2012). Comparative life cycle assessment of thermal energy storage systems for solar power plants. *Renew. Energy*, 166-173.
- Patiño Cantero, I. (2019). *Diseño de un sistema a escala de laboratorio (4W) de baterías de flujo redox de todo vanadio para investigación*. Valencia.

- Ren, L., Tang, Y., Shi, J., Dou, J., Zhou, S., & Jin, T. (2013). Techno-economic evaluation of hybrid energy storage technologies for a solar–wind generation system. *Phys. C Supercond.*, 272-275.
- Revaliente-Revuelta, R. (2018). *Viabilidad técnico-económica de implementación de baterías en la red eléctrica*. Barcelona.
- Rivera Iturbe, F. F., Rivero, E. P., & Castañeda-Záldivar, F. (2021). Numerical Investigations into the Influence of Operational Parameters on Diffusion and Migration in Electrodialytic Nitrate Removal. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 5014-5023.
- Rodríguez Hernández, I. N. (2020). *Modelado y caracterización de reactores electroquímicos con electrodos de placas paralelas para su utilización en procesos de acumulación de energía en pares redox solubles* .
- Ryu, J., Hong, D., Lee, H.-W., & Park, S. (2017). Practical considerations of Si-based anodes for lithium-ion battery applications. *Nano Research*.
- Serrano, E. (2016). *El almacenamiento de electricidad distribuido; origen, estado del arte e implicaciones*.
- Sharma, P., & Bhatti, T. S. (2010). A review on electrochemical double-layer capacitors. *Energy Convers. Manag.*, 2901-2912.
- Shigematsu, T. (2011). Baterías de flujo redox para almacenamiento de energía . *Revisión técnica de SEI*, 4-13.
- Skyllas-Kazacos, M., Chakrabarti, M., Hajimolana, S., Mijalli , F., & Saleem , M. (2011). Avances en la investigación y el desarrollo de baterías de flujo. *Revista de la Sociedad Electroquímica* , 55-79.
- Tanaka, T., Sakamoto, T., Mori, N., Mizunami, K., & Shigematsu, T. (1990). Desarrollo de una batería de flujo redox. 137-191.
- Wolsky, A. M. (2002). The status and prospects for flywheels and SMES that incorporate HTS. *Phys. C Supercond.*, 1495-1499.
- Yang, C.-J., & Jackson, R. B. (2011). Opportunities and barriers to pumped-hydro energy storage in the United States. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, 839-844.

7. Anexos



CFE Suministrador de Servicios Básicos
Río Ródano No. 14, colonia Cuauhtémoc,
Alcaldía Cuauhtémoc, Código Postal 06500,
Ciudad de México, RFC: CSS160330CP7



TOTAL A PAGAR:

\$234

(DOSCIENTOS TREINTA Y CUATRO PESOS M.N.)

NO. DE SERVICIO [REDACTED]
RMU : 76240 17-02-24 XAXX-010101 045 CFE

CORTE A PARTIR: [REDACTED]

LÍMITE DE PAGO: 1 [REDACTED]

TARIFA: 01 **NO. MEDIDOR:** 565UXU **MULTIPLICADOR:** 1

PERIODO FACTURADO: [REDACTED]

¿QUIERES RECIBIR TU RECIBO DIGITAL?

En 3 Pasos:

1. Escanea el QR.
2. Actualiza tus datos.
3. Listo.



Concepto	Lectura actual		Lectura anterior		Total periodo	Precio (MXN)	Subtotal (MXN)
	Medida	<input checked="" type="checkbox"/> Estimada	Medida	<input checked="" type="checkbox"/> Estimada			
Energía (kWh)							
	04066		03918		148		
Básico					148	1.015	150.22
Suma					148		150.22



Este gráfico refleja tu nivel de consumo. A menor uso, mayor apoyo.

Subtotal

Costos de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista					Desglose del importe a pagar	
Concepto	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (MXN)	Concepto	Importe (MXN)
Suministro	0.00	0.00	0.00	0.00	Energía	150.22
Distribución	0.00	150.22	175.96	150.22	IVA 16%	24.04
Transmisión	0.00	0.00	0.00	0.00	Fac. del Periodo	174.26
CENACE	0.00	0.00	0.00	0.00	DAP ²	60.00
Energía	0.00	0.00	0.00	0.00	Adeudo Anterior	251.17
Capacidad	0.00	0.00	0.00	0.00	Su Pago	251.00-
SCnMEM(*)	0.00	0.00	0.00	0.00	Total	\$234.43

GRUPO ROOE, S.A. de C.V.®

Especialidades en Carbón y Grafito.



Aculco, Edo. de México, 15 de Noviembre de 2023.

**Centro de Investigación y Desarrollo
Tecnológico en Electroquímica, S.C.**
Parque Tecnológico Querétaro, Sanfandila.
Pedro Escobedo, Qro. 76703.
Tel.: (442) 211-6000.

Ref.: CIDETEQ-45.

At'n.: Sr. David Matus Cortes.

Estimado Sr. Matus:

En atención a su solicitud, nos permitimos presentar a su consideración el siguiente presupuesto

Ctd.	Descripción	Dimensiones	Precio por pza. + IVA.
1 pza.	Filtro de Grafito VDG	¼" x 40" x 40"	\$ 4,356.00
1 pza.	Filtro de Grafito VDG	1/2" x 40" x 40"	\$ 9,956.00

Los **precios** anteriores son EXW nuestra planta en Aculco Estado de México, están expresados en Moneda Nacional, por pieza más IVA, vigentes por 5 días a partir de la fecha de esta cotización.

Las condiciones de **pago** son contado por adelantado mediante transferencia bancaria en Bancomer a nombre de Grupo ROOE, S. A. de C. V.

Flete Se puede enviar por Paquete Express, por cuenta y riesgo del cliente, por cobrar.

Envío: Después de recibido su pedido y pago 2 a 3 días hábiles.

En espera de que lo anterior lo encuentre de conformidad y con ello nos dé la oportunidad de servirle, quedo de Usted,

Atentamente,

Ing. Ernesto Cid Miranda.





•Tu mejor aleación•

La Paloma Compañía de Metales S.A. de C.V

SUCURSAL SAN JUAN DEL RIO
 Av. Luis Romero Soto 20
 Col. Centro C.P. 76800 San Juan Del Rio , Qro.
 TEL: (427) 272- 8771
 sanjuandelrio@lapaloma.com.mx

lapaloma.com.mx

01 800 849 5444

CÓDIGO CLIENTE 000991	SOLICITANTE VENTA EN GENERAL, .
AT N	CORREO: facturacion@lapaloma.com.mx TELEFONO:
VENDEDOR: ALMA CECILIA TREJO LOPEZ	

FECHA 22/11/2023
COTIZACIÓN 20C/1738
ORDEN DE COMPRA

Atendiendo a su amable solicitud envío a ustedes la siguiente cotización según el material que solicitaron.

CÓDIGO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UM	PRECIO UNITARIO	IMPORTE	DESC	IMPORTE C / DESC.
CLH0011004028	COBRE LAMINA 1100 C-4 610 X2438 MM. SE COTIZA 1 PZ DE .61 X 2.44 M	82.51	KG	\$ 357.83	\$ 29,524.55	\$	\$ 29,524.55

Cotizaciones en Moneda Nacional, con cambio sin previo aviso
 También ofrecemos: Aluminio-Bronce-Celoron-Cobre-Estaño-Inoxidable-Latón-Nylomaq-Plomo-Polymaq-PTFE-PVC

BBVA Bancomer, S. A. CONVENIO CIE: 1445375 No de Ref: *Consultar en el cuerpo del correo donde le llegó su pdf y xml*

Transf. desde otro Banco. CLABE: 012914002 014453754

NOTA IMPORTANTE:
 Para asegurar una transacción exitosa, coloque el No. referencia en dicho campo omitiendo el 1er dígito(7 dígitos) y colocalo de nuevo en campo de concepto completo(8 dígitos).

OBSERVACIONES:	SUBTOTAL \$ 29,524.55
	IVA 16 % \$ 4,723.93
	* TOTAL 34,248.48
CONSIGNADO A:	* Neto Aproximado. * Cotizaciones elaboradas en base a pesos teóricos del material.



Sales Ion Power
para David Clemente Matus Cortes (Po...

3:36 p. m.



Hi, David

You can purchase this product online at www.ion-power.com and prepay with credit card

N115 @ 0.305m*0.305m : \$190.85

Thank you



sales@ion-power.com
www.ion-power.com

Ion Power, Inc. implements a Management System, certified by QAS
according to Standard ISO 9001:2015

Tabla 30 Comparación de sistemas de almacenamiento de energía mecánicos con una VRFB.

Fuente: (González Sanz, 2020).

Características	Almacena miento Hidroeléctrico por Bombeo	Almacenami ento de Energía por Aire Comprimido	Sistema de Almacena miento de Energía Térmico	Sistema de Almacena miento de Energía de Volante	Baterías de Flujo Redox de Vanadio
Rango de potencia (MW)	100-5000	100-300	0.001-10	0.002-20	Hasta 7
Intervalo de duración de energía	1-24 h	1-24 h	-	s-15 min	>10 h
Tiempo de respuesta	s-min	5-15 min	-	s	ms
Densidad de energía (Wh/Kg ó Wh/L)	0.04-1.5	30-60	-	5-130	50
Autodescarga (%/día)	0	0	-	0-100	0.1
Rendimiento de ciclo carga/descarga (%)	75	55 diabáticos, 70 adiabáticos y 85 isotérmicos	50-100	85-95	85-90
Vida media (años)	50-100	25-40	-	>20	>20