

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE COSTA RICA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA



TEC | Tecnológico
de Costa Rica

**Reducción del costo de facturación eléctrica empleando un sistema
de almacenamiento de energía mediante baterías para el nuevo
edificio del INS de Cartago**

Informe de práctica de especialidad para optar por el Título de Ingeniero en Mantenimiento

Industrial, grado Licenciatura.

José Eduardo Guardado Castillo

Cartago, noviembre, 2021

Participantes del tribunal evaluador

Coordinador: Ing. Ignacio del Valle Granados

Asesor Industrial: Ing. Cesar Brenes

Ing. Luis Diego Navarro

Profesor guía: Ing. Oswaldo Guerrero Castro

Tribunal examinador: Ing. Juan Francisco Piedra Segura

Ing. Suzanne Karina Melara Cruz

Información del estudiante y la empresa

Información del estudiante

Nombre: José Eduardo Guardado Castillo

Cédula: 122200955536

Carné: 2015183049

Residencia: Avenida 8, 11801, Curridabat, San José

Celular: 8409-8282

Correo electrónico: jguardado@estudiantec.cr

Información de la empresa

Nombre: Constructora Navarro y Avilés

Dirección: La Colina, diagonal a Panadería Musmanni, Curridabat, San José

Teléfono: 2276-3235

Actividad principal: Diseño y Construcción

ÍNDICE

Glosario.....	12
Dedicatoria.....	13
Agradecimientos	14
Resumen	15
1. Capítulo 1 Introducción	17
1.1. Reseña de la empresa	18
1.2.1. Misión	18
1.2.2. Visión.....	18
1.2. Proceso productivo.....	19
1.3. Antecedentes a nivel internacional	22
1.4. Antecedentes a nivel nacional	25
1.5. Antecedentes a nivel local	28
1.6. Planteamiento del problema.....	29
1.7. Justificación.....	30
1.8. Objetivos.....	35

1.8.1.	Objetivo general.....	35
1.8.2.	Objetivos específicos	35
1.9.	Viabilidad	36
2.	Capítulo 2 Metodología	38
2.1.	Metodología	41
3.	Capítulo 3 Marco conceptual	43
3.1.	Almacenamiento de energía–conceptos previos	44
3.2.	Aplicaciones del sistema de almacenamiento	48
3.2.1.	End User Energy Management (usuario final).....	48
3.2.2.	Gestión de costos por tiempo de uso	48
3.2.3.	Gestión de carga por demanda (peak shaving)	49
3.2.4.	Calidad y confiabilidad de la energía.....	49
3.3.	Sistema de almacenamiento–funcionamiento.....	50
3.4.	Perfil de carga	53
3.5.	Posicionamiento de las tecnologías de almacenamiento.....	56
3.6.	Baterías de flujo	58

3.6.1.	Baterías de flujo redox de vanadio	59
3.6.2.	Baterías de flujo de Hierro–Cromo	60
3.6.3.	Baterías de flujo de Zinc–Bromuro.....	61
3.6.4.	Tabla resumen de las tecnologías de almacenamiento	63
3.7.	Seguridad, estándares y regulación	73
3.7.1.	Seguridad.....	73
3.7.2.	Estándares	73
3.7.3.	Regulación	74
3.8.	Indicadores de viabilidad.....	75
3.9.	Indicadores técnicos.....	75
3.10.	Indicadores económicos	77
4.	Capítulo 4 Desarrollo del proyecto	79
4.1.	Construcción perfil de carga	81
4.1.1.	Demanda proyectada del INS sin BESS	82
4.1.2.	Estimación del BESS.....	84
5.	Capítulo 5 Análisis financiero	97

5.1. Inversión Inicial	99
5.2. Cálculo de Depreciación	99
5.3. Punto de Equilibrio	100
5.4. Financiamiento.....	100
5.5. Flujos Netos y VAN.....	101
Conclusiones y Recomendaciones	103
Conclusiones	104
Recomendaciones.....	105
Bibliografía.....	106
Anexos	109
Apéndices	113

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Proceso productivo de Constructora Navarro y Avilés	21
Figura 2. Clasificación de almacenamiento de energía por cada tecnología.....	23
Figura 3. Distribución por países de los proyectos con almacenamiento electroquímico.....	24

Figura 4. Planteamiento del problema.	30
Figura 5 Tiempo promedio de interrupción por abonado, medido en horas en el periodo 2020	33
Figura 6. Conexión típica de un sistema de respaldo a la red.....	50
Figura 7. Comportamiento típico de un sistema de respaldo.....	51
Figura 8. Posicionamiento de las tecnologías de almacenamiento de energía.....	57
Figura 9. Principio de funcionamiento de una batería de flujo.....	58
Figura 10. Tecnología de baterías de flujo: convencional vs mejorada.	63
Figura 11. Tecnología de baterías EnergyPod 2.	72
Figura 12. Sistema propuesto de almacenamiento con baterías.	81
Figura 13 Demanda proyectada del INS sin BESS	83
Figura 14 Umbral de interés para la inserción del BESS	84
Figura 15 Potencia consumida sin BESS y umbral de interés	85
Figura 16 Demanda del INS utilizando 2 módulos EnergyPod2	88
Figura 17 Consumo de Potencia del INS utilizando 2 módulos EnergyPod2	89
Figura 18 Demanda del INS utilizando 4 módulos EnergyPod2	90
Figura 19 Consumo de Potencia del INS utilizando 4 módulos EnergyPod2	91

Figura 20 Demanda del INS utilizando 6 módulos EnergyPod2	92
Figura 21 Consumo de Potencia del INS utilizando 6 módulos EnergyPod2	92
Figura 22 Demanda del INS utilizando 8 módulos EnergyPod2	93
Figura 23 Consumo de Potencia del INS utilizando 8 módulos EnergyPod2	94
Figura 24 Demanda del INS utilizando 10 módulos EnergyPod2	95
Figura 25 Consumo de Potencia del INS utilizando 10 módulos EnergyPod2	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Atención de la demanda por fuente, enero a diciembre de 2020.	26
Tabla 2. Proyectos realizados por GreenEnergy en Costa Rica.	28
Tabla 3. Metodología de Investigación.	39
Tabla 4. Metodología de Investigación. Continuación.....	40
Tabla 5. Características para la construcción del perfil de carga.	53
Tabla 6. Tarifa de media tensión de la JASEC para el INS de Cartago.	54
Tabla 7. Características de las baterías de ácido Plomo.....	64
Tabla 8. Características de las baterías de Sodio Azufre.....	65
Tabla 9. Características de las baterías Zebra (cloruro de níquel-sodio).....	66

Tabla 10. Características de las baterías de Níquel–Cadmio.....	67
Tabla 11. Características de las baterías de hidruro de Níquel–Metal.	68
Tabla 12. Características de las baterías de flujo.....	69
Tabla 13. Características de las baterías de Iones de Litio (Li–Ion).	70
Tabla 14. Resumen de comparación de tecnologías de almacenamiento que utilizan baterías.	71
Tabla 15. Comportamiento de la Carga proyectada del INS sin BESS.	82
Tabla 16 Características Eléctricas Principales del EnergyPod2.....	86
Tabla 17 Estimación de la Factura Eléctrica del INS sin BESS.....	87
Tabla 18 Estimación de la Factura Eléctrica con 2 módulos EnergyPod2.....	90
Tabla 19 Estimación de la Factura Eléctrica con 4 módulos EnergyPod2.....	91
Tabla 20 Estimación de la Factura Eléctrica con 6 módulos EnergyPod2.....	93
Tabla 21 Estimación de la Factura Eléctrica con 8 módulos EnergyPod2.....	94
Tabla 22 Estimación de la Factura Eléctrica con 10 módulos EnergyPod2.....	96
Tabla 23 Desglose de la Inversión Inicial.....	99
Tabla 24 Cálculo de Depreciación	99
Tabla 25 Datos para el Punto de Equilibrio.....	100

Tabla 26 Datos para el financiamiento del proyecto	100
Tabla 27 Tabla de pagos, intereses y amortización	101
Tabla 28 Flujos Netos para 2 módulos EnergyPod2	102

Glosario

DOE: *Department of Energy* (Departamento de Energía)

T&D: *Transmission and Distribution* (Transmisión y Distribución)

CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe

CIEMI: Colegio de Ingenieros Electricistas Mecánicos e Industriales

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central

FPIR: Frecuencia Promedio de las Interrupciones por abonado

DPIR: Tiempo Promedio de Interrupción por abonado

JASEC: Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal

BF: Baterías de Flujo

SEP: Sistema Eléctrico de Potencia

BESS: Sistema de Almacenamiento de Energía de la Batería (*Battery Energy Storage System*)

VAN: Valor Actual Neto

TIR: Tasa Interna de Retorno

Dedicatoria

A mi abuelita, tíos, padres, hermanos, amigos y todas las personas que en el camino me han dado fuerzas para seguir adelante, sin ellas nada de esto fuera posible. En general, a Dios, al Universo y a la Vida por permitirme llegar hasta acá.

Agradecimientos

Al Instituto Tecnológico de Costa Rica, por haberme instruido y brindado las herramientas necesarias para el desarrollo profesional y en especial al Departamento VIESA y Trabajo Social por toda la ayuda brindada en los momentos que más lo necesitaba.

A la Constructora Navarro y Avilés, por darme la oportunidad de colaborar para ellos y por permitirme realizar mi trabajo de graduación, especialmente al Ing. Cesar Brenes y el Ing. Luis Diego Navarro.

A mi profesor guía, por estar pendiente cada semana de los avances durante este periodo.

A todas las personas que me facilitaron la información para la realización de este proyecto.

Resumen

El siguiente trabajo trata sobre la reducción del costo de facturación eléctrica, empleando un sistema de almacenamiento de energía que utiliza baterías para el nuevo INS (Instituto Nacional de Seguros) de Cartago. El trabajo inicia con una investigación acerca de las tecnologías de almacenamiento, donde se encontró que la más adecuada para esta aplicación es la tecnología electroquímica que utiliza baterías de flujo (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018), (Beard, 2019), (Zini, 2016). En la misma investigación, se encontraron las distintas aplicaciones que se pueden realizar con sistemas de almacenamiento, en el presente proyecto, se empleó la de recorte de picos (*peak shaving*) (Zini, 2016). Para realizar la incorporación de este sistema, se presenta un diagrama unifilar que da una idea de la interacción entre la red de la JASEC y la del INS (Código Eléctrico Nacional [NEC], 2014), luego, se construye un perfil de carga que estima la máxima demanda que el INS podrá tener en un día promedio, esto se hace primero sin BESS (*Battery Energy Storage System*) y, después, con 5 capacidades distintas del BESS para visualizar el comportamiento de la demanda. Posteriormente, se realiza un análisis financiero, que toma en cuenta la inversión inicial, la fuente de financiamiento, el punto de equilibrio, los flujos netos, el VAN y TIR. Estos valores, en primera instancia, permitirá conocer si el proyecto es rentable o no.

Palabras clave: BESS, baterías de flujo, perfil de carga, corte de picos.

Abstract

The following work deals with reducing the cost of electricity billing using an energy storage system that uses batteries for the new INS of Cartago. It begins with an investigation about storage technologies, where it was found that the most suitable for this application is electrochemical technology that uses flow batteries (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018), (Beard, 2019) and (Zini, 2016); In the same investigation, the different applications that can be carried out with storage systems were found, for this case corresponding to peak shaving (Zini, 2016). To carry out the incorporation of this system, a single line diagram is presented that gives an idea of the interaction between the JASEC network and INS (NEC, 2014), then a load profile is built that estimates the maximum demand that the INS can have on an average day, this is done first without BESS and then with 5 different capacities of BESS to visualize the behavior of demand. Subsequently, a financial analysis is carried out that takes into account the initial investment, source of financing, equilibrium point, net flows and the VAN, this in the first instance will allow to know if the project is profitable or not.

Keywords: BESS, flow batteries, charge profile, peak cut.

1. Capítulo 1 Introducción

1.1. Reseña de la empresa

Constructora Navarro y Avilés es una empresa fundada en Costa Rica, hacen lo que más les apasiona, trabajando día a día en el desarrollo constructivo del país. Cuenta con una larga trayectoria en el desarrollo de edificios tanto comerciales como residenciales. Con más de 35 años de trabajar haciéndolo posible, el objetivo sigue siendo participar en el desarrollo constructivo y social del país. Gracias a la confianza de los clientes, siguen cumpliendo sueños y proyectos, aportando la experiencia y prestigio del equipo de trabajo que integra en Navarro y Avilés S.A.

1.2.1. Misión

Excelencia para satisfacer a nuestros clientes, construir bajo los estándares más altos de calidad y seguridad (Constructora Navarro y Avilés, 2021).

1.2.2. Visión

Servicio en un ambiente laboral seguro y agradable, con compromiso social y de desarrollo integral (Constructora Navarro y Avilés, 2021).

Fundada con capital 100 % costarricense, la constructora Navarro y Avilés se inscribió en el año 1983 en el Registro Público. A partir de 1995 sus socios, los ingenieros Salvador Avilés Mayorga y Edgar Navarro Navarro, brindan asesoría técnica y profesional a empresas de prestigio

nacional, siempre teniendo presente que “una obra bien construida es la mejor referencia y un cliente satisfecho, es la mejor recomendación ”(Constructora Navarro y Avilés, 2021).

Desde entonces, la empresa ha construido más de 600 000 metros cuadrados de construcción. Incluyendo construcción de edificios, bancos, clínicas, hospitales, viviendas de alto nivel, obras de urbanización, centros de investigación y bodegas. Con el propósito de mejorar cada día, la constructora Navarro y Avilés siempre se mantiene actualizada en los últimos avances de la industria y la tecnología, asegurándose de ofrecer siempre un servicio de calidad.

1.2. Proceso productivo

El proceso productivo mostrado en la Figura 1 inicia con la participación de licitaciones que son publicadas en el Diario Oficial la Gaceta, esto se muestra en el punto 1; para reunir todos los requerimientos de la licitación, es necesario leer muy bien toda la documentación técnica y analizarla, a través de un estudio que determine si es factible cumplir con lo solicitado desde un punto de vista técnico-financiero, lo cual principalmente brindará una oferta o presupuesto del proyecto solicitado en la licitación.

El segundo punto es el estudio de la licitación, la cual se divide en varias disciplinas, para el caso de Constructora Navarro y Avilés, la cual realiza la figura de diseño y construcción, estas disciplinas o áreas son: electromecánica, arquitectónica, estructural, civil y administrativa. El

departamento de ingeniería distribuye las áreas a sus respectivos ingenieros, de tal manera que el estudio general se divida en sus respectivas disciplinas.

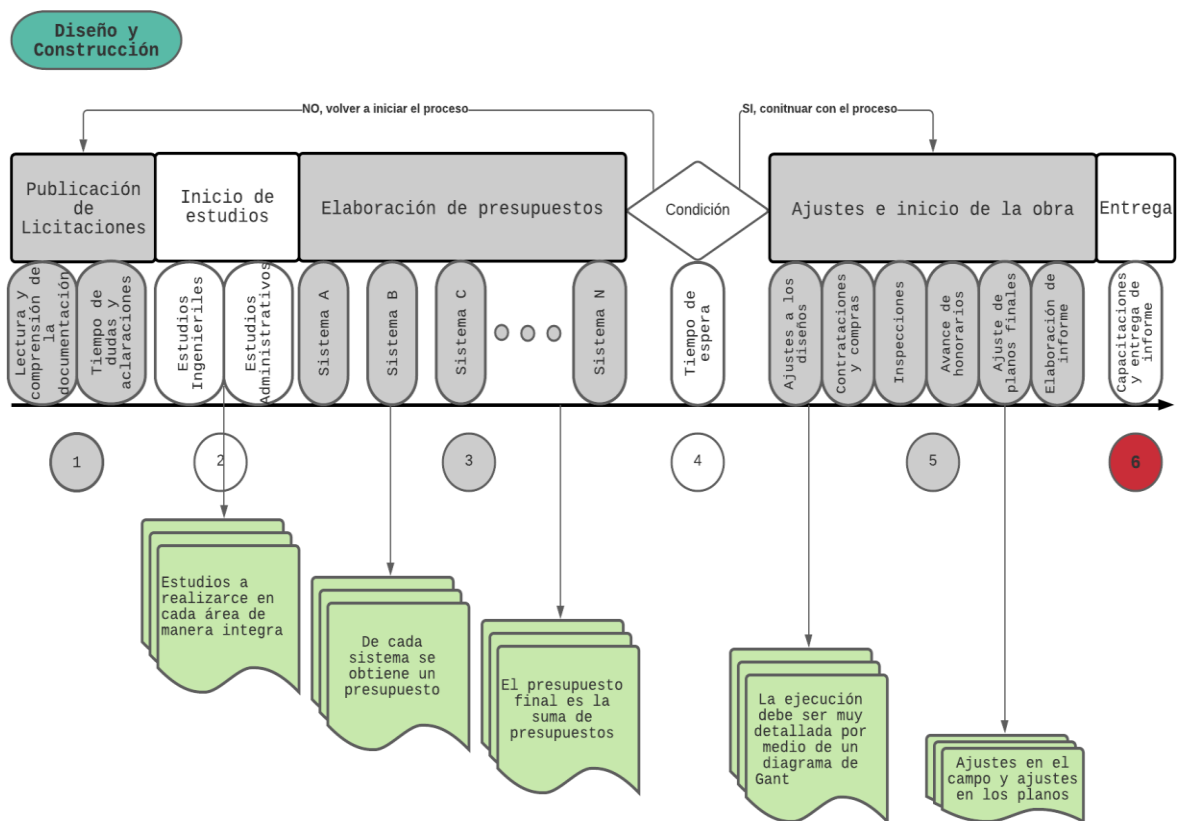
En el proceso de lectura de la documentación y realización de los estudios surgen preguntas hacia las instituciones o empresas que han generado las licitaciones para que se aclaren dichas dudas en un tiempo determinado. El tiempo es clave en las licitaciones, puesto que una tardía significa perder la oportunidad de ganarla. Los estudios en las distintas áreas brindan un diseño o anteproyecto, que, a su vez, permite conocer un presupuesto para cada área, en ese momento, se ha llegado al tercer punto del proceso productivo.

Con el presupuesto total, se puede realizar una presentación de la oferta en la fecha que así las instituciones o empresas lo han determinado, una vez presentada la oferta, se da un tiempo para que se analice y, finalmente, se publique el que cumple con todos los requisitos. Por lo general, el que posee un menor presupuesto es al que le es otorgada la licitación.

Una vez ganada la licitación, se revisa y ajusta el diseño, según las recomendaciones del ente licitante, se retoman los estudios realizados en las distintas áreas, pero de manera más exhaustiva y precisa, luego de estos, se presentan todos los diseños de las respectivas disciplinas, junto con documentos legales que autorizan su realización para ser revisados nuevamente, de haber algún otro cambio este debe realizarse y entregar para revisión. Una vez subsanadas todas las observaciones, se procede al quinto punto, el inicio de la construcción, donde con un cronograma se tiene trazada cada una de las actividades que harán que la obra se ejecute

ordenadamente. En el proceso de construcción, se realizan inspecciones para verificar el porcentaje de avance de la obra o construcción, en la que también en dichos avances se permite realizar los honorarios respectivos. Como último punto, se encuentra la elaboración y presentación de un informe de toda la obra (resumen) y se brindan capacitaciones de ser requeridas.

Figura 1 Proceso productivo de Constructora Navarro y Avilés



1.3. Antecedentes a nivel internacional

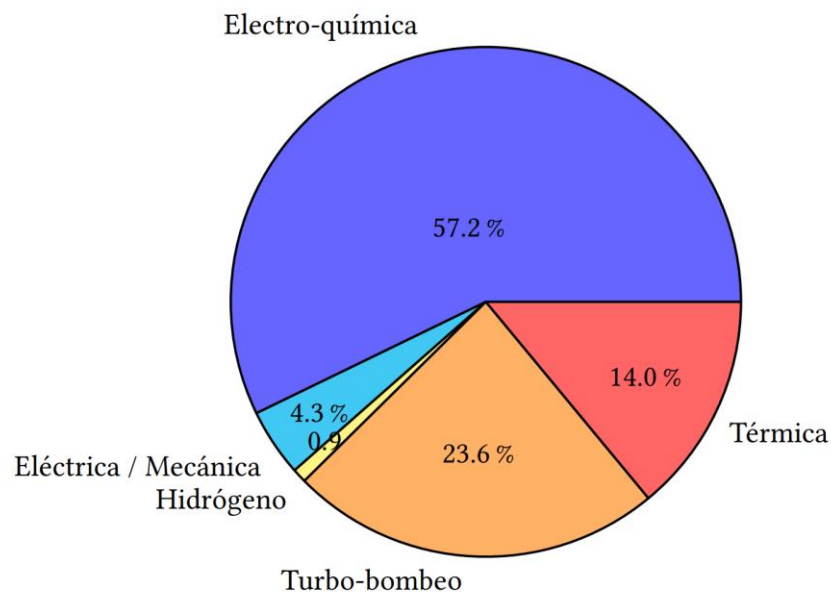
DE acuerdo con Beard (2019), “entre todos los tipos de almacenamiento de energía, el tipo que ha ido creciendo rápidamente en la red eléctrica mundial es el almacenamiento por baterías”. Según la base de datos global de almacenamiento de energía del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), se han implementado más de 3 GWh de energía, incorporada por medio de sistemas de almacenamiento que utilizan baterías, estos sistemas han sido conectados desde el 2012 hasta el 2017, periodo en que se tomó la medición. La integración, a gran escala, de almacenamiento de energía en la red eléctrica tiene una serie de beneficios, incluyendo la resiliencia del sistema de distribución, reduce cuellos de botella en el sistema de transmisión y mejora la eficiencia del sistema. Se estima que el almacenamiento de energía puede ayudar a mitigar parte de los \$100 mil millones anuales en mantenimiento a la infraestructura de transmisión y distribución solo en los Estados Unidos, además, puede ayudar a reducir las pérdidas económicas comerciales de los cortes de energía incorporando energía de respaldo y brindando capacidades de isla cuando se presentan desastres naturales.

Según Grazia Barchi (2018), los sistemas de almacenamiento de energía que utilizan baterías son también empleados en edificios comerciales y/o industriales en combinación con sistemas fotovoltaicos para el manejo de la energía, llamados BESS (*Battery Energy Storage System*).

El Departamento de Energía de los Estados Unidos ha producido una base de datos en línea que permite consultar información de distintos proyectos de almacenamiento distribuidos a nivel mundial (Department of Energy, USA Government, 2017). De los proyectos incluidos en esta base de datos, se encontró que hay 1407 en operación, en construcción, en reparación y contratados.

El DOE clasifica los proyectos de almacenamiento de energía en las siguientes categorías: Electroquímica, Eléctrica/Mecánica, Hidrógeno, Turbo Bombeo y Térmica. La base de datos del DOE sirve para comprender la distribución de los proyectos de almacenamiento por país, tecnología, entre otros. La Figura 2 muestra la distribución de los 1407 proyectos por cada una de las categorías.

Figura 2. Clasificación de almacenamiento de energía por cada tecnología.

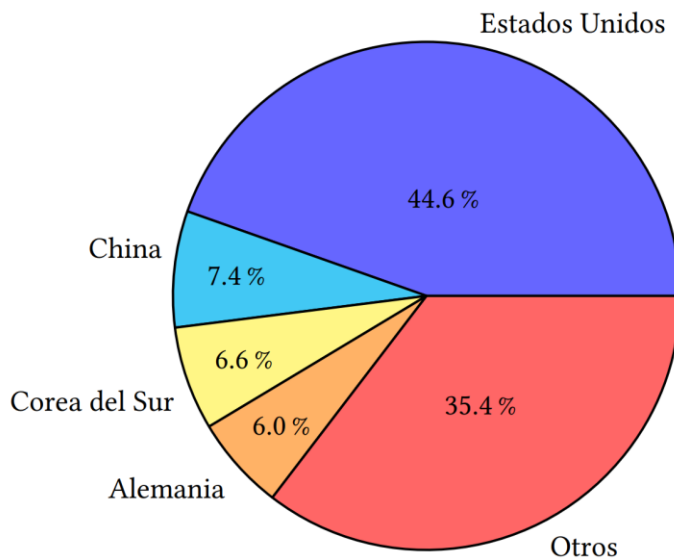


Nota. Porcentajes de proyectos realizados en las distintas tecnologías de almacenamiento.

Tomado de Clasificación almacenamiento de energía (USA Department of Energy, 2020).

En la Figura 2, claramente, la tecnología electroquímica es la que abarca mayor cantidad de proyectos dedicados al almacenamiento de energía, por esa razón, este proyecto se enfoca en esta tecnología.

Figura 3. Distribución por países de los proyectos con almacenamiento electroquímico.



Nota. Los datos disponibles en la base de datos permiten identificar los países que han invertido en cada una de las tecnologías. Estados Unidos, China, Japón y Alemania son los países con mayor cantidad de proyectos de almacenamiento de energía. Tomado de Distribución por países (USA Department of Energy, 2020).

Actualmente, según la Research (2021), existe una reducción continua en el costo de las baterías especialmente las de ion litio, el mayor fabricante de baterías sigue siendo el gigante CATL, que solo durante julio ha producido 6,1 GWh de capacidad de baterías, alcanzando el 29,3 % de la cuota de mercado. Y no deja de crecer, ya que, con respecto a julio del año pasado, su producción ha aumentado en un 236 %. En el cómputo general, CATL también ocupa la primera posición. Entre los meses de enero y julio, el titán chino ha producido 34,2 GWh; los pronósticos indican una aceleración continua en el ritmo de las implementaciones globales de almacenamiento de energía en baterías para la próxima década, por esta razón, el alto interés en la inversión en baterías.

1.4. Antecedentes a nivel nacional

Costa Rica produce la mayoría de su electricidad utilizando fuentes renovables, ha construido y modernizado plantas hidroeléctricas, geotérmicas y eólicas en los últimos 10 años. Datos recientes publicados por la (Comisión Económica para América Latina y el Caribe [CEPAL], 2020) reflejan que Costa Rica ha aumentado desde el 2005 la capacidad instalada de fuentes renovables en aproximadamente 100 MW por año. En particular, las estadísticas del sistema costarricense demuestran un crecimiento de la inserción de fuentes de energía variables e

intermitentes (eólica y solar). En la Tabla 1, se presentan porcentajes de demanda según el tipo de fuente, puede notarse cómo la generación hidroeléctrica aporta el mayor porcentaje.

Tabla 1. Atención de la demanda por fuente, enero a diciembre de 2020.

Fuente	MWh	%
Bagazo	58 570,16	0,53
Eólico	1 459 442,11	13,24
Geotérmico	1 689 173,52	15,33
Hidro-Exportación	7 661 203,25	69,52
Solar	9 004,34	0,08
Térmico	23 730,69	0,22
Importación	118 739,46	1,08
Total	11 019 863,53	100

Nota. Tomada de Atención de la Demanda por Fuente, (ICE, 2020).

El uso del almacenamiento de energía es una opción altamente atractiva para captar la producción de estas fuentes en instantes cuando no es necesaria (por ejemplo, en horas nocturnas a excepción de la fuente solar), y depositarla en dispositivos que permitan su uso en el momento que se requiera (por ejemplo, en horas de demanda máxima). El almacenamiento de energía es considerado a nivel internacional como una de las principales herramientas para integrar efectivamente las fuentes de energía renovables no convencionales, debido a que ayuda a maximizar los beneficios que éstas brindan al sistema eléctrico (energía distribuida, de bajo costo, y limpia). En general, el almacenamiento de energía brinda diversos beneficios a los sistemas eléctricos, donde destacan los siguientes:

- La integración de las fuentes de energía renovables.

Permite reducir las toneladas de CO² al año debida a la utilización de plantas térmicas

(Department of Energy, USA Government, 2017).

- La reducción de los picos de la curva de demanda.

Se refiere al uso del almacenamiento para reducir la demanda máxima (*peak shaving*)

(Universidad de Costa Rica [UCR], 2018).

- Aumento de la eficiencia del sistema.

Se refiere al uso del almacenamiento para gestionar el consumo con base a los costos de la electricidad, con el fin de minimizar la facturación y aumentar la rentabilidad del sistema

(Universidad de Costa Rica [UCR], 2018).

- Mejora en la confiabilidad y seguridad de la red.

La disponibilidad de otro suministro de energía como un sistema de almacenamiento puede verse como un sistema de respaldo que, en momentos de interrupción del suministro eléctrico, este puede entrar a respaldar, lo cual hace que mejore la confiabilidad (European Association for Storage of Energy, 2017).

- Disminución en el costo de facturación eléctrica.

Una de las aplicaciones del BESS es la de usuario final, donde se puede reducir el costo de facturación, esto es posible cuando se hace una gestión de costos por tiempo de uso (*time-of-*

use cost management) y una gestión de carga por demanda (*demand charge management*) (Beard, 2019).

Actualmente, en Costa Rica, existen empresas que ofrecen el servicio de sistemas de almacenamiento de energía que utilizan fuentes de energía renovables, las empresas que se encontraron mayor posicionadas según esta investigación fueron: GreenEnergy y SERC.

Tabla 2. Proyectos realizados por GreenEnergy en Costa Rica.

Proyecto	Descripción
Automercado Lindora, Santa Ana	Ahorro mensual en la factura eléctrica de un 23%, 28 toneladas de CO2 evitadas anualmente, tarifa comercial
Construplaza	Ahorro mensual en la factura eléctrica de las 120 toneladas del sistema de A/C, 14,09T de CO2 evitadas anualmente, tarifa general con demanda
MAYCA, Pérez Zeledón y San Ramón	Ahorro mensual en la factura eléctrica 28% y 33% respectivamente, 10,7 toneladas de CO2 evitadas anualmente

Nota. Tomado de (GreenEnergy, 2021)

1.5. Antecedentes a nivel local

El INS (Instituto Nacional de Seguros), actualmente, en sus centros de salud contempla un sistema de respaldo en el rango de 2 a 8 horas por medio de generadores (Grupo INS, 2021), el sistema de respaldo de energía que los centros de salud del INS suelen utilizar, se encuentran limitados, en cuanto a reducir el costo de facturación eléctrica. Por tanto, a nivel local, no se

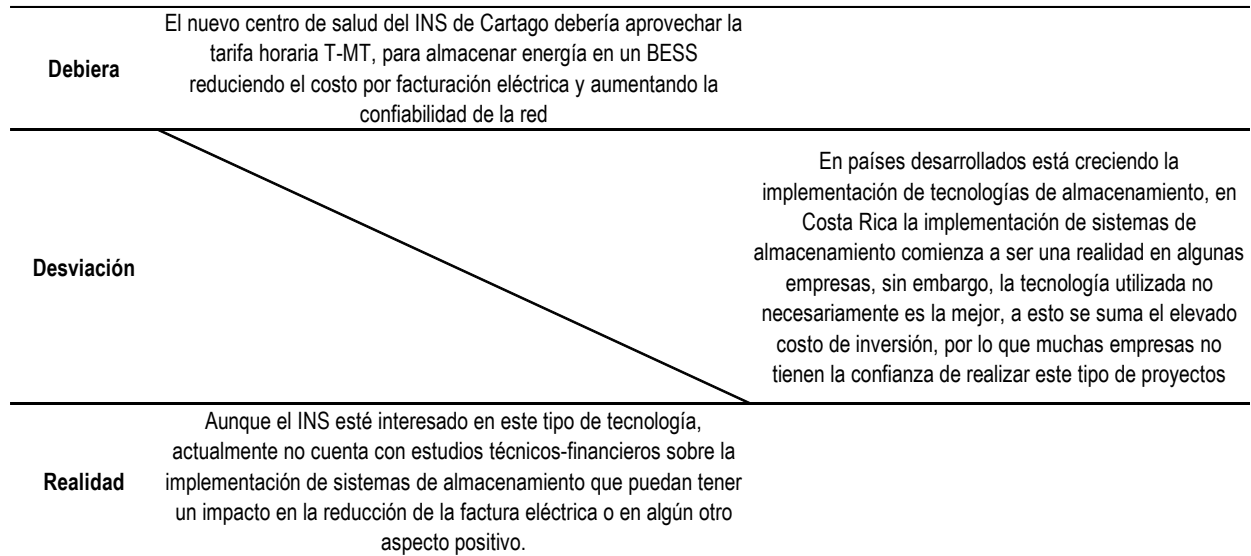
cuenta con un estudio sobre la viabilidad de implementar un sistema de almacenamiento que utilice baterías y que trabaje en combinación con los generadores para lograr un ahorro en la facturación eléctrica. Para el nuevo INS de Cartago, todo se encuentra aprobado al nivel de diseño, este no incluye el sistema de almacenamiento con baterías, únicamente el de respaldo por generadores. Esta investigación hace una evaluación sobre la implementación de un BESS para reducir el costo de la factura eléctrica.

1.6. Planteamiento del problema

En el INS de Cartago, se deben alinear a los objetivos de desarrollo sostenible presentados en el Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública 2019–2022, una forma que buscan hacerlo es disminuyendo el costo por facturación eléctrica, aprovechando la tarifa T–MT con la que contará. Esto por medio de una integración de un sistema de almacenamiento de energía que utilice baterías, con la intención de suministrar energía en el primer periodo punta y parte del segundo periodo valle, periodos en los cuales se presenta la mayor demanda (Grupo INS, 2021). La proyección actual de facturación eléctrica apunta entre valores de \$ 10 000 y \$ 15 000 mensuales (CIRCUITO, 2021). En la actualidad, el INS no cuenta con estudios sobre el aprovechamiento de sus sistemas de respaldo que cuantifiquen el ahorro en la factura eléctrica, esto ha sido así, debido a que los sistemas de respaldo únicamente han sido dimensionados para respaldar el

edificio en casos de emergencia como: cortes eléctricos, fallas en la red, desastres naturales y paros programados, lo cual hace valioso analizar, si es viable en la parte técnico-financiero implementar un sistema de respaldo que utilice baterías.

Figura 4. Planteamiento del problema.



1.7. Justificación

En lo que concierne a Costa Rica, en setiembre de 2018, se celebró el Congreso Nacional de la Energía y entre los temas abordados, sobresale “la importancia del acceso a tecnologías que se encarguen de almacenar los excedentes de energía, lo cual tiene una estrecha relación con el problema de la sobreproducción energética que afecta la matriz eléctrica nacional. Estos sistemas

de almacenamiento ayudarían a incrementar la competitividad a nivel regional, pues se podría guardar el excedente de energía en horas en que generar es más barato y con esto inyectarla a la red en momentos del día donde exista mayor demanda” (Comisión Económica para América Latina y el Caribe [CEPAL], 2020). En el primer objetivo de la SIEPAC, se indica que se apoyaría la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional, mediante la creación y establecimiento de mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que faciliten la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica.

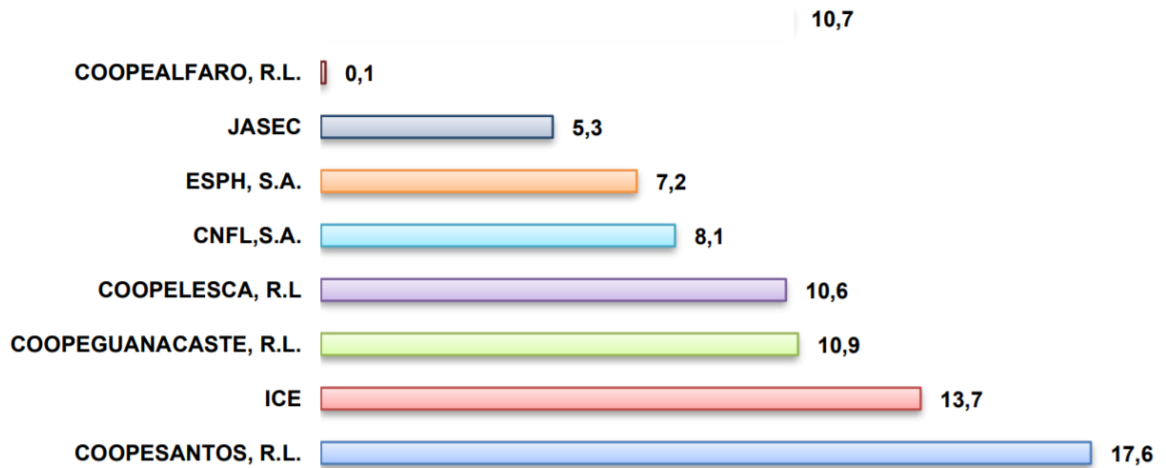
El consumo de energía eléctrica durante muchos años y aún en la actualidad es mayoritariamente dependiente de la red eléctrica nacional, además, a pesar de que la red es generalmente “estable”, para otro tipo de edificaciones como centros de salud u hospitales, industrias y hoteles, no es suficiente el nivel de estabilidad que ofrece la red local. Esta estabilidad, como lo indica la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos [ARESEP] (2020), en su Informe de calidad eléctrica para el servicio de distribución 2020, es medido a través de la evaluación de la continuidad del suministro¹. En función de lo anterior, los indicadores FPIR

¹ La continuidad del suministro eléctrico se evalúa principalmente mediante la ponderación de la afectación de las interrupciones con una duración mayor a cinco minutos que se originen a nivel de subestaciones, elementos de protección automáticos o manuales o en los transformadores de distribución, y los abonados o servicios afectados por esas interrupciones.

(Frecuencia Promedio de las Interrupciones por abonado) y el DPIR (Tiempo Promedio de Interrupción por abonado) permiten conocer el grado de continuidad del servicio eléctrico suministrado por las empresas distribuidoras.

El primero expresa la cantidad promedio de veces que el suministro eléctrico se interrumpe a cada abonado o usuario del servicio de electricidad y el segundo contabiliza el tiempo promedio en que el servicio eléctrico no le fue suministrado; es decir, se mide el tiempo y la cantidad de veces que en promedio un usuario del servicio eléctrico del país, de una empresa eléctrica o un usuario de una parte de la red eléctrica de esa empresa, experimenta una interrupción en el servicio eléctrico por un determinado periodo. En la Figura 5 se tiene que, para la Junta Administrativa del Servicio Eléctrico Municipal de Cartago (JASEC), el tiempo promedio de interrupción del servicio es de 5,3 horas al año, lo cual para un centro de salud médico es inaceptable la interrupción del servicio eléctrico (Código Eléctrico Nacional [NEC], 2014). Por tanto, se justifica el uso de un sistema de respaldo.

Figura 5 Tiempo promedio de interrupción por abonado, medido en horas en el periodo 2020



Nota. Tomado de (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos [ARESEP], 2021).

Debida a estas interrupciones, se justifica el uso de generadores a combustión, para centros de salud, como el nuevo INS de Cartago, en el cual, según el NEC (2014), es mandatorio el uso de un sistema de respaldo, debido a la naturaleza del servicio que el edificio brindará. Actualmente, el diseño del nuevo INS en Cartago cuenta con dos sistemas de respaldo, que utilizan generadores a combustión, que, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo e Inversiones Públicas 2019–2022 de Costa Rica, indica que el uso de generadores a combustión iría en contradicción con dicho plan. Es por ello por lo que este proyecto propone mitigar esas interrupciones que se pueden presentar durante el día, empleando un sistema de almacenamiento de energía en lugar de los generadores. De esta manera los generadores pasarían a ser utilizados en última instancia, además, la inserción del sistema de almacenamiento aumentaría la confiabilidad de la red del INS. En resumen, se justifica:

1. Debido a que el INS contará con una tarifa T-MT, existe la posibilidad de aprovechar la energía en horas de baja demanda y en donde la energía es más barata, para suplir al sistema de almacenamiento y así contar con disponibilidad del sistema que pueda conectarse a la red del edificio en periodos donde se considere necesario.
2. La incorporación de un sistema de almacenamiento a la red del INS podría generar información valiosa, por ejemplo, históricos que indican reducción del costo de la factura eléctrica, mejoramiento de la confiabilidad de la red y disminución en el uso de los generadores; esto haría que la Constructora Navarro y Avilés proponga un diseño e instalación apropiados de un BESS a más edificios del INS.
3. Los sistemas de almacenamiento de mayor tendencia son los que utilizan baterías, debido al constante desarrollo de ellas, permiten aumentar la capacidad de almacenamiento (sistemas que presentan mayor densidad de energía por unidad de volumen) (Departament of Energy, USA Goverment, 2017).
4. Al operar el sistema de almacenamiento en una parte de la jornada laboral, se garantiza que no habrá interrupciones en la red del INS provenientes de fluctuaciones (cortes de energía o inestabilidad en la red de la JASEC). Un ejemplo de inestabilidad podría ser, bajo voltaje en el periodo punta.

1.8. Objetivos

1.8.1. Objetivo general

Evaluar la viabilidad técnico-financiera de los sistemas de respaldo de energía del Edificio del INS de Cartago, mediante el uso de baterías permitiendo una reducción en el costo de facturación eléctrica.

1.8.2. Objetivos específicos

1. Diseñar un perfil de carga promedio que proyecte el consumo de energía del edificio del INS y permita la estimación del sistema de almacenamiento de energía basado en los datos de demanda del edificio y de la tarifa T-MT actual.

Indicador de logro: Perfil de carga.

2. Estimar la capacidad del sistema de almacenamiento del banco de baterías que mejor se adapte a las necesidades de demanda y que cumpla con las normas y requerimientos técnicos, esto basado en el perfil de carga.

Indicador de logro: Estimación del sistema de almacenamiento.

3. Establecer un plan financiero con indicadores económicos que evidencien el impacto que se obtendría empleando el sistema de almacenamiento propuesto.

Indicador de logro: VAN y TIR.

1.9. Viabilidad

De acuerdo con BBC News (2021), “la finalización de la batería de iones de litio más grande del mundo en un tiempo récord muestra que es posible una solución energética sostenible y efectiva’. Expresó la empresa Tesla en un comunicado oficial, tras la puesta en marcha de un sistema de almacenamiento ubicado al sur de Australia”. Los antecedentes indican que el almacenamiento energético, ya es una realidad en diferentes proyectos alrededor del mundo e incluso en Costa Rica, empresas, como GreenEnergy y el Grupo SERC, cuentan con proyectos exitosos en el país.

La energía limpia que se genera puede ser desviada a la red 24/7, aumentando la fiabilidad de los sistemas, indiferentemente de si la disponibilidad del recurso es la necesaria. No obstante, aunque en el mundo ya existen proyectos de este tipo, todas las plantas de generación trabajan distinto y la demanda de energía es diferente en horarios y cantidad para todos los operadores eléctricos, por lo que reconocer que el almacenamiento energético es técnicamente viable es de suma importancia. Se aclara que este proyecto es exploratorio y se quiere valorar si la implementación puede resultar en una disminución del costo de la factura eléctrica y/o en algún otro aspecto positivo para el INS, como lo sería mantener la certificación carbono neutral. Para esto, se debe de tomar en cuenta, que este debe ser ajustado a las necesidades del INS y es por ello por lo que la información brindada por el equipo de trabajo de Navarro y Avilés, junto con el INS y consultores como Circuito, Ecoaire y Matelpa, es vital para el desarrollo pleno de este

proyecto. Los implicados mencionados anteriormente, en coordinación con Navarro y Avilés, se encuentran en total disposición de colaborar con los datos técnicos y asesoría que el proyecto necesita. Es importante resaltar la ayuda del profesor guía con conocimientos en el tema y con contactos en el área.

Se aclara que, aunque se tiene acceso a la tecnología y al conocimiento de proyectos de éxito, no se hará la compra de ningún sistema de almacenamiento para realizar pruebas u otros requerimientos. Este es un proyecto que explora la posibilidad de realizar una propuesta técnica, viable y rentable para el nuevo INS de Cartago, lo cual conlleva demostrar con bases teóricas lo mencionado, por ello, se hacen referencias a hechos específicos que otras empresas han implementado alrededor del mundo y a nivel nacional.

El INS es la primera y única aseguradora Carbono Neutral Plus de Costa Rica (Grupo INS, 2021), por esto, la tecnología que se está proponiendo de Primus Power, el equipo (EnergyPod 2), contiene la certificación libre de carbono, por lo que abona a los objetivos del INS, en cuanto a descarbonización, ya que no se necesitará frecuentemente el uso de los generadores.

2. Capítulo 2 Metodología

Tabla 3. Metodología de Investigación.

Objetivo Específico	Actividad por realizar	Resultado esperado
<p>1. Diseñar un modelo de predicción de consumo de energía del edificio del INS que permita el dimensionamiento del sistema de almacenamiento de energía basado en los datos de demanda del edificio y de la tarifa T-MT actual.</p>	<p>Recopilar información referente a las opciones de almacenamiento que utilizan baterías disponibles en el mercado nacional e internacional.</p> <p>Recopilar los resultados de la empresa que mejor se aproxime a la aplicación requerida (almacenamiento de energía).</p> <p>Elaborar un cuadro resumen de la información recopilada con los datos relevantes para el almacenamiento de energía.</p> <p>Recopilar valores de demanda y perfil de carga basado en facturaciones eléctricas de centros de salud del INS similar al que se requiere construir en Cartago.</p> <p>Proyectar el comportamiento de la carga y el consumo de energía del INS de cartago en base al item anterior.</p> <p>Con la proyección anterior estimar el costo de facturación con la tarifa de T-MT sin el sistema de almacenamiento.</p>	<p>Perfil de carga</p>

Tabla 4. Metodología de Investigación. Continuación.

Objetivo Específico	Actividad por realizar	Resultado esperado
<p>2. Estimar el sistema de respaldo del banco de baterías que mejor se adapte a las necesidades de demanda y que cumpla con las normas y requerimientos técnicos, esto basado en el modelo de predicción.</p>	<p>Escoger la tecnología de baterías que mejor se adapte al edificio del INS.</p>	
	<p>Estimar el número de módulos necesarios de baterías a utilizar, basado en el perfil de carga.</p>	
	<p>Elaborar una tabla/gráfico donde se aproxime el consumo de energía (facturación eléctrica) sin el sistema de almacenamiento.</p>	<p>Estimación del BESS</p>
<p>3. Establecer un plan financiero con indicadores económicos que evidencien el impacto que se obtendría empleando el sistema de respaldo propuesto.</p>	<p>Elaborar un cuadro comparativo de los resultados de las dos tablas/gráficos elaborados en las actividades anteriores.</p>	
	<p>Estimar costos.</p>	
	<p>Calcular el punto de equilibrio Obtener el VAN</p>	<p>Punto de equilibrio, VAN</p>

2.1. Metodología

Inicialmente, de manera exploratoria, se requerirá investigar acerca de las tecnologías que se emplean actualmente para sistemas de almacenamiento que utilizan baterías, con esto, se obtendrá un amplio panorama que permitirá conocer ventajas y desventajas entre los tipos de tecnologías. Una vez que se conozca el principio básico de funcionamiento de cada una de ellas, es necesario conocer cuáles empresas, a nivel internacional y nacional, utilizan algunas de ellas. Con ello, se logrará sondear si existe alguna tendencia de la tecnología específica empleada, en otras palabras, proporcionará información sobre características de los proyectos de almacenamiento de energía en los cuáles fueron utilizadas como: aplicación que se utiliza, carga a manejar y tiempo de respaldo, por mencionar entre las más sobresalientes. Seguido de lo anterior, conociendo más sobre las tecnologías de baterías más empleadas en la aplicación requerida, se propone elaborar un cuadro comparativo de las características entre las tecnologías de baterías, ventajas y desventajas en su utilización para la aplicación requerida, esto permitirá aproximarse a la solución más conveniente para el proyecto.

Al obtener una mejor aproximación de la tecnología adecuada para el sistema de almacenamiento de energía requerido en este proyecto, se propone proceder con la recopilación de datos eléctricos del centro de salud, tales como: capacidad del transformador, demanda máxima de potencia por sistemas, y tarifa. Con estos datos, se elaborará un perfil de carga, utilizando la herramienta de Microsoft Excel, lo que se requiere mostrar con el perfil de carga, es

una proyección del consumo de energía en los periodos punta, valle y nocturno, sin el sistema de almacenamiento y, posteriormente, con la incorporación de este. Lo anterior, con el objetivo de determinar cuánto tiempo el sistema de almacenamiento puede ser empleado y estimar la inyección de energía entre los distintos periodos, todo esto basado en históricos de consumo de los equipos en centros de salud similares.

Al contar con una aproximación del modelo de predicción, se puede proceder con la escogencia de la tecnología de baterías y con el inicio del diseño de todo el sistema de almacenamiento, que requerirá consultar las memorias de cálculo eléctricas del diseño actual del edificio del INS de Cartago, de los planos eléctricos y mecánicos, los directorios de los tableros eléctricos y las tablas de equipos.

El análisis financiero requerirá de cotizaciones de equipos, materiales, instalación e, incluso, mantenimiento del sistema de almacenamiento de energía que empleará baterías. Conociendo estos datos, prosigue la obtención de indicadores económicos como el VAN y TIR, que se proponen en este análisis, con el fin de determinar si el proyecto es viable económicamente; de ser necesario, se hará una evaluación del indicador económico LCOS, que permite obtener una comparación de sistemas de almacenamiento, a través del método de costo nivelado del almacenamiento, que permite analizar entre cuatro tecnologías distintas. Finalmente, con los indicadores económicos y la viabilidad técnica, se procede a determinar si el proyecto es realizable.

3. Capítulo 3 Marco conceptual

En el presente capítulo, se revisarán los conceptos teóricos necesarios para el correcto entendimiento involucrados en el sistema de almacenamiento de energía.

3.1. Almacenamiento de energía–conceptos previos

El almacenamiento se puede emplear para aplicaciones que consumen potencia y energía intensivas. Si la mayor parte de la potencia se necesita durante períodos de tiempo relativamente cortos, la aplicación es de potencia intensiva. Si se necesita energía durante períodos de tiempo relativamente largos, la aplicación es de energía intensiva (Zini, 2016).

Los BESS² no son como las plantas de generación de energía convencionales; en lugar de ser clasificados y definidos solo por su clasificación de potencia, los BESS tienen clasificaciones tanto de potencia como de energía. Esto significa que la selección de BESS puede ajustarse para ayudar en aplicaciones de uso intensivo de potencia o de energía.

El almacenamiento también puede estar destinado a usos estacionarios o no estacionarios; Las instalaciones estacionarias ocurren cuando el BESS suministra energía a una carga inmóvil, mientras que las instalaciones no estacionarias suelen ser para cargas en movimiento, como vehículos, botes, barcos, aviones, carretillas elevadoras de manipulación de

² Battery Energy Storage System

materiales, etc. Las características de almacenamiento de los BESS estacionarios y no estacionarios pueden ser considerablemente diferentes.

Demanda: Cantidad de energía adquirida por el conjunto de consumidores en el mercado nacional, en un momento dado, y expresada en una unidad equivalente.

Al nivel local: Máxima tasa de consumo constante a lo largo de un período de 15 minutos de un total de 2,880 períodos iguales. Se mide en kW o kVA, disponibilidad de potencia eléctrica para uso del cliente. En el caso de tarifas horarias, se presenta una lectura de Demanda Máxima para cada uno de los tres períodos en que se ha dividido el día: punta, valle y nocturno (Código Eléctrico Nacional [NEC], 2014).

Factor demanda: El factor de demanda es la relación entre la suma de la demanda máxima de un sistema (o parte de un sistema) y la carga total conectada en el sistema (o parte del sistema) bajo consideración. Este valor es siempre menos de uno (Código Eléctrico Nacional [NEC], 2014).

Factor diversidad: El factor de diversidad es la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de las distintas partes de un sistema y la demanda máxima de todo el sistema (o parte del sistema) bajo consideración. Generalmente, este valor es más de uno (Código Eléctrico Nacional [NEC], 2014).

Factor de uso: Es la relación entre la máxima demanda de un sistema y la capacidad nominal del sistema (o de un elemento) (Código Eléctrico Nacional [NEC], 2014).

Potencia (P): La salida de potencia nominal que puede proporcionar un BESS, medida en vatios (W) (Zini, 2016).

Energía: La producción total de energía que puede proporcionar un BESS, generalmente medida en vatios-hora (Wh).

Capacidad: Representa el contenido de carga en el almacenamiento, medido en culombio (C).

Tiempo de descarga: Se refiere al período de tiempo, durante el cual el sistema puede entregar electricidad a la carga mediante la conversión de la energía almacenada del dispositivo.

Tiempo de carga: Representa el período de tiempo durante el cual el sistema puede almacenar energía proveniente de la fuente de energía de carga.

Eficiencia (RT, *Round Trip*): Indica la relación entre la cantidad de energía descargada del dispositivo y la cantidad de energía necesaria para cargarlo.

Estado de Carga (SOC) (mínimo y máximo): Se refiere al umbral mínimo o máximo de la capacidad total del ESS que no se puede superar para evitar daños a la tecnología.

Profundidad de Descarga (DOD): Representa el rango entre el SOC mínimo y máximo.

Vida útil (en ciclos o unidades de tiempo): Indica el número de ciclos de descarga y carga que el dispositivo de almacenamiento de energía puede experimentar antes de que no cumpla con los criterios de rendimiento específicos.

Pérdidas parasitarias: Es una característica interna de algunos BESS que hacen que pierdan una cuota de su carga, reduciendo así la eficiencia.

Tiempo de respuesta: Es el tiempo que tarda el dispositivo de almacenamiento en comenzar a proporcionar o almacenar energía a pedido.

Densidad gravimétrica: Indica la cantidad de energía que se almacena por unidad de peso del sistema de almacenamiento.

Densidad volumétrica: Representa la cantidad de energía que se almacena por unidad de volumen del sistema de almacenamiento.

Red inteligente (*Smart Grid*): Es el nombre que se le da a un sistema de energía evolucionado, diseñado y administrado para mantenerse al día con los cambios en curso en la red eléctrica dada la integración renovable, el impacto ambiental, el sistema de distribución activo y la mayor incertidumbre. Una serie de renovaciones y cambios de paradigma en tecnologías relacionadas con la generación, transmisión y control de distribución de energía contribuirán al eventual surgimiento de redes inteligentes en todas las naciones (Surya Santoso & Beaty, 2018).

Baterías de flujo: Las baterías de flujo (BF) son una tecnología electroquímica, desarrollada en los años setenta, cuyo funcionamiento difiere de las baterías recargables tradicionales, debido a que la energía se almacena en elementos activos disueltos en dos electrolitos acuosos y no en los electrodos. Los electrolitos se almacenan en el exterior de la batería y se bombean al interior cuando es necesario; una vez dentro de la celda, los electrolitos se separan a partir de una

membrana permeable que permite la interacción de estos (European Association for Storage of Energy, 2017).

3.2. Aplicaciones del sistema de almacenamiento

La aplicación que compete en esta propuesta es la de usuario final (*end user energy management*) (Hou Sheng Zhou, 2021), la cual será explicada en seguida.

3.2.1. *End User Energy Management (usuario final)*

La gestión de la energía del usuario final es el conjunto de servicios que ESS puede proporcionar a usuarios finales como clientes residenciales, comunitarios o industriales. Dichos servicios son los siguientes:

3.2.2. *Gestión de costos por tiempo de uso*

La gestión de costos por tiempo de uso (TOU), también llamada nivelación de carga o cambio de energía, implica la carga del BESS durante periodos que no son picos y su descarga en periodos que son picos para ahorrar costos de electricidad. Conociendo los precios pico, parciales y no pico, y los rangos de tiempo se vuelve sencillo para los pequeños clientes y la programación del BESS es fácilmente factible (Hou Sheng Zhou, 2021).

3.2.3. *Gestión de carga por demanda (peak shaving)*

La gestión de la carga por demanda, muy a menudo denominada reducción de picos, es la provisión de energía eléctrica para ahorrar en el precio de la electricidad distribuido entre la energía total suministrada. Si el BESS se descarga cuando el consumo de energía supera un umbral predeterminado, la energía es suministrada por el BESS en lugar de la red, lo que reduce la potencia máxima suministrada al usuario final por el operador de la red. Por lo general, el consumo de energía se verifica durante un período de 15 minutos y se factura mensualmente. Reducir los consumos de energía mensuales más altos de 15 minutos por encima de un cierto umbral puede resultar en ahorros sustanciales. Esta estrategia puede ser inalcanzable si el perfil de carga es plano, ya que la batería tendría que ser dimensionada con una capacidad muy alta solo para obtener reducciones en el precio del consumo de energía que normalmente son marginales en comparación con la venta de energía, por ejemplo, mediante arbitraje (Zini, 2016).

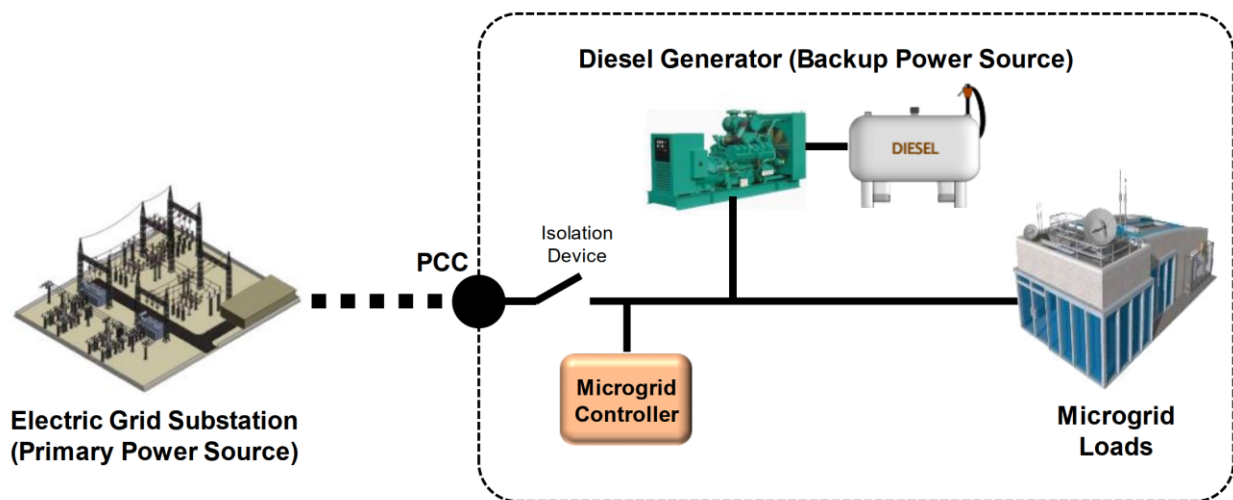
3.2.4. *Calidad y confiabilidad de la energía*

Los servicios de calidad y confiabilidad de la energía brindan energía de respuesta rápida e inyección de energía para mantener altos estándares de calidad de servicio (QOS) en la red del cliente. En caso de interrupciones prolongadas, el BESS se puede utilizar para proporcionar un servicio ininterrumpido (como respaldo de emergencia) para clientes residenciales o mantener una producción estable para clientes industriales o proporcionar seguridad mejorada y prevención de daños mediante paradas seguras de la máquina.

3.3. Sistema de almacenamiento–funcionamiento

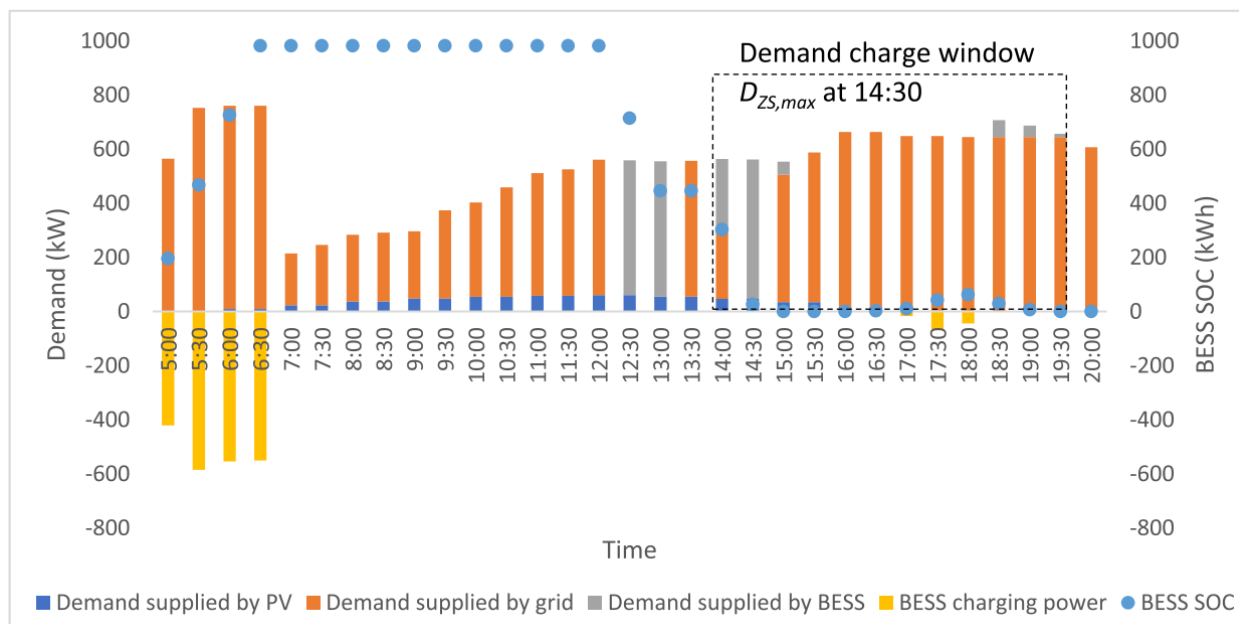
En la Figura 6, se presenta un sistema de respaldo y puede notarse que, en una interrupción de la energía, la transferencia (*Isolation Device*) permite la conexión del generador, el cual es administrado por un panel de control de la microrred (*Microgrid Controller*).

Figura 6. Conexión típica de un sistema de respaldo a la red.



Nota. Conexión convencional de un sistema de respaldo con generador a combustión entre la red del proveedor y la red local del edificio, reproducido de *An Example of a Microgrid Today that uses Diesel Generators for Backup Power* (Primus Power, 2017).

Figura 7. Comportamiento típico de un sistema de respaldo.



Nota. Datos de demanda en kW y energía en función del tiempo. Reproducida de *Breakdown of the sources of supply to meet electricity demand breakdown for building 1 on February 14, 2018 with PBESS = \$500/kWh and PTV = \$200/kVA* (Hou Sheng Zhou, 2021).

En este ejemplo, las barras representan la carga demandada, los puntos azules corresponden al estado de carga del sistema de baterías, el color naranja de las barras representa la energía suministrada por la red de distribución y el color gris la energía suministrada por el banco de baterías. Asimismo, cabe señalar que el banco de baterías está programado para suministrar energía entre las 12:00 y las 15:30, en este caso, la hora máxima de demanda es a las 14:30. Se nota que entre las 5:00 am y las 6:30 am las baterías se encuentran en proceso de carga, por lo que su aporte de energía es negativo, representado de color amarillo, lo que indica

que son consumidoras de potencia en horas que no corresponden al pico de la red de distribución, luego, las baterías se mantienen cargadas y sin interactuar con la red de distribución hasta las 12 m.d., momento en el cual se aprecia la disminución de carga de las baterías, porque, durante ese periodo están suministrando su carga almacenada, logrando bajar el requerimiento de potencia a suplir por la red de distribución en el momento que se predeterminó que coincide con el momento donde las tarifas son las más altas para este ejemplo específico (no es el caso del INS).

Ante este escenario, el componente de tarifa por potencia explicado con anterioridad debe disminuir significativamente, hay que tener claro que lo anterior depende de la potencia del grupo de baterías instalado. Para el caso del INS, se deben suponer distintos escenarios de las diversas variables (potencia instalada, tamaño del módulo de baterías, costo del sistema, entre otros) y hacer supuestos, pues no se cuenta con históricos de carga del edificio, ya que será nuevo. Lo anterior servirá para lograr encontrar resultados y analizar si generan beneficios económicos, debido a que la viabilidad del negocio se obtendría al ser atractivo económicamente. Para lograr la estimación de carga del INS, se plantea realizar un perfil de carga con los datos de comportamiento de la carga y la tarifa actual.

3.4. Perfil de carga

Para la construcción del perfil de carga, se hará tomando en cuenta recomendaciones del NEC (2014) y de Zini (2016). El perfil de carga consiste en una tabla de Microsoft Excel que contempla lo mostrado en la Tabla 5, la cual, posteriormente, se describe.

Tabla 5. Características para la construcción del perfil de carga.

EQUIPO	CANTIDAD	20:00-00:06	00:06-10:00	10:00-12:30	12:30-15:00	15:00-17:30	17:30-20:00										Nocturno	Valle	Punta	Valle	Punta	
		TIEMPO DE USO (hrs/día)	TIEMPO DE USO (hrs/día)	TIEMPO DE USO (hrs/día)	TIEMPO DE USO (hrs/día)	TIEMPO DE USO (hrs/día)	TIEMPO DE USO (hrs/día)	FACTOR DE USO	FACTOR DE COINCIDENCIA	V1Φ (V)	V3Φ (V)	I (A)	FACTOR POTENCIA	P1Φ (W)	P3Φ (W)	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	

De izquierda a derecha en la columna equipo se agrega el nombre del equipo, seguido de la cantidad de este. El tiempo en horas al día de uso de los equipos fueron obtenidos por parte de la ingeniera María Fernanda Herrera, colaboradora de Navarro y Avilés, la cual es encargada de brindar asesoría referente al equipo médico. Por su parte, los tiempos de uso de los equipos electromecánicos y los equipos instalados en casa máquinas (bombas, compresores, motores, etc.), cuartos de telecomunicaciones y sistemas fueron brindados por los ingenieros electromecánicos de Navarro y Avilés. Se aclara que los cálculos de los tiempos de uso no son parte del alcance de este trabajo, son tiempos promedios que se usarán como referencia. Luego, los tiempos de uso se dividieron en los periodos de la JASEC, que se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Tarifa de media tensión de la JASEC para el INS de Cartago

Tipo de tarifa	Descripción	Rango	Energía (kWh)	Demanda (kW)
T-MT	Tarifa opcional para clientes servidos en media tensión, con una vigencia mínima de un año, prorrogable por periodos anuales, debiendo comprometerse los clientes a consumir como mínimo 240 000KWh por año. Si dicho mínimo no se ha cumplido, por el abonado, en la facturación del doceavo mes se agregaran los KWh necesarios para completar dicho mínimo, a los que se les aplicará el precio de la energía en el periodo punta.	Punta, 10 a 12:30 horas y 17:30 a 20 horas, ¢/KWh o ¢/KW	¢55.89	¢9,835.52
		Valle, 06 a 10 horas y 12:30 a 17:30 horas, ¢/KWh o ¢/KW	¢27.30	¢7,052.52
		Nocturno, 20 a 06 horas, ¢/KWh o ¢/KW	¢18.63	¢4,824.62

Nota. La Tabla 6 indica que el cliente debe pagar por la energía consumida y por la potencia máxima registrada. Tomado de (JASEC, 2021).

El propósito de dividir el tiempo de uso en los periodos punta, valle y nocturno es para poder estimar el comportamiento de la carga en un día promedio entre lunes y viernes, donde la jornada laboral es de 08:00–16:00 horas. Se puede notar, en la Tabla 5, que el segundo periodo valle que va de las 13:00–17:30 horas se dividió en dos, esto debido a que el cambio del comportamiento de la carga justo después de las 15:00 horas se espera que tenga un comportamiento descendente. Lo anterior con base en la experiencia consultada para otros centros de salud del INS con la misma jornada laboral, la carga comienza a disminuir, puesto que ya hay menos personal médico, lo que resulta en menos pacientes y, finalmente, en menos equipos conectados. Por otra parte, en el periodo primer periodo punta (10:30–12:30), se estima que la red del INS experimente la máxima demanda, debido a mayor personal médico, aumento en el número de pacientes, lo que amerita que más equipos estén en funcionamiento.

Los factores de uso y coincidencia fueron tomados de las memorias de cálculo de CIRCUITO (2021) y se usan según la recomendación de Zini (2016), para estimar la energía que podría consumir el INS, el cálculo de esta energía se muestra en la EC.1.

$$Energía = P * H * FU * FC \quad EC1.$$

Donde,

P: potencia

H: horas de uso

FU: factor de uso

FC: factor de coincidencia

E: energía

El diseño eléctrico del INS fue realizado por CIRCUITO (2021), donde, para el factor de uso de todas las cargas, fue considerado igual a 1 y un factor de diversidad igual a 1.25, lo que resulta, según la EC2 en:

$$FC = \frac{1}{Fdiv} = \frac{1}{1.25} = 0.8 \quad EC2.$$

Donde,

Fdiv: factor diversidad

Se aclara que, en este trabajo, no se profundiza sobre el diseño eléctrico, pues la intención es poder estimar el comportamiento de la carga en un día promedio. Para el voltaje, el factor de

potencia y la corriente o potencia, se obtuvieron directamente de los equipos, en los casos en los que no se conoce la corriente o la potencia, se procede a calcular, según la EC3 y EC4.

$$P_{1\phi} = V * I * \cos\phi \quad \text{EC3.}$$

$$P_{3\phi} = \sqrt{3} * V * I * \cos\phi \quad \text{EC4.}$$

La estimación de la factura eléctrica se toma en cuenta los siguientes datos:

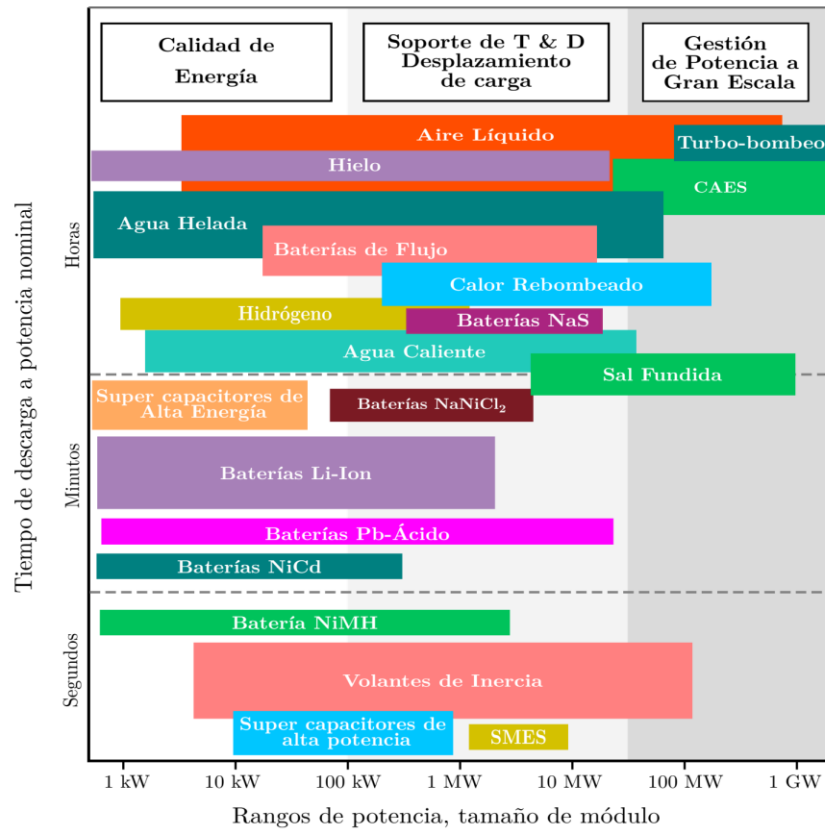
- Energía consumida en periodo nocturno
- Energía consumida en periodo valle
- Energía consumida en periodo punta
- Potencia máxima en periodo nocturno
- Potencia máxima en periodo valle
- Potencia máxima en periodo punta
- Importe por alumbrado público
- Impuesto al valor agregado 13 %
- Tributo bomberos 1,75 %
- Tarifa nocturna, valle y punta

3.5. Posicionamiento de las tecnologías de almacenamiento

En la Figura 8, se muestra la posición de las tecnologías de almacenamiento, según el tiempo de descarga a potencia nominal y capacidad de potencia desarrollada por módulo;

además, se nota como la tecnología de baterías de flujo se encuentra muy por encima de muchas tecnologías, por ejemplo, las baterías de ion litio.

Figura 8. Posicionamiento de las tecnologías de almacenamiento de energía.



Nota. Reproducido de *Range of applications and storage system needs* (Beard, 2019).

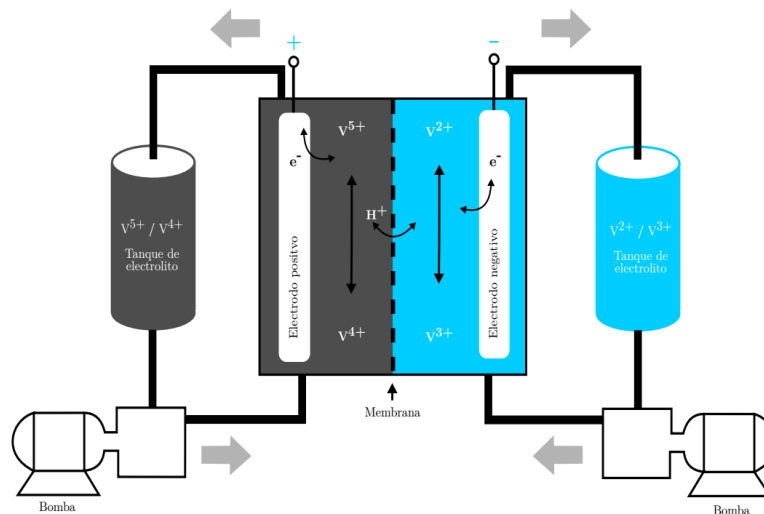
Debido a la diversidad de tecnologías en las distintas aplicaciones, en este proyecto, no se profundizará cada una de ellas, se expondrá únicamente la tecnología de baterías de flujo que, para este proyecto, son de interés en justificación con la Figura 8, el nivel de descarga que se requiere es en término de horas y en este es donde están ubicadas las baterías de flujo. Si el

lector desea profundizar sobre las demás tecnologías, puede consultar la bibliografía de Beard (2019) y UCR (2018).

3.6. Baterías de flujo

La Figura 9 muestra la disposición tradicional de las baterías, la membrana permeable y sus tanques contenedores de electrolitos (European Association for Storage of Energy, 2017). Existen principalmente 3 tipos de baterías de flujo: las baterías de flujo redox de vanadio, de hierro cromo y de zinc-bromuro. Como su nombre lo anticipa, los tipos de celda difieren en el material activo que se encuentra disuelto en los electrolitos.

Figura 9. Principio de funcionamiento de una batería de flujo.



Fuente: (Beard, 2019).

3.6.1. Baterías de flujo redox de vanadio

Las baterías de flujo redox de vanadio (BFRV) son el tipo de batería de flujo más maduro hasta la fecha. Obtienen su nombre de las reacciones de reducción y oxidación (redox), que ocurren en las celdas electroquímicas en la presencia de los electrolitos de ácido sulfúrico acuosos que contienen iones de vanadio. Durante el proceso de carga, la energía se almacena cuando se presenta una reducción en el electrodo negativo que transforma iones V^{3+} en V^{2+} , mientras que, en el electrodo positivo, ocurre un proceso de oxidación, lo cual resulta en convertir iones V^{4+} en V^{5+} . En el proceso de descarga, las reacciones anteriormente descritas se revierten para entregar la energía almacenada (Beard, 2019).

Algunas de las ventajas de las BFRV con respecto a los demás tipos son: debido a que ambos electrolitos son del mismo elemento base, se simplifica la gestión del electrolito durante la operación, el almacenamiento y el transporte; además, tienen la capacidad de una respuesta muy rápida, que puede hacer operar la batería desde cero hasta la potencia nominal en milisegundos; por otro lado, los ciclos de vida de la batería no son dependientes de la profundidad de descarga, lo cual habilita una flexibilidad de utilización mayor y, finalmente, la batería es capaz de generar hasta tres veces la potencia nominal de salida cuando se encuentra entre un 50 y 80 % de carga (Beard, 2019). La tecnología redox vanadio ha sido utilizada desde hace aproximadamente una década. Su temperatura de operación nominal ronda entre 10 y 40 °C, por lo que se deben utilizar enfriadores de ambiente si se sobrepasa dicho rango. Por lo general, la eficiencia total de las baterías se encuentra entre 60 y 80 % y sus aplicaciones más

comunes en el SEP involucran proyectos desde 10 kW hasta 10 MW en periodos entre 2 y 8 horas (European Association for Storage of Energy, 2017).

A pesar de sus ventajas, las baterías redox de vanadio presentan algunas desventajas concernientes a su operación, que incluyen: un limitado ciclo de vida (1 500–3 000 ciclos) dependiente de la celda electroquímica; un gran tamaño físico para aplicaciones de gran escala producto del requerimiento de grandes volúmenes de electrolitos; y el hecho de que, una vez finalizado el ciclo de vida de la batería, la membrana tiende a ser tóxica, por lo que el desecho de la misma debe realizarse siguiendo los estándares para manejo de material corrosivo (Beard, 2019).

3.6.2. Baterías de flujo de Hierro–Cromo

Las baterías de hierro–cromo (Fe–Cr) son uno de los tipos de batería de flujo que aún se encuentra en una etapa de desarrollo. En esta, los materiales activos del electrolito son distintos elementos, los cuales se disuelven como iones $\text{Cr}^{2+}/\text{Cr}^{3+}$ en el electrolito positivo y $\text{Fe}^{3+}/\text{Fe}^{2+}$ en el electrolito negativo. El funcionamiento de la batería Fe–Cr es muy similar al explicado en la subsección anterior, con la única diferencia de que, en este caso, los iones del electrolito se derivan de dos elementos distintos (European Association for Storage of Energy, 2017).

La operación eléctrica de las baterías está caracterizada por una eficiencia alta, de entre 70 y 80 % en total; además, esta tecnología soporta temperaturas de operación altas, entre 40 y 60 °C, lo cual las hace ideales para instalaciones en climas calientes; por otro lado, aunque

cuentan con densidades de energía menores a las BFRV, su tamaño de instalación no representa un factor de desventaja con respecto a las mismas baterías. Y, por último, las celdas Fe-Cr son unas de las más seguras en términos ambientales y operacionales debido a la baja toxicidad de los componentes activos que la integran (European Association for Storage of Energy, 2017). Según Energy Storage Association (2017), actualmente, existen sistemas demostrativos instalados en la red (mundial) y las investigaciones en este tema continúan, debido a que se anticipa que se obtendrán muy bajos costos por instalación y por energía, en escalas de MW y MWh. Además, los sistemas de almacenamiento de esta tecnología tienen potenciales aplicaciones en la red, en el área de desplazamiento de carga y de regulación de frecuencia (Beard, 2019).

3.6.3. Baterías de flujo de Zinc-Bromuro

Las baterías de flujo de zinc-bromuro (Zn-Br) son una tecnología híbrida debido a que la capacidad de la celda no depende únicamente del flujo de electrolito, sino que el zinc, uno de sus elementos activos, debe recubrir el electrodo negativo en su estado sólido para realizar los procesos de carga de la batería (Beard, 2019). El proceso de carga de la celda Zn-Br es diferente a las anteriores dos tecnologías. Durante el proceso de carga, el zinc sólido se reduce y recubre el ánodo de la celda mientras que el bromo se oxida y se forma en el electrodo positivo; ambos elementos se encuentran en el electrolito en forma de bromuro de Zinc ($ZnBr_2$). Mediante la membrana porosa, los iones de zinc y bromo migran hacia el contrario, realizando así una

ecualización de carga. Los electrolitos se diferencian únicamente en la concentración de bromo elemental, pues deben contener la misma concentración de iones de zinc y bromuro en todo instante de operación (Beard, 2019).

Actualmente, los módulos de baterías que se utilizan en proyectos de demostración cuentan con una vida útil de aproximadamente 20 años y eficiencias de aproximadamente 65 %. La mayoría de las instalaciones han sido realizadas en Australia, en escalas menores a 1 MW y de duraciones de hasta 6 horas (European Association for Storage of Energy, 2017).

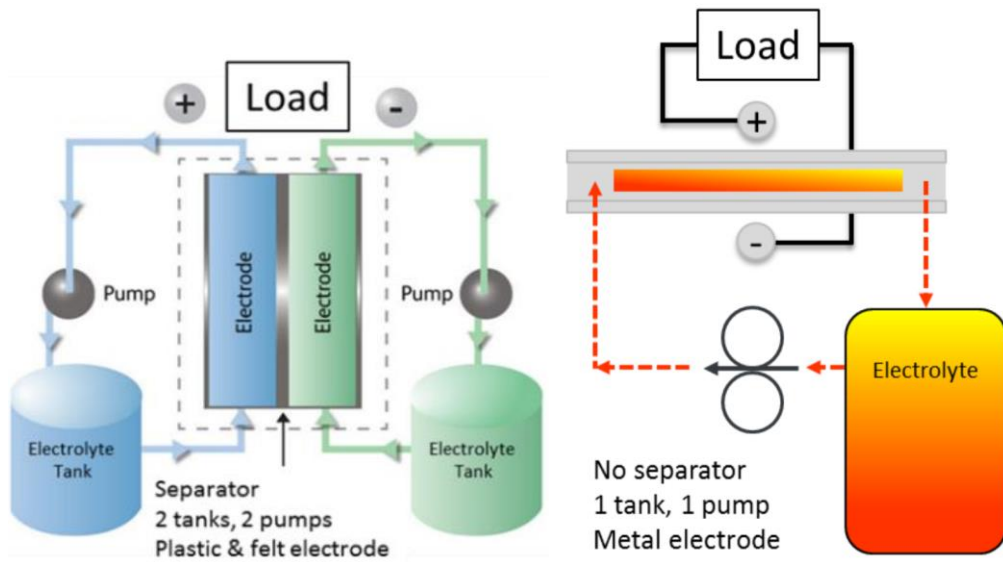
Una de las ventajas principales de las baterías de flujo, con respecto al resto de las tecnologías electroquímicas tradicionales, radica en que puede ser recargada casi de manera instantánea al reemplazar el líquido de los electrolitos. Además, el diseño de la capacidad de potencia y energía es independiente, pues, para mayor capacidad de potencia, debe modificarse el diseño de la celda en sí, mientras que, para un aumento en la capacidad energética, solo es necesario aumentar el tamaño de los tanques de electrolitos.

En promedio, las tecnologías de flujo cuentan con una eficiencia de entre 70 y 75 %; además, presentan largos ciclos de vida que van desde los 10 hasta los 20 años con más 12 000 ciclos de carga y descarga. Por otro lado, cuentan con un costo medio de instalación entre 600 y 1600 \$/kW. Además, los proyectos de almacenamiento Zn-Br son adecuados para aplicaciones de respuesta muy rápida para garantizar la calidad de la potencia y la estabilidad de la red; también, son utilizables en aplicaciones de almacenamiento de potencia para suministro de hasta

1 hora y para almacenamiento de energía con periodos de descargas de hasta 40 horas (European Association for Storage of Energy, 2017).

En la Figura 10, se presenta la optimización que la empresa Primus Power ha realizado a la tecnología de baterías de flujo que utiliza Zinc-Bromuro.

Figura 10. Tecnología de baterías de flujo: convencional vs mejorada.



Nota. De izquierda a derecha: tecnología de baterías de flujo convencional, tecnología de batería de flujo mejorada. Tomado de (Beard, 2019) y (Primus Power, 2017).

3.6.4. *Tabla resumen de las tecnologías de almacenamiento*

En esta sección, se presenta un cuadro resumen que detalla las características principales de la tecnología electroquímica. El cuadro detalla la descripción general de la tecnología (que se complementa con lo expuesto anteriormente), su eficiencia, su costo (excluyendo costos de

instalación), el ciclo de vida, las aplicaciones más comunes en el SEP, el nivel de avance internacionalmente, así como la capacidad instalada mundialmente.

Tabla 7. Características de las baterías de ácido Plomo.

Naturaleza	Electroquímica. Utiliza placas de dióxido de plomo como electrodo positivo y un electrodo negativo de plomo esponjoso. Ambos se encuentran en un electrolito de ácido sulfúrico.
Funcionamiento	Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos (Beard, 2019)
Eficiencia	75 - 85 % (European Asociation for Storage of Energy, 2017)
Costo por instalación \$/kW	1500 – 3000 (Research, 2021)
Ciclo de vida aproximado	500 – 3000 (5-15 años) (para la tecnología Lead-Acid, la tecnología Advanced mejoraría estos ciclos) (Departament of Energy. USA Goverment, 2017)
Aplicaciones	Se encuentra en desarrollo para aplicaciones a nivel de distribución (European Asociation for Storage of Energy, 2017).
Nivel de avance	En periodo de demostración / investigación (European Asociation for Storage of Energy, 2017).
MW instalados mundialmente	68,7 (Departament of Energy. USA Goverment, 2017)

Nota. Tomado de (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018)

Tabla 8. Características de las baterías de Sodio Azufre.

Naturaleza	Electroquímica. Utiliza placas de sulfuro fundido como electrodo positivo y un electrodo negativo de sodio fundido. Ambos se encuentran en un electrolito sólido de cerámica, de sodium beta alumina.
Funcionamiento	Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos. La batería opera a altas temperaturas entre 300 y 350°C para mantener los electrodos fundidos.
Eficiencia	75 - 85 % (European Association for Storage of Energy, 2017)
Costo por instalación \$/kW	3500 – 4500 (Research, 2021)
Ciclo de vida aproximado	2000-5000 ciclos <15 años (Department of Energy. USA Government, 2017)
Aplicaciones	Se ha utilizado en proyectos a nivel de distribución y transmisión, sobre todo en propósitos de recorte de demanda pico (peak shaving), y estabilización de parques solares y eólicos(European Association for Storage of Energy, 2017).
Nivel de avance	Se encuentra ya de manera comercial, sin embargo, no es una tecnología madura (European Association for Storage of Energy, 2017).
MW instalados mundialmente	188,10 (Department of Energy. USA Government, 2017)

Nota. Tomado de (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018)

Tabla 9. Características de las baterías Zebra (cloruro de níquel-sodio).

Naturaleza	Electroquímica. Utiliza placas de sulfuro fundido como electrodo positivo y un electrodo negativo de sodio fundido. Ambos se encuentran en un electrolito sólido de cerámica, de sodium beta alumina.
Funcionamiento	Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos. La batería opera a temperaturas altas entre 270 y 350 °C para mantener los electrodos fundidos (Beard, 2019).
Eficiencia	85 - 95 % (European Asociation for Storage of Energy, 2017)
Costo por instalación \$/kW	200 – 1200 (Research, 2021)
Ciclo de vida aproximado	4500 ciclos (<15 años) (Departament of Energy. USA Goverment, 2017)
Aplicaciones	Se utiliza en aplicaciones residenciales y comerciales, en el sistema de distribución para acortar picos de demanda, en parques eólicos y solares, en redes de transmisión como regulación de frecuencia y en aplicaciones de micro redes. (European Asociation for Storage of Energy, 2017).
Nivel de avance	Está siendo ya comercializada; sin embargo, no se considera una tecnología madura (European Asociation for Storage of Energy, 2017).
MW instalados mundialmente	24 (Departament of Energy. USA Goverment, 2017)

Nota. Tomado de (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018)

Tabla 10. Características de las baterías de Níquel–Cadmio.

Naturaleza	Electroquímica. Utiliza óxido o hidróxido de níquel como electrodo positivo y un electrodo negativo de cadmio metálico. Ambos se encuentran en un electrolito de membrana acuosa hecha de hidróxido de potasio.
Funcionamiento	Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos (Beard, 2019).
Eficiencia	60 - 70 % (European Asociation for Storage of Energy, 2017)
Costo por instalación \$/kW	600 – 1800 (Research, 2021)
Ciclo de vida aproximado	1000-5000 ciclos (10-20 años) (Department of Energy. USA Goverment, 2017)
Aplicaciones	Se utilizado a escala más comercial y de soporte de energía en sitio. Por ejemplo, se han estado utilizando para almacenamiento de energía solar pues cuentan con buena tolerancia a altas temperaturas. En general soportan condiciones difíciles climatológicas como alta o baja temperatura y humedad(European Asociation for Storage of Energy, 2017).
Nivel de avance	Se consideran como tecnologías ya maduras en investigación (European Asociation for Storage of Energy, 2017).
MW instalados mundialmente	32 (Department of Energy. USA Goverment, 2017)

Nota. Tomado de (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018)

Tabla 11. Características de las baterías de hidruro de Níquel–Metal.

Naturaleza	Electroquímica. Utiliza óxido o hidróxido de níquel como electrodo positivo y un electrodo negativo de una aleación de absorción de hidrógeno. Ambos se encuentran en un electrolito de membrana acuosa hecha de hidróxido de potasio.
Funcionamiento	Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo y negativos (Beard, 2019).
Eficiencia	60 - 70 % (European Asociation for Storage of Energy, 2017)
Costo por instalación \$/kW	600 – 2000 (Research, 2021)
Ciclo de vida aproximado	1000-5000 ciclos (10-15 años) (Departament of Energy. USA Goverment, 2017)
Aplicaciones	Fueron la tecnología líder en baterías para vehículos híbridos, pero han sido sustituidas por Li-Ion. Hay proyectos instalados en distribución, no necesita mucho mantenimiento, por lo que sitios de difícil acceso son lugares óptimos para las baterías (European Asociation for Storage of Energy, 2017)
Nivel de avance	Es considerada una tecnología madura en investigación. Se espera que sea reemplazada por la tecnología Li-Ion, por lo que no se esperan mayores avances (European Asociation for Storage of Energy, 2017).
MW instalados mundialmente	0,3 (Departament of Energy. USA Goverment, 2017)

Nota. Tomado de (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018)

Tabla 12. Características de las baterías de flujo.

Naturaleza	Electroquímica. Utiliza electrolitos líquidos, negativos y positivos. Dichos electrolitos se separan por una membrana selectiva que deja pasar ciertos iones de un lado a otro para completar la reacción.
Funcionamiento	Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivos y negativos. Los electrolitos por lo general se almacenan en tanques adicionales, y se llevan a la batería por medio de sistemas de bombeo hidráulico. Los materiales de los electrolitos y de la membrana dependen del tipo de batería en cuestión (Beard, 2019).
Eficiencia	75 - 80 % (European Asociation for Storage of Energy, 2017)
Costo por instalación \$/kW	300 – 800 (Research, 2021)
Ciclo de vida aproximado	>12000 ciclos (10-20 años) (Departament of Energy. USA Goverment, 2017)
Aplicaciones	Se han utilizado en sistemas de almacenamiento de gran escala (debido a que por lo general se necesitan grandes tanques de almacenamiento de los electrolitos para altas densidades de energía), tiene la ventaja de poder responder ante necesidades de potencia o de energía específicas (European Asociation for Storage of Energy, 2017).
Nivel de avance	Los tipos de tecnología más madura son vanadium redox Flow y zinc bromine redox batteries (European Asociation for Storage of Energy, 2017).
MW instalados mundialmente	476,51 (Departament of Energy. USA Goverment, 2017)

Nota. Tomado de (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018)

Tabla 13. Características de las baterías de Iones de Litio (Li-Ion).

Naturaleza	Electroquímica. Utiliza como electrolito una sal de litio que obtiene los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.
Funcionamiento	Los procesos de carga y descarga ocurren gracias a las reacciones químicas de oxidación y reducción entre los electrodos positivo (agente reductor) y negativos (agente oxidante) (Beard, 2019).
Eficiencia	Varía con el material utilizado. En general, ronda entre el 75 – 90 % (European Association for Storage of Energy, 2017)
Costo por instalación \$/kW	100 – 1800 (Research, 2021)
Ciclo de vida aproximado	4 000-10 000 ciclos (Department of Energy. USA Government, 2017)
Aplicaciones	Comercializada desde inicios de los 90s, pero ha llegado a abarcar la mayoría de las aplicaciones en el SEP. Debido a su alta densidad y eficiencia, se utiliza en la integración de la energía renovable, para regulación de terciaria de frecuencia, regulación de tensión, arranque negro, desplazamiento de carga, microrredes, resiliencia, respuesta de la demanda, servicios de transporte (European Association for Storage of Energy, 2017).
Nivel de avance	Muy avanzada, al punto que se comercializa. Se trabaja en aumentar su densidad, vida útil, y reduciendo su costo (European Association for Storage of Energy, 2017).
MW instalados mundialmente	1 966,72 (Department of Energy. USA Government, 2017)

Nota. Tomado de (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018)

Los criterios utilizados en este trabajo y que sobresalen en la literatura para la selección de la tecnología de almacenamiento según la aplicación son: eficiencia, costo por instalación, ciclo de vida y madurez de la tecnología, estos se enlistan en una tabla para poder visualizar y comparar entre los tipos de baterías.

Tabla 14. Resumen de comparación de tecnologías de almacenamiento que utilizan baterías.

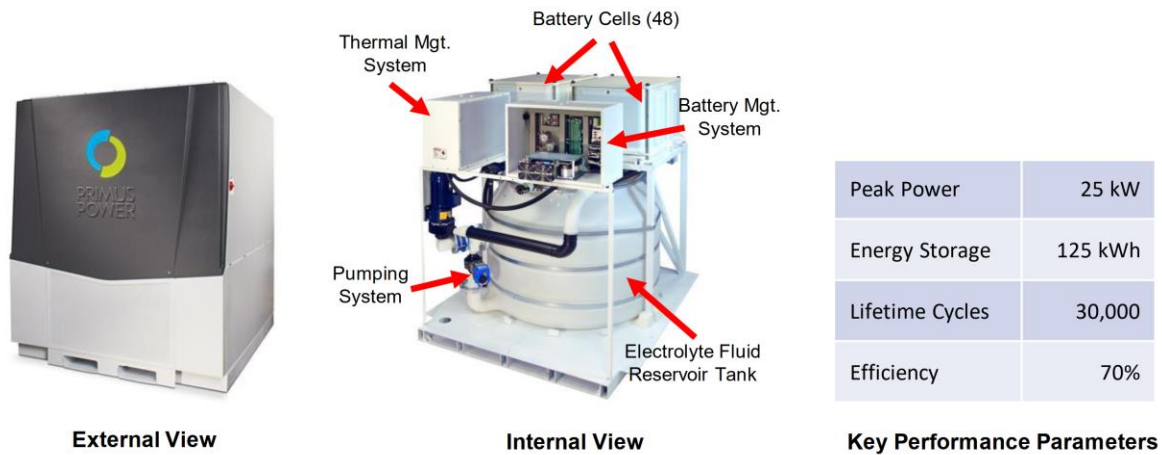
Tecnología	Eficiencia %	Costo por instalación \$/kW	Ciclo de vida	Nivel de avance	Aplicación
Ácido Plomo	75-85	1500-3000	500-3000	Periodo de demostración e investigación	Distribución
Sodio Azufre	75-85	3500-4500	2000-5000	Se comercializa pero aún no es madura	Distribución y Transmisión, recorte de picos
Cloruro de Níquel Sodio	85-95	200-1200	4500	Comercializada, pero aún no es madura	Usuario final, Distribución para acortar picos, en Transmisión como regulación de frecuencia y en aplicaciones de microrredes
Níquel Cadmio	60-70	600-1800	1000-5000	Se comercializan y son maduras	Usuario final en almacenamiento de energía solar
Níquel Metal	60-70	600-2000	1000-5000	Madura en investigación, sin embargo, se considera que será reemplazada por ion litio	Fueron utilizadas para carros híbridos y en distribución para lugares de difícil acceso ya que no requieren de constante mantenimiento
Flujo	75-85	300-800	>12000	La más avanzada de este tipo es la de zinc-bromuro	Utilizadas en sistemas a gran escala y de usuario final esto es porque para aumentar la densidad de energía únicamente se aumenta el tamaño de los tanques, respuesta rápida a potencia y energía específica
Litio	75-90	1000-1800	4000-10000	Muy avanzada, se está trabajando en aumentar la densidad de energía	Aplicaciones de transporte, mayoría de aplicaciones en el SEP

Nota. Tomado de (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018)

En la Figura 10, puede notarse la reducción de componentes que Primus Power logró, al mejorar la tecnología, reduciendo costos y aumentando la confiabilidad. Por tanto, con los

critérios mostrados en la Tabla 14, el posicionamiento de la tecnología en la Figura 8 y con la optimización que realizó la empresa Primus Power mostrada en la Figura 10, se selecciona la tecnología de baterías de flujo que emplea Zinc-Bromuro. En la Figura 11, se muestra el resultado físico obtenido, componentes y características.

Figura 11. Tecnología de baterías EnergyPod 2.



Nota. Tomado de (Primus Power, 2017).

La Figura 11, será la base para la estimación de los módulos necesarios a considerar en el desarrollo del proyecto.

3.7. Seguridad, estándares y regulación

En esta sección, no se desarrollarán aspectos que tienen que ver con seguridad, estándares y regulación, sino que se sugerirán algunas normas de seguridad, estándares y regulaciones relevantes, sin embargo, se puede consultar dicha información en Department of Energy, USA Government (2017), NEC (2014) y UCR (2018).

3.7.1. Seguridad

En Energy Storage Integration Council for Distribution-Connected Systems (2016), se presenta una guía de seguridad que los usuarios finales pueden consultar, con el fin de comprender los pasos necesarios para garantizar que cualquier sistema de almacenamiento de energía que adquieran e instalen se adhiera a los códigos, estándares y regulaciones aplicables.

3.7.2. Estándares

En Energy Storage Integration Council for Distribution-Connected Systems (2016), se presenta una lista de normas que cualquier instalación que implique almacenamiento de energía debe seguir. A continuación, se presenta la lista de estos estándares:

1. IEEE 519: Prácticas recomendadas y requerimientos para el control de armónicos en sistemas de potencia eléctricos. Puesto que, en muchos casos, la energía que se almacena tiene la forma de CD, es necesario convertir ese nivel continuo a uno alterno, de manera que se pueda interconectar con la red eléctrica. Para ello se suele utilizar inversores que,

al ser dispositivos no lineales, pueden inyectar una gran cantidad de armónicos al sistema, degradando la calidad del servicio. Por ello es importante seguir una norma con la que se pueda regular este problema.

2. NFPA 70: Este estándar rige el diseño eléctrico de cualquier instalación. En el caso de Costa Rica, este estándar se adoptó como el código eléctrico nacional oficial mediante el Decreto Ejecutivo No. 36979 MEIC, Reglamento de Oficialización del Código Eléctrico de Costa Rica para la Seguridad de la Vida y la Propiedad.

Mencionar que para el caso de adecuación de las baterías, el INS propone llevarlas a un centro especializado en adecuación de baterías como Servicios Ecológicos M.B.B. S.A.

3.7.3. Regulación

En European Association for Storage of Energy (2017), explican, como caso particular, las mejores prácticas, en cuanto a regulación que las empresas eléctricas de Estados Unidos pueden seguir. Se concluye, en estos informes, que el cumplimiento de la regulación se alinea cuando hay un cumplimiento de los códigos de seguridad y uso de estándares. En el caso de Costa Rica, la regulación, en lo que respecta a almacenamiento de energía, es un área que está apenas en un proceso exploratorio. Existen diversas normas nacionales que deberán cumplirse para garantizar la viabilidad técnica, ambiental y regulatoria. Algunas de estas normas son:

1. Norma técnica de Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (POASEN) (ARESEP, 2014).

2. Norma técnica de Supervisión de la Calidad del Suministro Eléctrico de Baja y Media Tensión (ARNT-SUCAL) (ARESEP, 2015).

3.8. Indicadores de viabilidad

Un aspecto fundamental en el análisis de la viabilidad de un sistema de almacenamiento es el desarrollo de indicadores. Estos indicadores pueden ser cuantitativos (por ejemplo, indicadores financieros) o cualitativos (por ejemplo, el cumplimiento con las normas y regulación existente). Independientemente del tipo, los indicadores de viabilidad brindan herramientas a los reguladores e instituciones rectoras para definir, de forma objetiva, los proyectos de almacenamiento que podrían ejecutarse.

Esta sección presenta una serie de indicadores para evaluar la viabilidad técnica, económica, ambiental, legal y social de un sistema de almacenamiento que pueden ser considerados para este trabajo.

3.9. Indicadores técnicos

Los indicadores de viabilidad técnica de un sistema de almacenamiento de energía se pueden extraer de las normas, los códigos y los estándares existentes en el país e internacionalmente. Se puede decir que un sistema de almacenamiento de energía es viable

técnicamente si cumple con las normas, códigos y estándares que se han establecido para el sistema eléctrico en Costa Rica (Universidad de Costa Rica [UCR], 2018).

Además del cumplimiento de las normas, códigos y estándares, existe una serie de indicadores técnicos que deben también tomarse en cuenta, a la hora de evaluar la viabilidad técnica de un sistema de almacenamiento de energía. Dentro de esta lista destacan:

- Eficiencia del sistema de almacenamiento: Se refiere a la eficiencia del ciclo completo de recarga y descarga. Un sistema con mayor eficiencia y de la misma capacidad, con mayor eficiencia tendrá una viabilidad técnica superior ya que será capaz de brindar mayor beneficio (en términos de la energía a inyectar al INS).
- Densidad de energía (Wh/kg): Se refiere a la cantidad de energía por unidad de masa del sistema de almacenamiento de energía. Un sistema con mayor densidad de energía tendrá mayor viabilidad técnica, ya que es capaz de brindar mayor respaldo energético con una menor masa.
- Madurez de la tecnología: Debido a que las tecnologías de almacenamiento de energía evolucionan constantemente, es importante que durante la evaluación de la viabilidad técnica se tome en cuenta la madurez de la tecnología. Un sistema con mayor madurez tenderá a tener un menor precio (por unidad energética), tendrá menos inconvenientes de implementación y las experiencias en el uso de la tecnología serán mayores. Esta característica es fundamental en la metodología propuesta.

- Tiempo de vida útil: La vida útil de una tecnología es un factor importante, pues permite determinar la viabilidad financiera del sistema.

3.10. Indicadores económicos

En esta sección, se presentan algunos indicadores para comprender la viabilidad económica y financiera de un proyecto de almacenamiento de energía. Antes de describir los indicadores, es importante mencionar los pasos fundamentales en el análisis financiero, necesarios para determinar la viabilidad económica:

- Analizar las fuentes y usos de los fondos: brinda un desglose de la partida de la inversión inicial requerida para poder ejecutar el proyecto.
- Proyectar los ingresos y gastos, así como el flujo de efectivo: se deben preparar para la duración del proyecto de almacenamiento. Para cada año, se deben indicar los detalles de los cálculos y los supuestos realizados.
- Analizar el *Break-even-point*: Fundamental para determinar el nivel de ventas que se requiere para cubrir todos los gastos relacionados al proyecto y tener una ganancia de cero.
- Estimar el período de repago (Tiempo de Recuperación de la Inversión [TRI]): es el tiempo requerido para recobrar la inversión inicial, dado el nivel de ingreso neto proyectado.

Los indicadores más comunes en la evaluación de la viabilidad económica son:

- Valor Actual Neto (VAN): calcula el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. El VAN se calcula de la siguiente forma:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1-k)^t} - I_0$$

Donde:

- V_t representa los flujos de caja en cada periodo t ;
- I_0 es el valor de la inversión inicial;
- n es el número de períodos considerado (duración del proyecto); y
- k es el tipo de interés.

Si el VAN es positivo, el proyecto es rentable.

- TRI: El TRI indica el tiempo que se requiere para que los flujos netos de una inversión recuperen su costo o inversión inicial.
- Financiamiento y aseguramiento del proyecto: Es importante que el proyecto cuente con financiamiento y esté asegurado. Por lo tanto, un indicador común es el visto bueno, en cuanto a la disponibilidad de este aspecto.

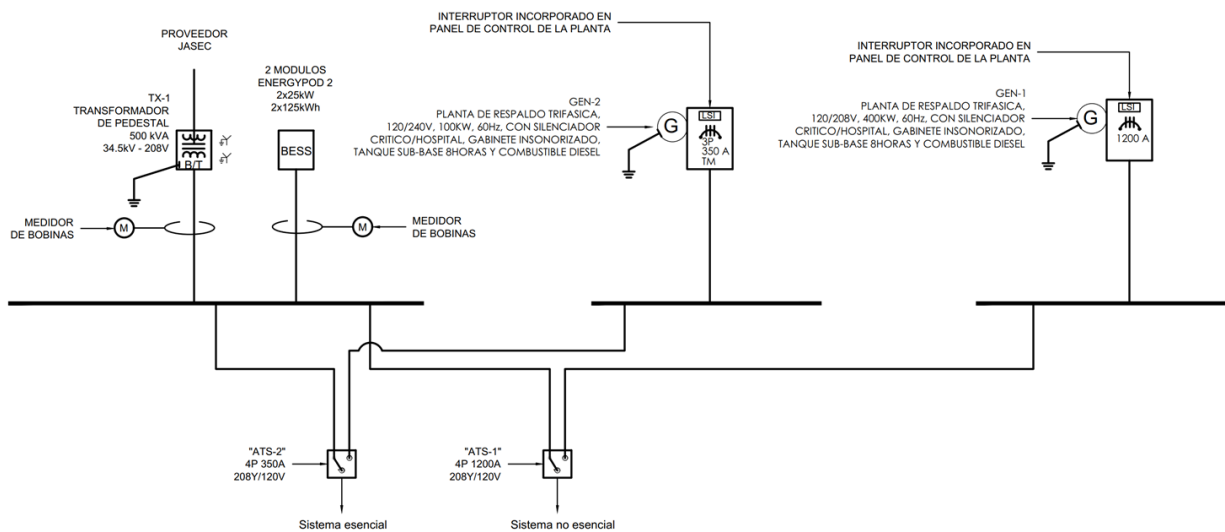
4. Capítulo 4 Desarrollo del proyecto

Basado en los conceptos previos del marco conceptual, el almacenamiento de energía se propone desarrollarlo en una de las tecnologías disponibles en el mercado, que brinde un ahorro económico en la facturación eléctrica mensual mediante la aplicación de usuarios finales, que, a su vez, se divide en otras aplicaciones. La que se desarrollará en este proyecto es la de gestión de carga por demanda (*peak shaving*), debido a la variación de los costos eléctricos tarifarios que permiten comprar la energía en periodos en los cuales la energía es más económica con respecto a otros.

Durante la exploración en estudios de investigadores como el de Beard (2019), la UCR (2018) y Zini (2016), se encontró un alto potencial en la tecnología de baterías de flujo (Referirse a la sección 3.6.4, que presenta una comparación entre las tecnologías que emplean baterías).

La Figura 12 muestra una adaptación del diagrama unifilar que, según el NEC (2014), sería el correspondiente para centros de salud con potencia mayores a 150 kVA.

Figura 12. Sistema propuesto de almacenamiento con baterías.



Nota. Se espera que el BESS inyecte energía a la red del INS en el primer periodo punta (2.5h) y parte del segundo periodo valle (2.5h).

4.1. Construcción perfil de carga

En él, se muestran todos los datos ingresados a la tabla para obtener el perfil de carga proyectado para el INS de Cartago, basado en históricos de consumo de los equipos de otros centros de salud del INS, esto para poder conocer el comportamiento de la carga y estimar en cuáles periodos el sistema de almacenamiento puede incorporarse.

4.1.1. *Demanda proyectada del INS sin BESS*

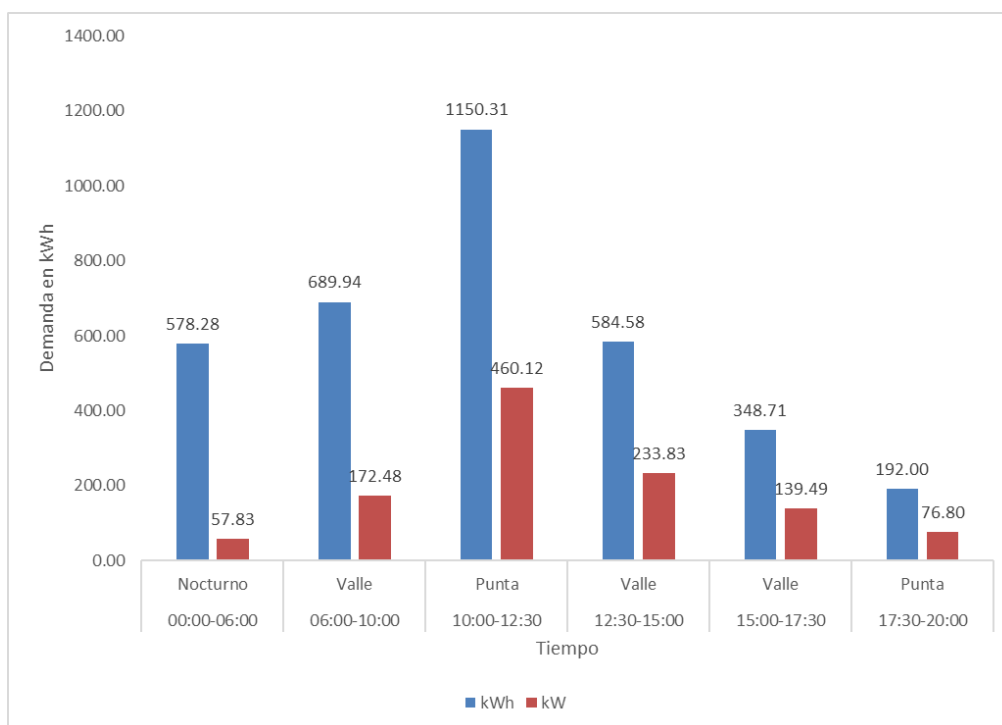
Actualmente, no se cuenta con el perfil de carga del edificio que registran algunos medidores cada 15 minutos, esto debido a que el edificio se va a construir, en otras palabras, no se cuenta con históricos que puedan alimentar el perfil de carga, sin embargo, sí se tiene las características eléctricas de los equipos y sistemas eléctricos a instalar, así como las horas de uso. Estos fueron tabulados en una hoja de cálculo (Excel) para obtener el cálculo de la energía consumida en un día promedio laboral (lunes a viernes de 07:30 a 16:00 horas). Por tanto, no se presentará una curva del perfil de carga.

Para obtener la energía consumida en un día promedio, se realiza la suma de todas las energías que consumen los equipos durante el tiempo de uso, como se mencionó anteriormente, esta energía se dividió en los periodos tarifarios (punta, valle y nocturno). Por tanto, la suma de esas energías en los distintos periodos se presenta en la Tabla 15 y Figura 13.

Tabla 15. Comportamiento de la Carga proyectada del INS sin BESS.

Horario	Periodos	kWh	kW
00:00-06:00	Nocturno	578.28	57.83
06:00-10:00	Valle	689.94	172.48
10:00-12:30	Punta	1150.31	460.12
12:30-15:00	Valle	584.58	233.83
15:00-17:30	Valle	348.71	139.49
17:30-20:00	Punta	192.00	76.80

Figura 13 Demanda proyectada del INS sin BESS



Nota. Se puede notar una diferencia entre los periodos valle y el primer periodo punta dónde es relevante analizar la amortización de la demanda.

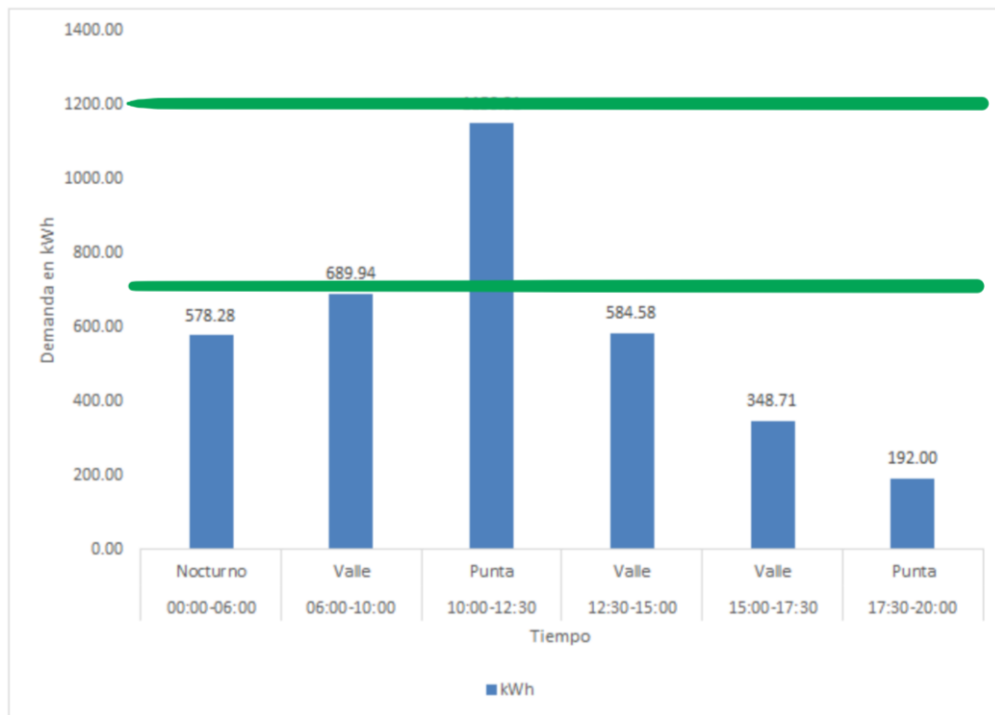
Según la jefatura de los centros de salud del INS, en el primer periodo punta es donde se atienden la mayor parte de consultas, utilización del equipo y es donde más personal médico y pacientes suelen encontrarse, por esta razón en ese periodo punta se presenta el pico de demanda. Luego, en el segundo periodo punta la carga se comporta similar al periodo nocturno. En el segundo periodo valle la carga se comporta diferente, se dividió en dos tiempos ese periodo debido a que gran parte de la carga no se utiliza a partir de las 15:00 horas, esto debido a que

disminuye el número de pacientes en ese lapso y número de médicos; esto se transmite en menor consumo de energía.

4.1.2. *Estimación del BESS*

Para estimar el número de módulos EnergyPod2 necesarios a instalar, se necesita conocer un valor base de demanda el cual será el punto donde el BESS suministre energía simultáneamente con la red de la JASEC. En la Figura 14 se presenta el umbral de interés para analizar la amortización de la demanda.

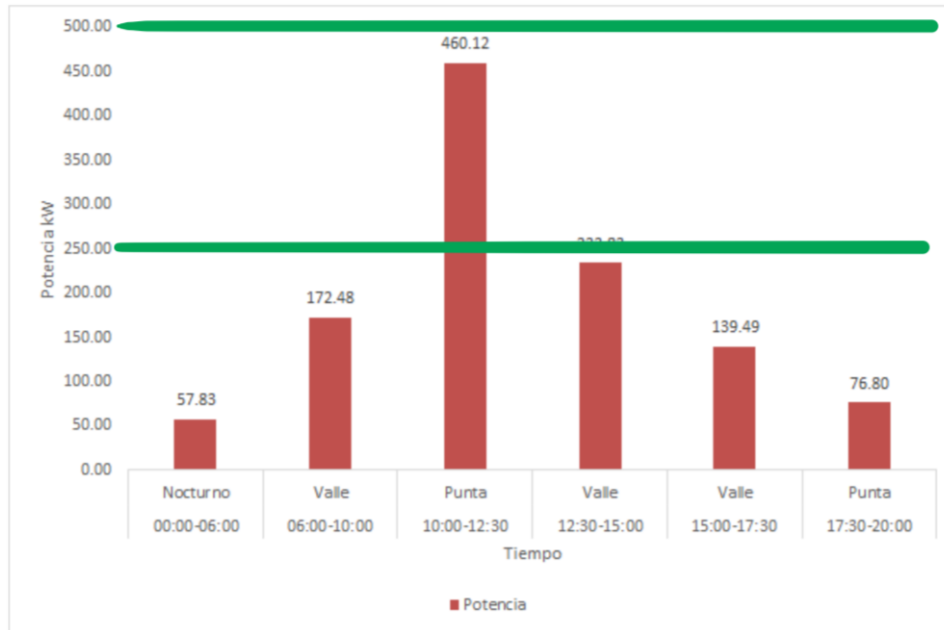
Figura 14 Umbral de interés para la inserción del BESS



Nota. En primera instancia puede verse que entre los dos puntos más altos del gráfico hay una diferencia de energía alrededor de 460 kWh.

En la Figura 15 se muestra la potencia consumida sin el BESS.

Figura 15 Potencia consumida sin BESS y umbral de interés



Nota. Un umbral de alrededor 227 kW entre los dos puntos más altos de consumo de potencia permitirá estimar la potencia necesaria del BESS,

Conociendo que el importe de potencia es el bloque de mayor costo en la facturación eléctrica, reducir este importe es el objetivo del BESS. Inicialmente podría decirse que la potencia requerida del BESS es de 250 kW; sin embargo, no necesariamente sería lo mejor, esto porque hay que conocer los costos que involucran la compra, instalación, operación y mantenimiento del equipo; lo que se propone es analizar cuál valor de potencia es el óptimo para que el proyecto sea rentable, considerando ciertos criterios que se discuten en el análisis financiero.

Un resumen de las características eléctricas del equipo EnergyPod2 se muestra en la Tabla 16, este servirá para estimar el dimensionamiento del BESS.

Tabla 16 Características Eléctricas Principales del EnergyPod2

Potencia nominal	25 kW
Energía de descarga	125 kWh
Eficiencia	70%
Profundidad de descarga	100%

Nota. Tomado de (Primus Power, 2017).

En base a las características de la Tabla 16 puede estimarse el número de módulos a instalar, en primera instancia como se menciona anteriormente se necesitaría una potencia de 250 kW esto serían 10 módulos de 25 kW, es decir 10 EnergyPod2. En el perfil de carga se presentarán escenarios con 2, 4, 6, 8 y 10 módulos para que el análisis financiero pueda determinar el número de módulos en el cual el proyecto obtiene la mayor rentabilidad.

El valor de eficiencia indica que un 30 % son pérdidas, esto significa que el equipo consumiría más energía de la que entrega, las pérdidas son por calentamiento y la energía que la electrónica del equipo consume, una estimación aproximada sería:

$$E = 125 \text{ kWh} * 1.3 = 162,5 \text{ kWh} \quad \text{EC.5.}$$

Donde,

E: energía adicional que la red de la JASEC debe proveer al ser incorporado el BESS por cada módulo.

Esta energía es ingresada en la tabla de Excel que alimenta el perfil de carga, esta generará un nuevo gráfico de demanda con el BESS. Las tablas de Excel se muestran en los apéndices.

La estimación de la factura eléctrica se presenta en la Tabla 17, para esta se consideraron ciertos supuestos:

- Los importes por energía y potencia son los mostrados en la Tabla 6.
- El resto de los importes son: alumbrado público, impuesto al valor agregado, tributo bomberos.
- La estimación se realizó para un periodo de 22 días, los cuales representan los días laborales al mes.

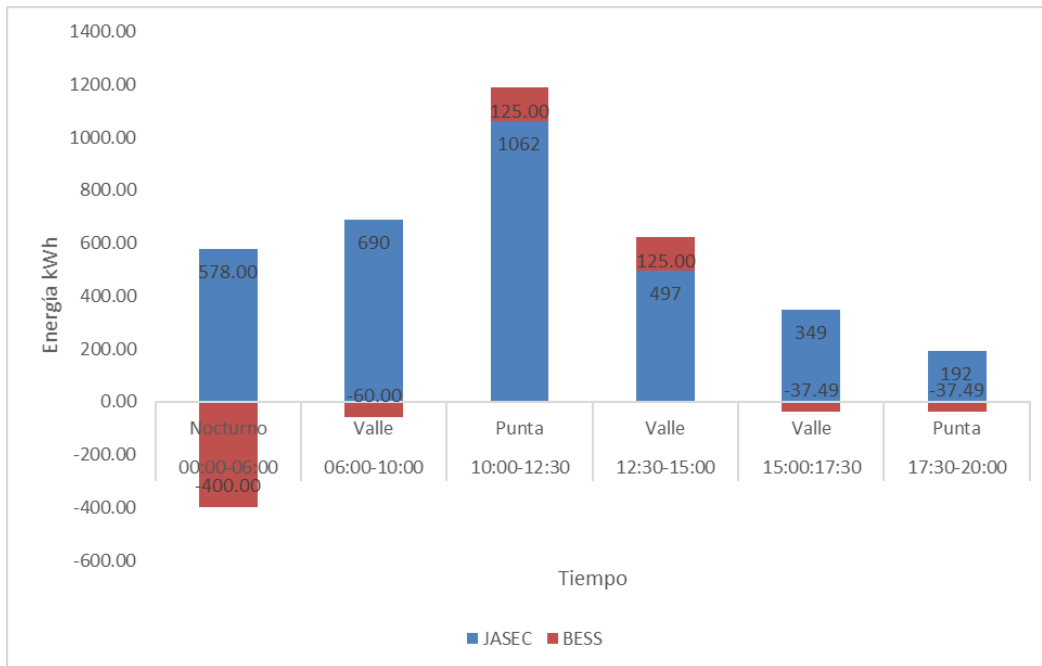
Tabla 17 Estimación de la Factura Eléctrica del INS sin BESS

DETALLE	CONSUMOS	TARIFA NOCTURNA	TARIFA VALLE	TARIFA PUNTA	IMPORTE
ENERGÍA NOCTURNO kWh	12722.07	₡17.57	₡25.75	₡52.71	₡223,527
ENERGÍA VALLE kWh	20532.50	₡17.57	₡25.75	₡52.71	₡528,712
ENERGÍA PUNTA kWh	25306.72	₡17.57	₡25.75	₡52.71	₡1,333,917
MAXIMA DEMANDA NOCTURNO kW	57.83	₡4,550.28			₡263,132
MAXIMA DEMANDA VALLE kW	373.32		₡6,651.50		₡2,483,126
MAXIMA DEMANDA PUNTA kW	460.12			₡9,276.27	₡4,268,217
ALUMBRADO PÚBLICO,	₡140,000.00				₡140,000
IMPUESTO VALOR AGREGADO	13%				₡1,201,282
TRIBUTOS BOMBEROS 1.75%					₡1,091.0
Total					₡10,443,003

4.1.2.1. BESS con 50 kW y 250 kWh de capacidad de almacenamiento

En la Figura 16 en adelante hasta la Figura 25 se presentan el comportamiento de la demanda y la potencia consumida del INS utilizando la JASEC y el BESS simultáneamente.

Figura 16 Demanda del INS utilizando 2 módulos EnergyPod2



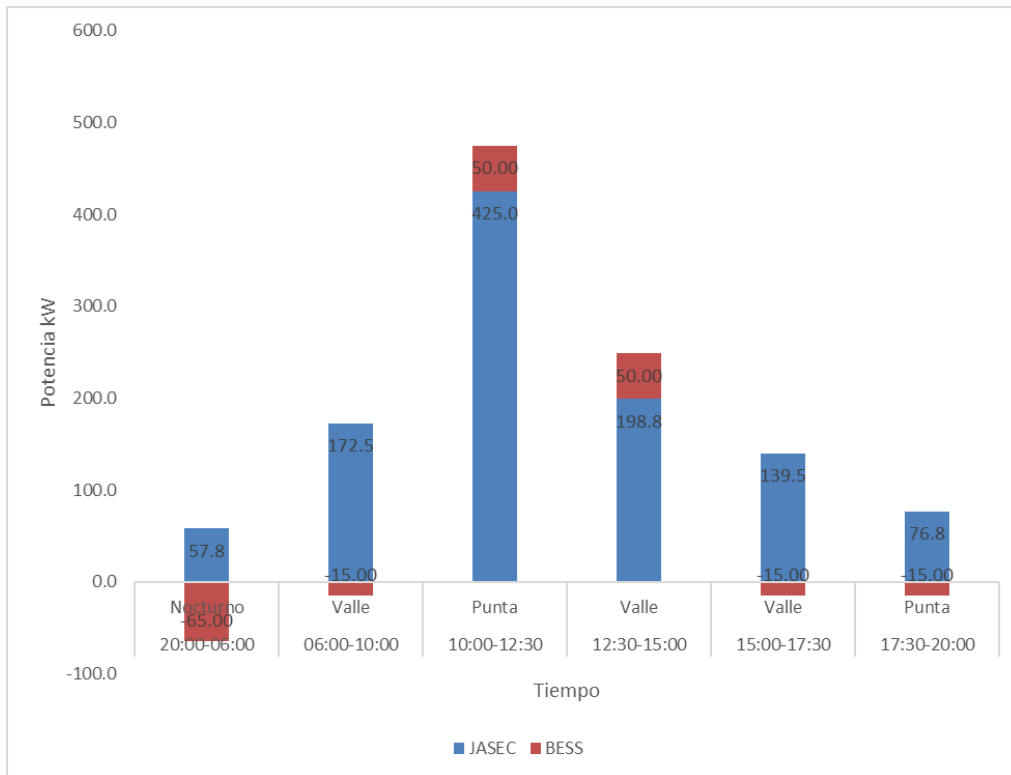
A continuación, se presentan ciertos supuestos para la operación del BESS:

- El sistema se descarga en 5 horas en el primer periodo punta y parte del segundo periodo valle, la energía negativa representa el momento en que el BESS consume energía.
- El primer periodo punta y parte del segundo periodo valle no se muestran las pérdidas del BESS por motivos de edición del gráfico, sin embargo, las pérdidas en esos periodos

están consideradas en la barra azul, que indica que la JASEC está suministrando esa energía de consumo del BESS.

- El valor absoluto de la suma del consumo y/o aporte de energía o potencia del BESS más el aporte de la JASEC, representa la suma total de energía o potencia demandada por el INS.
- Todos los supuestos anteriores aplican para las figuras desde la Figura 16 hasta la Figura 25.

Figura 17 Consumo de Potencia del INS utilizando 2 módulos EnergyPod2



La estimación de la factura eléctrica utilizando dos módulos EnergyPod2 se presentan en

la Tabla 18.

Tabla 18 Estimación de la Factura Eléctrica con 2 módulos EnergyPod2

FACTURACIÓN ESTIMADA EN T-MT					
DETALLE	CONSUMOS	TARIFA NOCTURNA	TARIFA VALLE	TARIFA PUNTA	IMPORTE
ENERGÍA NOCTURNO kWh	21521.88	¢17.57	¢25.75	¢52.71	¢378,140
ENERGÍA VALLE kWh	19432.23	¢17.57	¢25.75	¢52.71	¢500,380
ENERGÍA PUNTA kWh	23381.58	¢17.57	¢25.75	¢52.71	¢1,232,443
MAXIMA DEMANDA NOCTURNO kW	97.83	¢4,550.28			¢445,139
MAXIMA DEMANDA VALLE kW	253.31		¢6,651.50		¢1,684,913
MAXIMA DEMANDA PUNTA kW	325.12			¢9,276.27	¢3,015,898
ALUMBRADO PÚBLICO,	¢140,000.00				¢140,000
IMPUESTO VALOR AGREGADO	13%				¢961,599
TRIBUTOS BOMBEROS 1.75%					¢1,005
Total					¢8,359,516

4.1.2.2. BESS con 100 kW y 500 kWh de capacidad de almacenamiento

Figura 18 Demanda del INS utilizando 4 módulos EnergyPod2

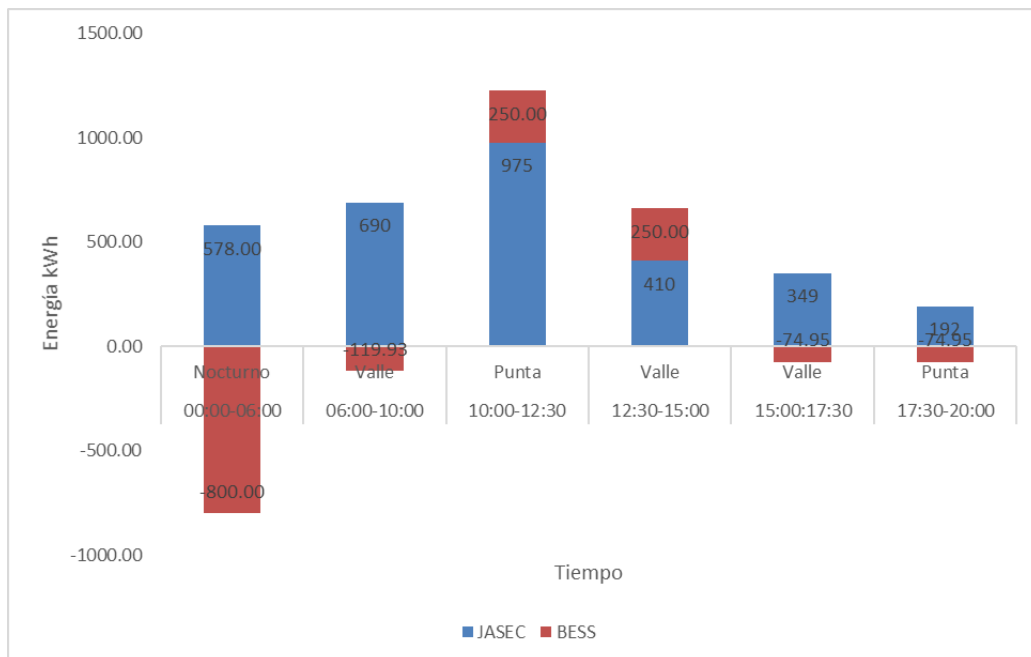


Figura 19 Consumo de Potencia del INS utilizando 4 módulos EnergyPod2

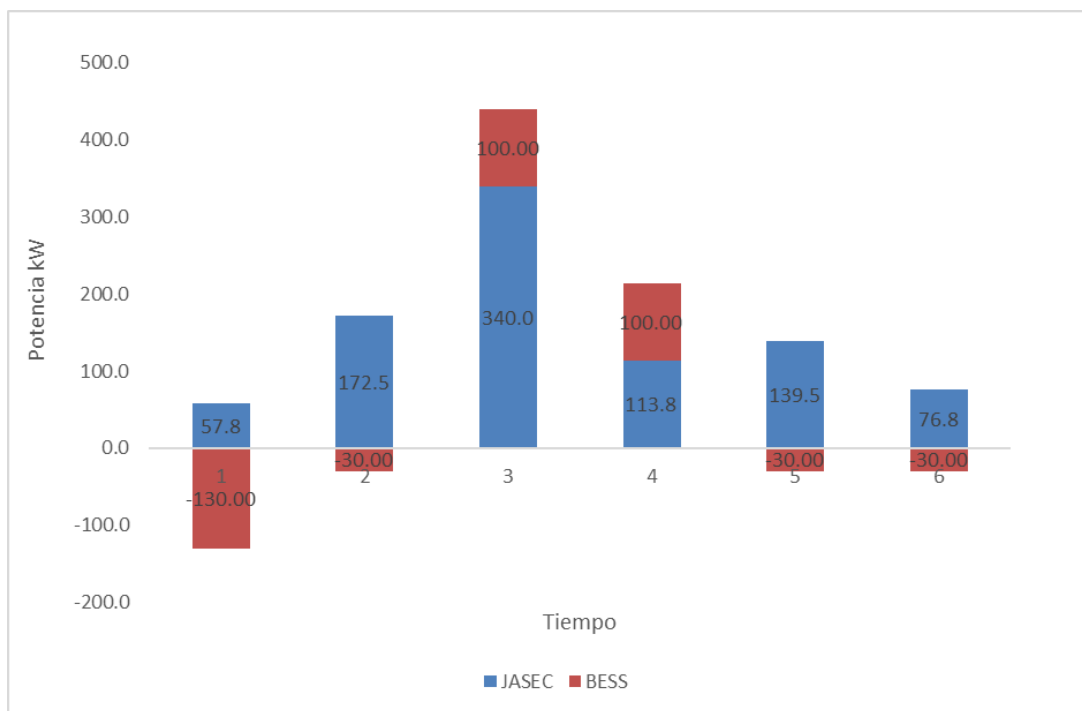


Tabla 19 Estimación de la Factura Eléctrica con 4 módulos EnergyPod2

DETALLE	CONSUMOS	TARIFA NOCTURNA	TARIFA VALLE	TARIFA PUNTA	IMPORTE
ENERGIA NOCTURNO kWh	30326.21	¢17.57	¢25.75	¢52.71	¢532,832
ENERGÍA VALLE kWh	18330.45	¢17.57	¢25.75	¢52.71	¢472,009
ENERGÍA PUNTA kWh	21455.69	¢17.57	¢25.75	¢52.71	¢1,130,930
MAXIMA DEMANDA NOCTURNO kW	137.85	¢4,550.28			¢627,240
MAXIMA DEMANDA VALLE kW	233.28		¢6,651.50		¢1,551,668
MAXIMA DEMANDA PUNTA kW	290.10			¢9,276.27	¢2,691,078
ALUMBRADO PÚBLICO,	¢140,000.00				¢140,000
IMPUESTO VALOR AGREGADO	13%				¢928,948
TRIBUTO BOMBEROS 1.75%					¢933
Total					¢8,075,638

4.1.2.3. BESS con 150 kW y 750 kWh de capacidad de almacenamiento

Figura 20 Demanda del INS utilizando 6 módulos EnergyPod2

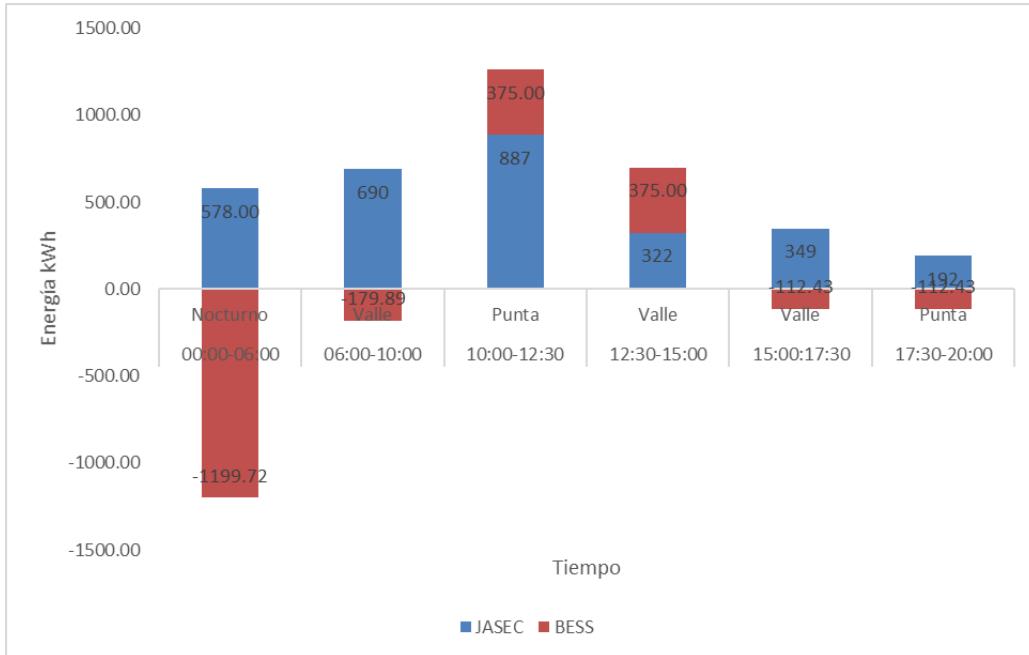


Figura 21 Consumo de Potencia del INS utilizando 6 módulos EnergyPod2

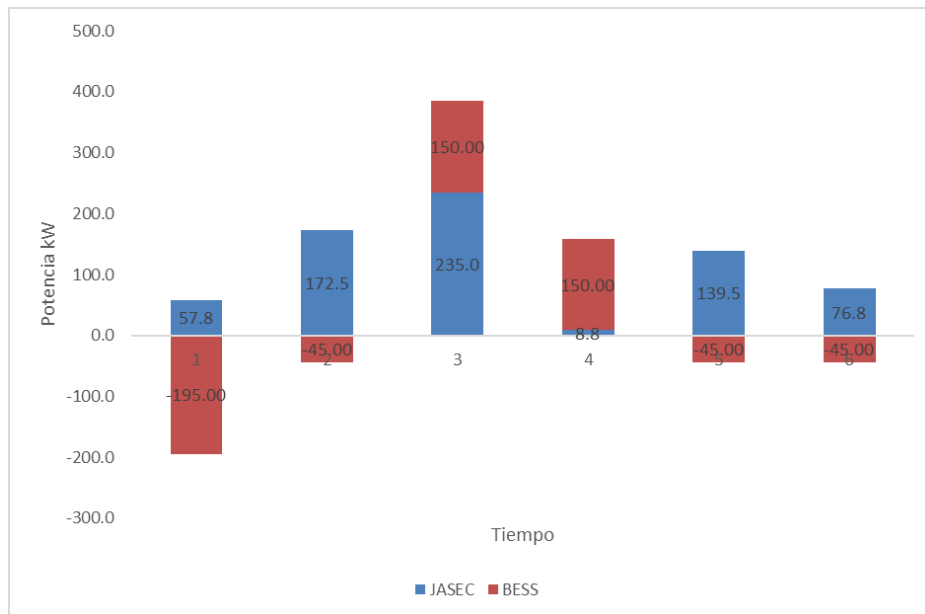


Tabla 20 Estimación de la Factura Eléctrica con 6 módulos EnergyPod2

DETALLE	CONSUMOS	TARIFA NOCTURNA	TARIFA VALLE	TARIFA PUNTA	IMPORTE
ENERGIA NOCTURNO kWh	39128.28	₡17.57	₡25.75	₡52.71	₡687,484
ENERGÍA VALLE kWh	17229.43	₡17.57	₡25.75	₡52.71	₡443,658
ENERGÍA PUNTA kWh	19530.18	₡17.57	₡25.75	₡52.71	₡1,029,436
MAXIMA DEMANDA NOCTURNO kW	177.86	₡4,550.28			₡809,294
MAXIMA DEMANDA VALLE kW	217.46		₡6,651.50		₡1,446,413
MAXIMA DEMANDA PUNTA kW	255.09			₡9,276.27	₡2,366,323
ALUMBRADO PÚBLICO,	₡140,000.00				₡140,000
IMPUESTO VALOR AGREGADO	13%				₡899,939
TRIBUTO BOMBEROS 1.75%					₡872
Total					₡7,823,418

4.1.2.4. BESS con 200 kW y 1000 kWh de capacidad de almacenamiento

Figura 22 Demanda del INS utilizando 8 módulos EnergyPod2

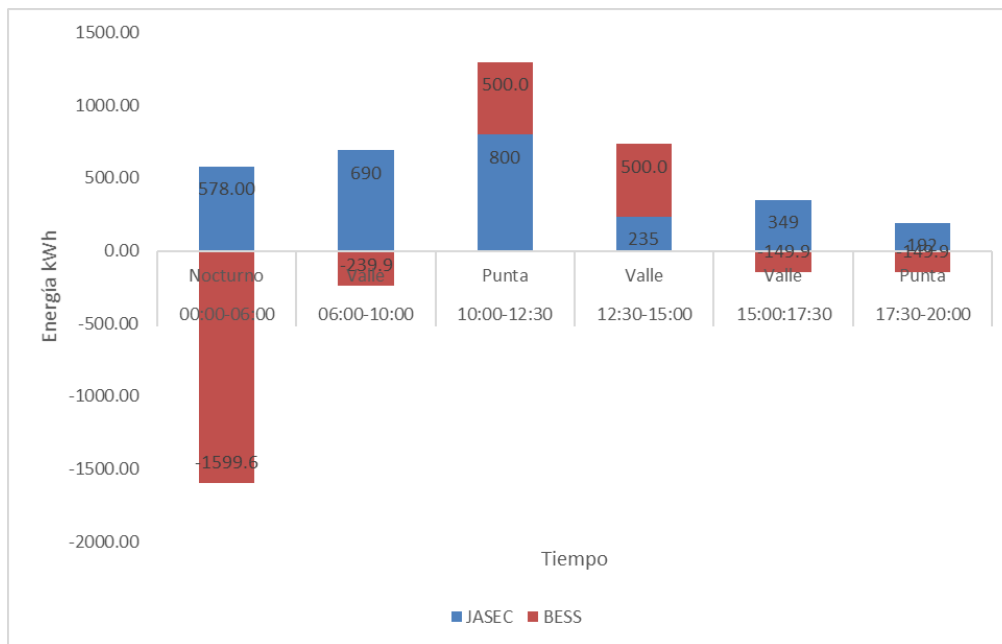


Figura 23 Consumo de Potencia del INS utilizando 8 módulos EnergyPod2

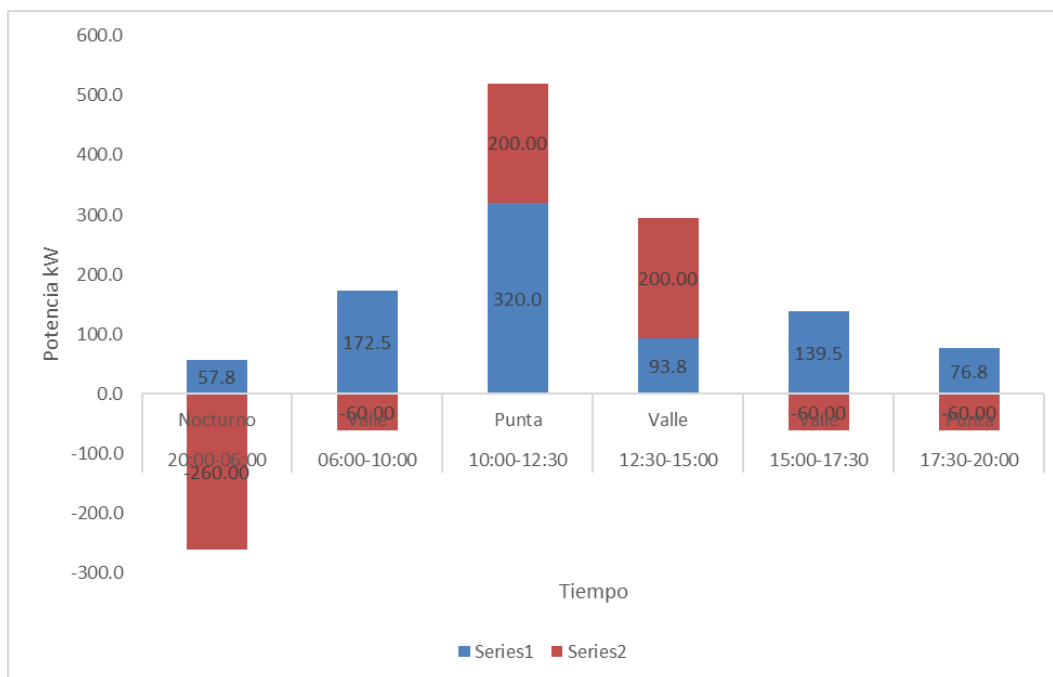


Tabla 21 Estimación de la Factura Eléctrica con 8 módulos EnergyPod2

DETALLE	CONSUMOS	TARIFA NOCTURNA	TARIFA VALLE	TARIFA PUNTA	IMPORTE
ENERGIA NOCTURNO kWh	47930.35	¢17.57	¢25.75	¢52.71	¢842,136
ENERGÍA VALLE kWh	16128.40	¢17.57	¢25.75	¢52.71	¢415,306
ENERGÍA PUNTA kWh	17604.67	¢17.57	¢25.75	¢52.71	¢927,942
MAXIMA DEMANDA NOCTURNO kW	217.87	¢4,550.28			¢991,348
MAXIMA DEMANDA VALLE kW	232.45		¢6,651.50		¢1,546,124
MAXIMA DEMANDA PUNTA kW	220.08			¢9,276.27	¢2,041,567
ALUMBRADO PÚBLICO,	¢140,000.00				¢140,000
IMPUESTO VALOR AGREGADO 13%					¢897,575
TRIBUTO BOMBEROS 1.75%					¢820
Total					¢7,802,817

4.1.2.5. BESS con 250 kW y 1250 kWh de capacidad de almacenamiento

Figura 24 Demanda del INS utilizando 10 módulos EnergyPod2

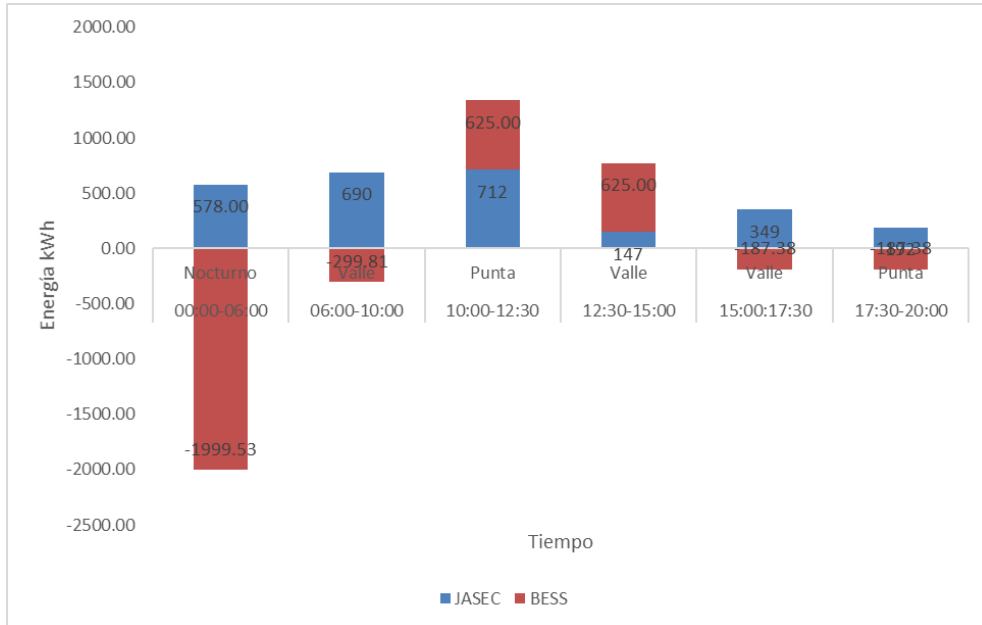


Figura 25 Consumo de Potencia del INS utilizando 10 módulos EnergyPod2

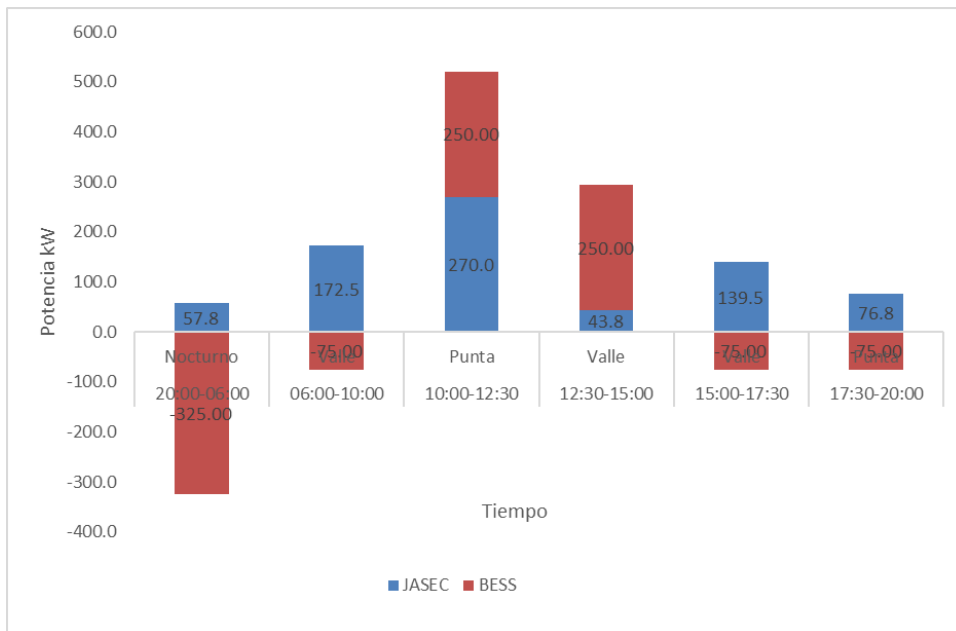


Tabla 22 Estimación de la Factura Eléctrica con 10 módulos EnergyPod2

DETALLE	CONSUMOS	TARIFA NOCTURNA	TARIFA VALLE	TARIFA PUNTA	IMPORTE
ENERGIA NOCTURNO kWh	56732.42	₡17.57	₡25.75	₡52.71	₡996,789
ENERGÍA VALLE kWh	15027.38	₡17.57	₡25.75	₡52.71	₡386,955
ENERGÍA PUNTA kWh	15679.16	₡17.57	₡25.75	₡52.71	₡826,448
MAXIMA DEMANDA NOCTURNO kW	257.87	₡4,550.28			₡1,173,402
MAXIMA DEMANDA VALLE kW	247.44		₡6,651.50		₡1,645,834
MAXIMA DEMANDA PUNTA kW	185.08			₡9,276.27	₡1,716,811
ALUMBRADO PÚBLICO,	₡140,000.00				₡140,000
IMPUESTO VALOR AGREGADO	13%				₡895,211
TRIBUTO BOMBEROS 1.75%					₡774
Total					₡7,782,224

5. Capítulo 5 Análisis financiero

Para conocer si un proyecto de almacenamiento de energía es viable económicamente es necesario comprender los indicadores que se presentaron en el marco conceptual, ya que servirán como herramienta para las personas a cargo de la toma de decisiones, como es en este caso el INS y los bancos; para este análisis según (Zini, 2016) se considerará lo siguiente:

- Inversión inicial: En esta se indica el desglose de lo necesario para que el proyecto pueda iniciar.
- Se realiza una proyección de los ingresos y gastos, flujo de efectivo para el periodo de duración del proyecto.
- Se realiza el cálculo del VAN

Supuestos:

- El INS dentro del presupuesto para la construcción del centro de salud, ha considerado la posibilidad de un capital para invertir en la tecnología de almacenamiento.
- Parte del financiamiento es cubierto por un fideicomiso a una tasa de 10,47% de referencia para instituciones públicas (Banco Central de Costa Rica, 2021).
- El tipo de cambio es al 22 de octubre de 2021 de 637 colones. Referencia del Banco Nacional.
- Se presentarán 5 escenarios, para el BESS de: 2, 4, 6, 8 y 10 módulos EnergyPod2.

5.1. Inversión Inicial

Los precios del equipo, transporte e instalación fueron proporcionados por (GreenEnergy, 2021) y (SERC,2021), luego los precios finales fueron ajustados por Navarro y Avilés.

Tabla 23 Desglose de la Inversión Inicial

Inversión Inicial	2 módulos	4 módulos	6 módulos	8 módulos	10 módulos
Equipo BESS	\$80,000.00	\$152,000.00	\$216,000.00	\$288,000.00	\$340,000.00
Transporte	\$2,500.00	\$4,750.00	\$6,750.00	\$8,000.00	\$8,750.00
Instalación y operación	\$6,000.00	\$9,000.00	\$10,800.00	\$14,400.00	\$12,000.00
Total	\$88,500.00	\$165,750.00	\$233,550.00	\$310,400.00	\$360,750.00

5.2. Cálculo de Depreciación

El cálculo de depreciación del equipo se realiza mediante la EC6.

$$Depreciación = \frac{\text{Valor de adquisición}}{\text{Vida útil}} \quad \text{EC6.}$$

Tabla 24 Cálculo de Depreciación

	2 módulos	4 módulos	6 módulos	8 módulos	10 módulos
Valor de adquisición	\$80,000.00	\$152,000.00	\$216,000.00	\$288,000.00	\$340,000.00
Vida útil	20 años	20 años	20 años	20 años	20 años
Valor de rescate	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%
Depreciación anual	\$4,000.00	\$7,600.00	\$10,800.00	\$14,400.00	\$17,000.00
Valor en libros año 10	\$40,000.00	\$76,000.00	\$108,000.00	\$144,000.00	\$170,000.00

5.3. Punto de Equilibrio

Para el punto de equilibrio se considera lo mostrado en la Tabla 25. Los gastos generales representan el mantenimiento que se acordó que Navarro y Avilés lo realizaría, las unidades de punto de equilibrio indican el número de facturas que deben realizarse al año para recuperar la inversión, sin embargo, en el año se facturan 12 unidades, estas fueron consideradas en los flujos netos. El costo unitario se considera únicamente el costo por energía y potencia que representa en la factura mensual.

Tabla 25 Datos para el Punto de Equilibrio

	2 módulos	4 módulos	6 módulos	8 módulos
Gastos generales	\$2,500.00	\$5,000.00	\$7,500.00	\$10,000.00
Depreciaciones	\$4,000.00	\$7,600.00	\$10,800.00	\$14,400.00
Intereses año 1	\$4,408.42	\$12,497.50	\$19,597.05	\$27,644.25
Total costos fijos	\$10,908.42	\$25,097.50	\$37,897.05	\$52,044.25
Precio de venta unitario	\$3,270.00	\$3,716.00	\$4,112.00	\$4,145.00
costo de venta unitario	\$232.00	\$657.00	\$1,030.00	\$1,453.00
Mcu	\$3,849.00	\$4,057.00	\$3,803.00	\$2,093.00
Unidades de punto de equilibrio	4	8	12	19

5.4. Financiamiento

Tabla 26 Datos para el financiamiento del proyecto

Préstamo	\$42,100.00
Tasa	10.47%
Pago	\$6,990.91

Tabla 27 Tabla de pagos, intereses y amortización

N	INTERES	PAGO	AMORTIZACION	SALDO
1.00	12,497.50	19,818.65	7,321.15	112,028.85
2.00	11,730.88	19,818.65	8,087.77	103,941.08
3.00	10,883.99	19,818.65	8,934.66	95,006.42
4.00	9,948.41	19,818.65	9,870.24	85,136.18
5.00	8,914.87	19,818.65	10,903.78	74,232.40
6.00	7,773.10	19,818.65	12,045.55	62,186.84
7.00	6,511.78	19,818.65	13,306.88	48,879.97
8.00	5,118.37	19,818.65	14,700.28	34,179.68
9.00	3,579.06	19,818.65	16,239.59	17,940.09
10.00	1,878.56	19,818.65	17,940.09	0.00

Puede notarse en la Tabla 25 que a partir de 8 módulos no tiene sentido seguir analizando, puesto que no se pueden generar más de 10 facturas al año. El escenario que necesita menos facturas al año es el que emplea 2 módulos EnergyPod2, lo que hace que genere mayores ahorros al año.

5.5. Flujos Netos y VAN

En la Tabla 28 se presenta un desglose de los costos e ingresos por ventas, las utilidades, los intereses del banco, los flujos netos netos y finalmente el VAN.

Tabla 28 Flujos Netos para 2 módulos EnergyPod2

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ventas por concepto de facturas eléctricas	1.00	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Ventas en \$		39,240.00	39,240.00	39,240.00	39,240.00	39,240.00	39,240.00	39,240.00	39,240.00	39,240.00	39,240.00
Costos de producción		2,784.00	2,784.00	2,784.00	2,784.00	2,784.00	2,784.00	2,784.00	2,784.00	2,784.00	2,784.00
Utilidad de Operación		36,456.00	36,456.00	36,456.00	36,456.00	36,456.00	36,456.00	36,456.00	36,456.00	36,456.00	36,456.00
Depreciaciones		4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00
Intereses		4,408.42	4,138.00	3,839.26	3,509.24	3,144.67	2,741.92	2,296.99	1,805.47	1,262.49	662.65
UAI		25,547.58	25,818.00	26,116.74	26,446.76	26,811.33	27,214.08	27,659.01	28,150.53	28,693.51	29,293.35
Util. Neta Después de Impuestos		25,547.58	25,818.00	26,116.74	26,446.76	26,811.33	27,214.08	27,659.01	28,150.53	28,693.51	29,293.35
Depreciación de equipos		4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00	4,000.00
Flujo de operación		29,547.58	29,818.00	30,116.74	30,446.76	30,811.33	31,214.08	31,659.01	32,150.53	32,693.51	33,293.35
Flujos netos de efectivos antes de amortizar		29,547.58	29,818.00	30,116.74	30,446.76	30,811.33	31,214.08	31,659.01	32,150.53	32,693.51	33,293.35
Amortización		2,582.49	2,852.91	3,151.65	3,481.67	3,846.24	4,249.00	4,693.92	5,185.44	5,728.42	6,328.26
Flujo neto de efectivo sin liquidar		-26,965.09	26,965.09	26,965.09	26,965.09	26,965.09	26,965.09	26,965.09	26,965.09	26,965.09	26,965.09
FLUJOS NETOS ACTUALIZADOS SIN LIQUIDACION	-46,400.00	24,513.72	22,285.20	20,259.27	18,417.52	16,743.20	15,221.09	13,837.35	12,579.41	11,435.83	10,396.21
FLUJO NETO ACTUALIZADO ACUMULADO			46,798.91	67,058.18	85,475.70	102,218.90	117,439.99	131,277.34	143,856.76	155,292.59	165,688.79
VALOR PRESENTE DE LOS FLUJOS SIN LIQUIDACION	165688.79										
VAN PROYECTO SIN LIQUIDACION	119,288.79										
TIR	43%										

Nota. El valor del VAN positivo indica que el proyecto es rentable, significa que a los 10 años el proyecto habrá generado ahorros en \$119 288 aproximadamente.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

- Con la construcción del perfil de demanda máximo proyectado para un día promedio, se pudo concluir que la mayor parte de las cargas conectadas se encuentran en el periodo punta y los periodos a amortizar son el primer periodo punta y parte del periodo valle, con dicha información sirve de insumo para estimar la capacidad del BESS.
- En referencia al dimensionamiento del BESS, se puede concluir que este puede ser utilizado en los periodos de amortización punta y parte del valle lo cual en gran parte reduce en un 20% el costo de facturación por potencia, Así, 2 módulos de 25 kW conectados en paralelo a una descarga de 125 kWh, esta implementación hará innecesario el uso de los generadores, provocando una disminución en mantenimiento, diésel y contaminación ambiental y aumentando la confiabilidad de la red del INS.
- Debido al valor positivo del VAN, se concluye que ejecutar el proyecto es rentable, este resultado contempla pagar el préstamo realizado a los bancos y la inversión inicial del INS, además, dejando una utilidad para el INS al final del periodo del proyecto.
- De manera general, se puede concluir que el proyecto es viable y rentable del punto de vista técnico y económico; sin embargo, el INS tiene la última palabra.

Recomendaciones

- Una vez puesta en marcha la operación del centro de salud se recomienda solicitar el perfil de carga del medidor para generar históricos más precisos, así se puede estimar de manera más precisa el BESS.
- Estimar el tiempo necesario para evaluar la posibilidad de descartar uno o los dos sistemas de respaldo, sin perder la confiabilidad de la red.

Bibliografía

ARESEP. (2021). *Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos*. Obtenido de

<https://aresep.go.cr/transparencia/datos-abiertos>

BBC News. (2021). *BBC News Mundo*. Obtenido de <https://www.bbc.com/mundo>

Beard, K. W. (2019). *Linden's Handbook of Batteries*. McGraw-Hill Education.

CEPAL. (2020). *Comisión Económica para América Latina y el Caribe*. Obtenido de

<https://www.cepal.org/es/publicaciones/42368-costa-rica-evolucion-economica-reciente-la-cooperacion-internacional>

CIEMIC. (2018). Primer Congreso Nacional de Energías Renovables. San José.

CIRCUITO. (2021). Memoria de Cálculo Eléctrica. San José.

Department of Energy. USA Government. (2017). *Energy Storage Exchange*. Obtenido de

<http://www.energystorageexchange.org/projects>

European Association for Storage of Energy. (12 de 11 de 2017). *Chemical energy Storage*.

Obtenido de European Association for Storage of Energy: [http://ease-](http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_Hydrogen.pdf)

[storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_Hydrogen.pdf](http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_Hydrogen.pdf)

European Association for Storage of Energy. (27 de 10 de 2017). *European Association for*

Storage of Energy. Obtenido de <http://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE>

_TD _ FlowBattery . pdf % 7B % 5C % %7D5Cnhttps :// books . google . ro/ books ?id= 6s
_NBgAAQBAJ

GreenEnergy. (2021). *GreenEnergy*. Obtenido de <https://greenenergy.cr/>

Hou Sheng Zhou, R. P. (2021). Aggregated impact of coordinated commercial-scale battery energy storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.

ICE. (2020). *Centro Nacional de Control de Energía [CENCE]*. Obtenido de <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/CenceDescargaArchivos.jsf?init=true&categoria=3&codigoTipoArchivo=3008>

International Energy Agency. (2018). Energy storage. *Technology Roadmap*, 64.

doi:10.1007/SpringerReference_7300. arXiv: arXiv:1011.1669v3

Jülch, V. (2016). Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. *Applied Energy*, 1594–1606.

Kaplan, S. M. (2004). *Wiley Electrical and Electronics Engineering Dictionary*.

NEC. (2014). *Código Eléctrico Nacional*.

Primus Power. (2017). *Primus Power*. Obtenido de <https://primuspower.com/en/>

Research, S. (2021). Energy Storage System(ESS) Technology and Market Forecast.

Surya Santoso, P., & Beaty, H. W. (2018). *Standard Handbook for Electrical Engineers*.

Universidad de Costa Rica [UCR]. (2018). Estudio sobre Viabilidad de Opciones para Almacenamiento de Energía. San José.

USA Department of Energy. (2020). *Energy Storage System Program*. Obtenido de <https://www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database-home/>

Zini, G. (2016). *Green Electrical Energy Storage: Science and Finance for Total Fossil Fuel Substitution. Introduction to Green Electric Energy Storage*. Toronto: McGraw-Hill Education.

Anexos

Anexo 1 Características Técnicas del EnergyPod2



ENERGYPOD® 2

LONG DURATION ENERGY STORAGE

Multi-hour duration,
full power Multi-decade life
No electrode stack replacement
No fire risk
Scalable to multi-megawatt hours

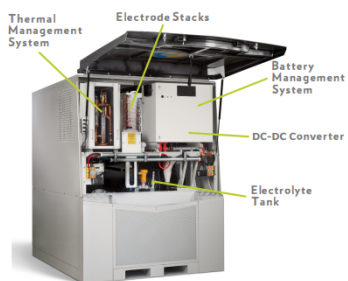
5 FULL HOURS · 25 kW MODULES · 20 YEARS

Anexo 2 Características Técnicas del EnergyPod2. Continuación

ENERGYPOD® 2

Key Applications

- Peak shaving
- Bulk energy shifting
- Renewables integration
- Smart grid support
- Islanding/black start



Options

- Cold weather package
- Hot weather package
- Black start
- Hybrid flex flow
- Primus Energy Management System (PEMS)
- Multiple front cover color options

TECHNOLOGY

Battery type	Zinc bromide flow battery
Electrodes	Titanium
Cell architecture	No separator/membrane
Flow architecture	Single tank, single pump, single flow loop

PERFORMANCE

Rated power	25 kW
Rated discharge energy	125 kWh
<i>At rated power</i>	
EnergyPod efficiency	70%
<i>Roundtrip DC incl. auxiliaries at 25°C ambient</i>	
Depth of discharge	100%

PHYSICAL

Dimensions (W,D,H)	1.7 m x 2.0 m x 2.2 m
Mass	5100 kg (11250 lb)
Handling/transport	Forklift, pallet jack, crane, standard ISO shipping container

COMMUNICATIONS

Supported protocols	TCP/IP, Modbus over TCP/IP or RS485, DNP3, SCADA, Open ADR, CAN Open and OPC Server
---------------------	---

ENVIRONMENTAL

Ambient temperature	-10° C to 40° C
<i>With base package</i>	
Ambient temperature	-30° C to 50° C
<i>With optional cold and hot weather packages</i>	
Humidity	Non-condensing
Enclosure	IP54/NEMA 3S
Seismic	California building code seismic zone 4

STANDARDS

Designed to comply with UL1973 (certification in process)

Anexo 3 Características Técnicas del EnergyPod2. Continuación

ENERGYPOD® 2

Built-in battery conditioning unit

- Equipped with a DC to DC converter to optimize the output voltage to the inverter
- Wide input and output voltage range
- High efficiency Silicon Carbide technology
- High switching frequency, low noise and compact

Building blocks

- EnergyPack: 1 to 4 EnergyPods in series
- EnergyFarm: unlimited parallel EnergyPacks
- Compatible with central inverter or string inverter configuration

Communication hierarchy

- Single point of communication between EnergyFarm(s) and Site controller or EMS

Grid tie/island capable

- Inverter agnostic
- Black start option
- Hybrid Flex Flow option
- PEMS (Primus Energy Management System) option

Hardware protections:

- Leak sensors
- Secondary containment
- Fast fuses after the stack and after the battery conditioning unit
- Over current and voltage
- Pressure sensor
- Auxiliary power breaker
- Software protections for charge and discharge limits
- Electrolyte and ambient temperature
- Operational feedback on pump, valves, contactors, etc.
- Fire suppression not required (non-flammable electrolyte)

ENERGYPOD 2 RATINGS

DC output voltage range of the BCU (Battery Conditioning Unit)	200–820 VDC
Number of EnergyPods in a EnergyPack: 1	200–820 VDC
Number of EnergyPods in a EnergyPack: 2	400–820 VDC
Number of EnergyPods in a EnergyPack: 3	575–820 VDC
Number of EnergyPods in a EnergyPack: 4 <i>(These setpoints are adjustable through BMS)</i>	750–820 VDC
Max current	225 ADC
Refresh cycle power required per EnergyPod	500 Watts DC

AUXILIARY POWER

Type	3Phase plus ground, 50/60 Hz
Voltage range	200–240 VAC
Typical auxiliary power	1.50 kW
Standby power consumption	0.16 kW
Cold weather option power rating	3.25 kW
Hot weather option power rating	150 kW
Maximum auxiliary power consumption	5.00 kW

TRANSITION TIMES AT 25°C AMBIENT

From “idle” to “standby”	5 minutes
From “standby” to “charge” or “discharge”	< 1s (communication lag + power ramp)
From a “set power” to a new “set power” within charge or discharge	< 1s (communication lag + power ramp)
From a “set power” in charge to a “set power” in discharge or vice versa	< 1s (communication lag + power ramp)

COMMUNICATION

EnergyPod to EnergyPod	CAN
EnergyPack (BMS) to EnergyPack (BMS)	CAN
EMS and third party monitoring	Ethernet, CAN, Serial (RS485)
Inverter communication	Ethernet, serial RS485 and RS232
Remote monitoring	Cloud or local monitoring available

SITE PREPARATION

Ventilation <i>(for indoor applications)</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Electrolyte headspace vent (located at top of enclosure) ducted to outdoors • TMS air flow 2,000 m³/hr (1,200 ft³/min)
Max foundation slope	0.5 degrees
Typical noise level	65 dB at 1 meter

See Site and System Preparation Specification (SSPS) for additional site related details

Anexo 4 Características Técnicas del EnergyPod2. Continuación

BMS (Battery Management System)

Features

- Measurements: voltage, current, power, temperature, pressure
- Accurate SOC reporting
- State of health reporting
- Available energy and charge/discharge power calculations
- Seamless EnergyPack management
- Real time data logging
- Battery conditioning unit (BCU) command and control
- Built in redundancy for Master BMS
- Time management: time to charge, time to discharge, time to completion of tasks and state transitions
- Charge dwell management
- Thermal management control and monitoring
- Carbon Free Cloud™ data storage and visualization

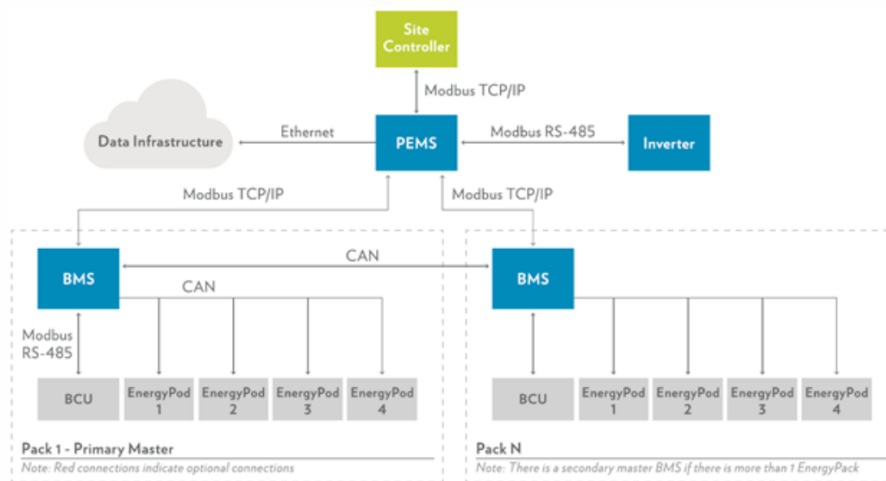
Real time monitoring and control

- Protection against over charging and discharging
- In-situ stack protection and cell monitoring
- Monitor leak sensors
- Electrolyte over temperature
- Automatic power management at the end of discharge independent of the inverter command
- Service scheduler and customer messaging
- Authentication and access control validation

PEMS (Primus Energy Management System)

Features

- Programmable scheduling for charge/discharge
- Inverter management
- EnergyFarm management and reporting
- EnergyFarm power management: load shedding, frequency regulation, VAR control
- Island or grid-tie operation with built in black start capability
- Fault reporting with automated notification via text or email
- Carbon Free Cloud™ data storage and visualization



Specifications are subject to change without notice.

3967 Trust Way
Hayward, CA 94545 USA
Phone: +1 510 342 7600
Fax: +1 510 342 7699

www.primuspower.com

Apéndices

Apéndice 1 Parámetros para el Perfil de Carga

EQUIPO	CANTIDAD	Nocturno	Valle	Punta	Valle	Punta															
		20:00-00:06	00:06-10:00	10:00-12:30	12:30-15:00	15:00-17:30	17:30-20:00	Nocturno	Valle	Punta	Valle	Punta									
		TIEMPO DE USO (hrs/día)	TIEMPO DE USO (hrs/día)	TIEMPO DE USO (hrs/día)	TIEMPO DE USO (hrs/día)	TIEMPO DE USO (hrs/día)	TIEMPO DE USO (hrs/día)	FACTOR DE USO	FACTOR DE COINCIDENCIA	V1Φ (V)	V3Φ (V)	I (A)	FACTOR POTENCIA	P1Φ (W)	P3Φ (W)	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh	KWh
EPANL 1X4, 120V, 44.6W 4800 lumens, 4000k CCT, 80CRI, modelo: EPANL 2X2 4800LM 80CRI 40K de Lithonia Lighting	26.0	0.0	4.0	2.5	2.5	1.0	0.0	1.0	0.8	120.0		0.4	0.9	831.2	0.0	0.0	3.3	2.1	2.1	0.8	0.0
EPANL 2X2, 120V, 44.6W, 4800 lumens, 4000k CCT, 80CRI, modelo: EPANL 2X2 4800LM 80CRI 40K de Lithonia Lighting	76.0	0.0	4.0	2.5	2.5	1.0	0.0	1.0	0.8	120.0		0.4	0.9	2429.6	0.0	0.0	9.7	6.1	6.1	2.4	0.0
EPANL 2X4, 120V, 50.1W, 6000 lumens, 4000k, 80CRI, modelo: EPANL 2X4 6000LM 80CRI 40K de Lithonia Lighting	339.0	0.0	4.0	2.5	2.5	1.0	0.0	1.0	0.8	120.0		0.4	0.9	12301.6	0.0	0.0	49.2	30.8	30.8	12.3	0.0
Trofer 2X4, 120V, 38.72W, 5000 lumens, 40k, 80CRI, modelo: 25RTL L48 5000LM AFL EZ1 40K 80CRI de Lithonia Lighting	12.0	0.0	4.0	2.5	2.5	1.0	0.0	1.0	0.8	120.0		0.3	0.9	331.8	0.0	0.0	1.3	0.8	0.8	0.3	0.0
Wall mounted, 120V,100M, modelo: TWR1C 100M de Lithonia Lighting	52.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	1.0	0.8	120.0		0.6	0.9	2695.7	0.0	27.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.7
Rotulo de salida APX, 120V, modelo: APX7RGSAL de Lithonia Lighting	42.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	1.0	0.8	120.0		0.0	0.9	145.2	0.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
Sellada 1X4, 120V, 4000 lumens, 40k, 80CRI, modelo: DMW2 4000LM WD AFL MVOLT 40K 80CRI de Lithonia Lighting	116.0	0.0	4.0	2.5	2.5	1.5	1.0	1.0	0.8	120.0		0.5	0.9	4610.3	0.0	0.0	18.4	11.5	11.5	6.9	4.6
Contemporary wall 2ft, 120V, modelo: W 2 17 de Lithonia Lighting	7.0	0.0	4.0	2.5	2.5	1.0	0.5	1.0	0.8	120.0		0.5	0.9	278.2	0.0	0.0	1.1	0.7	0.7	0.3	0.1
Luminaria en poste, 120V, 4000k, 80CRI, modelo: ESX1 LED P4 40K R3 MVOLT UPA BLS DDBXD M2 de Lithonia Lighting	6.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	1.0	0.8	120.0		1.6	0.9	829.4	0.0	8.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7
Downlight 6in, 120V, para cielo suspendido, 1500 lumens, 4000k, 80CRI, modelo: LDN6 40/15 LOGAR LSS MVOLT GZ10 de Lithonia Lighting	26.0	0.0	4.0	2.5	2.5	1.0	1.0	1.0	0.8	120.0		0.2	0.9	337.0	0.0	0.0	1.3	0.8	0.8	0.3	0.3
Paneles, sensores y dispositivos de control	458.0	10.0	4.0	2.5	2.5	2.5	2.5	1.0	0.8	120.0		0.5	0.9	19785.6	0.0	197.9	79.1	49.5	49.5	49.5	49.5

Apéndice 2 Parámetros para el Perfil de Carga. Continuación

Balanza pediátrica digital	1.0	0.0	2.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		1.2	1.0	79.5	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0
Bebedero de agua doble	1.0	0.0	2.0	2.5	2.5	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		5.0	1.0	331.2	0.0	0.0	0.7	0.8	0.8	0.2	0.0
Bomba de infusión	5.0	0.0	2.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		0.4	1.0	139.1	0.0	0.0	0.3	0.3	0.1	0.1	0.0
Calentador de pacientes (NEC)	1.0	0.0	2.0	2.5	2.0	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		2.0	1.0	132.5	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.1	0.0
Cama hospitalaria	4.0	10.0	2.0	2.5	2.0	1.5	0.0	0.7	0.8	120.0		1.6	1.0	423.9	0.0	4.2	0.8	1.1	0.8	0.6	0.0
Central de monitoreo de 9 pacientes	1.0	10.0	4.0	2.5	2.0	1.0	2.5	0.7	0.8	120.0		1.9	1.0	127.2	0.0	1.3	0.5	0.3	0.3	0.1	0.3
Cepillo eléctrico	4.0	0.0	2.0	2.5	2.0	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		0.8	1.0	212.0	0.0	0.0	0.4	0.5	0.4	0.2	0.0
Cocina de 4 quemadores	1.0	0.0	4.0	2.5	2.0	1.0	2.5	0.7	0.8	120.0		18.0	1.0	1195.0	0.0	0.0	4.8	3.0	2.4	1.2	3.0
Coffee maker 12 tazas (NEC)	2.0	0.0	2.0	2.5	2.0	1.0	1.0	0.7	0.8	120.0		9.2	1.0	1214.8	0.0	0.0	2.4	3.0	2.4	1.2	1.2
Compresor	2.0	1.0	2.0	2.5	2.0	0.5	0.5	0.7	0.8	120.0		7.1	1.0	938.0	0.0	0.9	1.9	2.3	1.9	0.5	0.5
Computadora (NEC)	60.0	0.0	2.0	2.5	2.0	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		2.5	1.0	9936.0	0.0	0.0	19.9	24.8	19.9	9.9	0.0
Consola de video	1.0	0.0	2.0	2.5	2.0	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		1.0	1.0	66.2	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0
Desfibrilador (NEC)	3.0	0.0	0.5	2.5	0.5	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		5.0	1.0	993.6	0.0	0.0	0.5	2.5	0.5	0.5	0.0
Electrocardiógrafo (NEC)	2.0	0.0	2.0	2.5	0.5	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		1.3	1.0	165.6	0.0	0.0	0.3	0.4	0.1	0.0	0.0
Electrocauterio (NEC)	1.0	0.0	0.5	2.5	0.5	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		5.0	1.0	331.2	0.0	0.0	0.2	0.8	0.2	0.0	0.0
Equipo completo de magnetoterapia	1.0	0.0	2.0	2.5	2.0	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		1.3	1.0	82.8	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.1	0.0
Equipo de diagnóstico de pared	11.0	10.0	2.0	2.5	2.0	2.5	2.5	0.7	0.8	120.0		0.3	1.0	189.4	0.0	1.9	0.4	0.5	0.4	0.5	0.5
Equipo de onda de choque	1.0	0.0	1.5	2.5	2.0	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		2.5	1.0	165.6	0.0	0.0	0.2	0.4	0.3	0.1	0.0
Equipo de oscilaciones profundas	2.0	0.0	2.0	2.5	2.0	0.3	0.0	0.7	0.8	120.0		0.3	1.0	33.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0
Equipo de presoterapia	1.0	0.0	3.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		1.2	1.0	77.5	0.0	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0
Equipo de video conferencia	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		1.8	1.0	119.2	0.0	0.0	0.1	0.3	0.1	0.1	0.0
Equipo electrónico para toma de signos con	5.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		1.3	1.0	414.0	0.0	0.0	0.4	1.0	0.4	0.2	0.0
Esterilizador a vapor de 400 litros, doble pue	1.0	0.0	1.5	2.5	1.0	0.5	0.0	0.7	0.8		480.0	75.0	1.0	0.0	34419.3	0.0	51.6	86.0	34.4	17.2	0.0
Estimulador eléctrico de electroterapia	8.0	0.0	2.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		1.0	1.0	529.9	0.0	0.0	1.1	1.3	0.5	0.3	0.0
Horno de microondas	4.0	1.0	2.0	2.5	1.5	1.0	1.0	0.7	0.8	120.0		4.6	1.0	1218.8	0.0	1.2	2.4	3.0	1.8	1.2	1.2
Horno para confección de férulas	1.0	0.0	1.0	2.5	0.5	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		13.0	1.0	861.1	0.0	0.0	0.9	2.2	0.4	0.0	0.0
Impresora	14.0	0.0	2.0	2.5	1.0	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		2.5	1.0	2318.4	0.0	0.0	4.6	5.8	2.3	2.3	0.0
Impresora de etiquetas	3.0	0.0	2.0	2.5	1.0	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		2.0	1.0	397.4	0.0	0.0	0.8	1.0	0.4	0.4	0.0
Impresora multifuncional	3.0	0.0	2.0	2.5	1.0	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		2.5	1.0	496.8	0.0	0.0	1.0	1.2	0.5	0.5	0.0
Lámpara cilíndrica de 1 cúpula	2.0	0.0	2.0	2.5	1.0	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		3.2	1.0	420.0	0.0	0.0	0.8	1.0	0.4	0.4	0.0
Lámpara de cabecera (arquitectónico)	7.0	0.0	2.0	2.5	1.0	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		0.2	1.0	69.6	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0

Apéndice 3 Parámetros para el Perfil de Carga. Continuación

Lámpara de exploración	4.0	0.0	0.5	2.5	0.5	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		0.0	1.0	6.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Laptop	4.0	0.0	4.0	2.5	0.0	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		2.5	1.0	662.4	0.0	0.0	2.6	1.7	0.0	0.7	0.0
Láser de alta intensidad	1.0	0.0	1.5	2.5	0.5	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		0.8	1.0	55.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Lavadora desinfectadora de doble puerta, 20	1.0	0.0	1.0	2.5	0.5	0.5	0.0	0.7	0.8		480.0	10.5	1.0	0.0	4818.7	0.0	4.8	12.0	2.4	2.4	0.0
Máquina dispensadora de alimentos	2.0	10.0	4.0	2.5	2.5	1.0	2.5	0.7	0.8	120.0		0.4	1.0	55.6	0.0	0.6	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Máquina para hacer hielo con puerta frontal	1.0	10.0	4.0	2.5	2.5	1.0	2.5	0.7	0.8	120.0		15.0	1.0	993.6	0.0	9.9	4.0	2.5	2.5	1.0	2.5
Monitor de signos vitales a pared	8.0	10.0	4.0	2.5	2.5	1.0	2.5	0.7	0.8	120.0		1.2	1.0	620.0	0.0	6.2	2.5	1.6	1.6	0.6	1.6
Negoscopio de 1 cuerpo	12.0	0.0	0.5	2.5	0.0	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		1.1	1.0	894.2	0.0	0.0	0.4	2.2	0.0	0.0	0.0
Pantalla de interpretación	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		2.0	1.0	132.5	0.0	0.0	0.1	0.3	0.1	0.0	0.0
Pantalla de proyección	2.0	0.0	1.0	2.5	0.5	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		2.0	1.0	265.0	0.0	0.0	0.3	0.7	0.1	0.1	0.0
Pantalla de televisión 42"	5.0	10.0	2.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		3.0	1.0	993.6	0.0	9.9	2.0	2.5	2.5	1.0	0.0
Pantalla de televisión de 50" con soporte	2.0	0.0	2.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.7	0.8	120.0		3.0	1.0	397.4	0.0	0.0	0.8	1.0	1.0	0.4	0.0
Pantalla de televisión de 55"	1.0	0.0	2.0	2.5	2.5	1.0	2.5	0.7	0.8	120.0		2.5	1.0	165.6	0.0	0.0	0.3	0.4	0.4	0.2	0.4
Refrigerador uso médico de 9 pies	3.0	10.0	2.0	2.5	2.5	1.0	2.5	0.7	0.8	120.0		5.0	1.0	993.6	0.0	9.9	2.0	2.5	2.5	1.0	2.5
Refrigeradora de 16 pies	3.0	10.0	2.0	2.5	2.5	1.0	2.5	0.7	0.8	120.0		2.0	1.0	397.4	0.0	4.0	0.8	1.0	1.0	0.4	1.0
Refrigeradora de 9 pies	2.0	10.0	2.0	2.5	2.5	1.0	2.5	0.7	0.8	120.0		5.6	1.0	741.9	0.0	7.4	1.5	1.9	1.9	0.7	1.9
Equipo de rayos X	1.0	0.0	0.2	2.5	0.2	0.1	0.0	0.7	0.8		480.0	116.7	1.0	0.0	53542.7	0.0	8.0	133.9	10.7	2.7	0.0
Selladora de bolsas	2.0	0.0	2.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		9.2	1.0	1214.8	0.0	0.0	2.4	3.0	1.2	0.6	0.0
Selladora de papel	1.0	0.0	2.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		4.2	1.0	276.2	0.0	0.0	0.6	0.7	0.3	0.1	0.0
Sierra para cortar yesos	1.0	0.0	1.0	2.5	0.5	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		10.0	1.0	662.4	0.0	0.0	0.7	1.7	0.3	0.3	0.0
Sistema de ósmosis	1.0	0.0	1.0	2.5	0.5	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		0.0	1.0	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tanque portátil para parafina	1.0	0.0	2.0	2.5	0.5	0.3	0.0	0.7	0.8	220.0		9.1	1.0	1103.9	0.0	0.0	2.2	2.8	0.6	0.3	0.0
Tanque remolino grande	1.0	0.0	1.0	2.5	0.5	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		7.0	1.0	463.7	0.0	0.0	0.5	1.2	0.2	0.2	0.0
Tanque remolino mediano con altura ajustada	1.0	0.0	1.0	2.5	0.5	0.5	0.0	0.7	0.8	120.0		7.0	1.0	463.7	0.0	0.0	0.5	1.2	0.2	0.2	0.0
Torniquete automático de isquemia	2.0	0.0	0.5	2.5	0.3	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		0.7	1.0	88.8	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0
Ultrasonido	1.0	0.0	0.5	2.5	0.3	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		15.0	1.0	993.6	0.0	0.0	0.5	2.5	0.2	0.0	0.0
Ultrasonido portátil	1.0	0.0	0.2	2.5	0.2	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		1.8	1.0	119.2	0.0	0.0	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0
Ventilador portátil	1.0	0.0	1.5	2.5	0.5	0.0	0.0	0.7	0.8	120.0		5.0	1.0	331.2	0.0	0.0	0.5	0.8	0.2	0.0	0.0
Video beam	2.0	0.0	2.0	2.5	0.5	0.2	0.0	0.7	0.8	120.0		1.9	1.0	251.7	0.0	0.0	0.5	0.6	0.1	0.1	0.0
Video laringoscopia	1.0	0.0	2.0	2.5	0.5	0.3	0.0	0.7	0.8	120.0		1.0	1.0	66.2	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0

Apéndice 5 Parámetros para el Perfil de Carga. Continuación

UC-01	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8	208.0		30.0	1.0	4992.0	0.0	0.0	5.0	12.5	5.0	2.5	0.0
UC-02	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8		208.0	142.3	1.0	0.0	41012.7	0.0	41.0	102.5	41.0	20.5	0.0
UC-03	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8		208.0	53.6	1.0	0.0	15448.2	0.0	15.4	38.6	15.4	7.7	0.0
UC-04	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8		208.0	57.9	1.0	0.0	16687.5	0.0	16.7	41.7	16.7	8.3	0.0
UC-05	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8		208.0	118.2	1.0	0.0	34066.8	0.0	34.1	85.2	34.1	17.0	0.0
UC-06	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8		208.0	51.1	1.0	0.0	14727.7	0.0	14.7	36.8	14.7	7.4	0.0
UC-06-01	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8	208.0		30.0	1.0	4992.0	0.0	0.0	5.0	12.5	5.0	2.5	0.0
UC-06-02	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8	208.0		30.0	1.0	4992.0	0.0	0.0	5.0	12.5	5.0	2.5	0.0
UC-06-03	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8	208.0		30.9	1.0	5141.8	0.0	0.0	5.1	12.9	5.1	2.6	0.0
UC-07	1.0	0.0	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8		208.0	86.4	1.0	0.0	24901.6	0.0	24.9	62.3	24.9	12.5	0.0
UC-08	1.0	1.5	1.0	2.5	1.0	0.5	0.0	0.8	0.8		208.0	57.9	1.0	0.0	16687.5	25.0	16.7	41.7	16.7	8.3	0.0
UEE-6-01	1.0	1.5	0.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.8	0.8	208.0		7.7	1.0	1281.3	0.0	1.9	0.6	3.2	3.2	0.6	0.6
UEE-6-02	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	208.0		7.7	1.0	1281.3	0.0	0.0	1.3	3.2	3.2	1.3	0.0
UEE-6-03	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	208.0		4.0	1.0	665.6	0.0	0.0	0.7	1.7	1.7	0.7	0.0
UEE-6-06	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	208.0		4.0	1.0	665.6	0.0	0.0	0.7	1.7	1.7	0.7	0.0
UEE-6-08	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	208.0		4.0	1.0	665.6	0.0	0.0	0.7	1.7	1.7	0.7	0.0
UR-01	1.0	1.0	0.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.8	0.8	220.0		5.9	1.0	1041.9	0.0	1.0	0.5	2.6	2.6	0.5	0.5
UR-02	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	220.0		5.9	1.0	1041.9	0.0	0.0	1.0	2.6	2.6	1.0	0.0
UR-03	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	220.0		5.9	1.0	1041.9	0.0	0.0	1.0	2.6	2.6	1.0	0.0
UR-04	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	220.0		4.3	1.0	749.8	0.0	0.0	0.7	1.9	1.9	0.7	0.0
UR-05	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	220.0		5.9	1.0	1041.9	0.0	0.0	1.0	2.6	2.6	1.0	0.0
UR-06	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	220.0		5.9	1.0	1041.9	0.0	0.0	1.0	2.6	2.6	1.0	0.0
UEE-09-1	1.0	1.0	0.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.8	0.8	208.0		16.5	1.0	2745.6	0.0	2.7	1.4	6.9	6.9	1.4	1.4
UC-09	1.0	1.0	0.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.8	0.8	208.0		24.9	1.0	4143.4	0.0	4.1	2.1	10.4	10.4	2.1	2.1
UE-10-1	1.0	1.0	0.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.8	0.8	208.0		16.5	1.0	2745.6	0.0	2.7	1.4	6.9	6.9	1.4	1.4
UC-10	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	208.0		24.9	1.0	4143.4	0.0	0.0	4.1	10.4	10.4	4.1	0.0
UEE-1-1	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	208.0		2.9	1.0	482.6	0.0	0.0	0.5	1.2	1.2	0.5	0.0
UEE-1-3	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	208.0		0.3	1.0	51.6	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0
IN-1-2A	1.0	1.0	0.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.8	0.8	120.0		9.7	1.0	934.1	0.0	0.9	0.5	2.3	2.3	0.5	0.5
IN-2-1A	1.0	1.0	0.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.8	0.8	120.0		3.2	1.0	311.0	0.0	0.3	0.2	0.8	0.8	0.2	0.2
IN-3-A	1.0	1.0	0.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.8	0.8	120.0		0.8	1.0	77.8	0.0	0.1	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0
UE-11-01	1.0	1.0	0.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.8	0.8	208.0		0.4	1.0	66.6	0.0	0.1	0.0	0.2	0.2	0.0	0.0
UC-11	1.0	1.0	0.5	2.5	2.5	0.5	0.5	0.8	0.8	208.0		9.5	1.0	1580.8	0.0	1.6	0.8	4.0	4.0	0.8	0.8
AB-1-A	1.0	0.0	0.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		0.5	1.0	51.8	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0
AB-1-B	1.0	0.0	0.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		0.5	1.0	51.8	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0
AB-1-C	1.0	0.0	0.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		0.5	1.0	51.8	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0
AB-1-D	1.0	0.0	0.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		0.5	1.0	51.8	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0

Apéndice 7 Parámetros para el Perfil de Carga. Continuación

EX 41	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 42	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 43	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 44	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 45	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 46	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 47	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 48	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 49	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 50	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 51	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 52	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 53	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 54	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 55	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 56	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 57	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 58	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 59	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 60	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 61	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 62	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 63	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 64	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 65	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 66	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
EX 67	1.0	0.0	1.0	2.5	2.5	1.0	0.0	0.8	0.8	120.0		1.1	1.0	105.6	0.0	0.0	0.1	0.3	0.3	0.1	0.0
Control	1.0	10.0	4.0	2.5	2.5	2.5	2.5	1.0	0.8	120.0		2.1	1.0	249.6	0.0	2.5	1.0	0.6	0.6	0.6	0.6
Cargador de batería	2.0	1.0	2.0	2.5	1.0	0.5	1.3	0.7	0.8	120.0		12.5	1.0	2100.0	0.0	2.1	4.2	5.3	2.1	1.1	2.7
Calentador de camisas	1.0	10.0	4.0	2.5	2.5	2.5	2.5	1.0	0.8	120.0		21.7	0.9	2600.4	0.0	26.0	10.4	6.5	6.5	6.5	6.5
Control	1.0	10.0	4.0	2.5	2.5	2.5	2.5	1.0	0.8	120.0		2.1	1.0	249.6	0.0	2.5	1.0	0.6	0.6	0.6	0.6
Cargador de batería	2.0	1.0	2.0	2.5	1.0	0.5	1.3	0.7	0.8	120.0		12.5	1.0	2100.0	0.0	2.1	4.2	5.3	2.1	1.1	2.7
Calentador de camisas	1.0	10.0	4.0	2.5	2.5	2.5	2.5	0.7	0.8	120.0		21.7	1.0	1820.3	0.0	18.2	7.3	4.6	4.6	4.6	4.6
Bomba Jockey	1.0	0.0	0.1	2.5	0.1	0.1	0.1	1.0	0.8		208.0	8.3	1.0	0.0	2881.0	0.0	0.4	7.2	0.3	0.3	0.3
Compresor de vacío	1.0	0.0	2.0	2.5	0.5	0.2	0.0	0.6	0.8	120.0		17.0	1.0	1285.2	0.0	0.0	2.6	3.2	0.6	0.2	0.0
Compresor de aire médico	1.0	0.0	2.0	2.5	0.5	0.2	0.0	0.6	0.8	120.0		19.0	0.9	1436.4	0.0	0.0	2.9	3.6	0.7	0.2	0.0
Bomba de recirculación	1.0	0.0	2.0	2.5	1.0	0.5	0.3	0.7	0.8	120.0		0.8	1.0	72.7	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	0.0
Tanque de agua caliente	1.0	0.0	4.0	2.5	2.5	2.5	2.5	0.8	0.8		208.0	41.6	1.0	0.0	12001.2	0.0	48.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Bombas potables tipo paquete	2.0	1.0	1.5	2.5	0.5	0.3	0.1	0.7	0.8		208.0	13.9	1.0	0.0	6650.7	6.7	10.0	16.6	3.3	1.7	0.7
alarmas de gases médicos, llamado de disco	1.0	10.0	4.0	2.5	2.5	2.5	2.5	1.0	0.8	120.0				0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Bombas pluviales tipo paquete	2.0	2.0	1.0	2.5	1.0	1.0	1.0	1.0	0.8		208.0	27.8	1.0	0.0	19001.9	38.0	19.0	47.5	19.0	19.0	19.0
Panel de control de planta de tratamiento	1.0	10.0	4.0	2.5	0.0	2.5	2.5	1.0	0.8		208.0	6.0	1.0	0.0	2161.6	21.6	8.6	5.4	0.0	5.4	5.4
Equipo activo del cuarto de telecomunicación	1.0	10.0	4.0	2.5	2.5	2.5	2.5	1.0	0.8	120.0		100.0	1.0	12000.0	0.0	120.0	48.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Parlantes	256.0	0.0	4.0	2.5	2.5	1.0	0.0	1.0	0.8	120.0		0.1	1.0	1536.0	0.0	0.0	6.1	3.8	3.8	1.5	0.0
camáras	58.0	10.0	4.0	2.5	2.5	2.5	2.5	1.0	0.8	12.0		0.8	1.0	556.8	0.0	5.6	2.2	1.4	1.4	1.4	1.4
Relojes	15.0	10.0	4.0	2.5	2.5	2.5	2.5	1.0	0.8	120.0		0.0	1.0	36.0	0.0	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1