



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

Tecnológico Nacional de México

**Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico**

Tesis de Maestría

**Administración de Energía de un Sistema Híbrido:
Red Eléctrica-Sistema Fotovoltaico-Baterías, para
Alimentar un Sistema de Bombeo Urbano de Agua**

presentada por

Ing. Marifer Jiménez Luna

como requisito para la obtención del grado de

**Maestra en Ciencias en Ingeniería
Electrónica**

Director de tesis

Dr. Jesús Darío Mina Antonio



Educación
Secretaría de Educación Pública



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Subdirección Académica

Cuernavaca Mor, 01/julio/2026

Oficio No. SAC/207/2026

Asunto: Autorización de impresión de tesis

MARIFER JIMENEZ LUNA
CANDIDATA AL GRADO DE MAESTRA EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
P R E S E N T E

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DE UN SISTEMA HÍBRIDO: RED ELÉCTRICA - SISTEMA FOTOVOLTAICO - BATERÍAS, PARA ALIMENTAR UN SISTEMA DE BOMBEO URBANO DE AGUA"**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

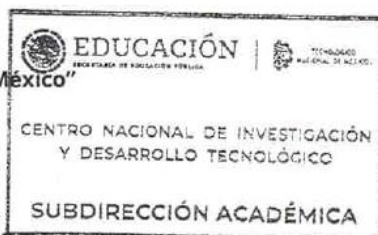
Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®

"Conocimiento y Tecnología al servicio de México"

CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO



c.c.p. Departamento de Ingeniería Electrónica
Departamento de Servicios Escolares

CMAZ/lmz

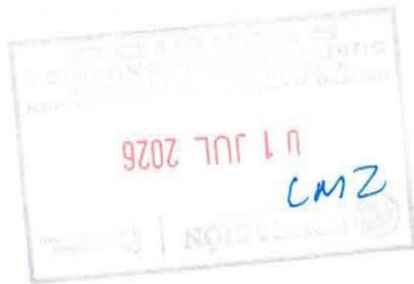


2026
año de
Margarita
Maza

cenidet
Centro Nacional de Investigación
y Desarrollo Tecnológico



Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C.P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627770, ext. 4106,
e-mail: acad_cenidet@tecnm.mx | cenidet.tecnm.mx



Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico
Departamento de Ingeniería Electrónica

Cuernavaca, Mor; 30/junio/2026

Oficio No. DIE/0154/2026

Asunto: Aceptación de documentos.



DR. CARLOS MANUEL ASTORGA ZARAGOZA
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del **C. MARIFER JIMENEZ LUNA**, con número de control **M24CE121** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **"ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA DE UN SISTEMA HÍBRIDO: RED ELÉCTRICA- SISTEMA FOTOVOLTAICO- BATERÍAS, PARA ALIMENTAR UN SISTEMA DE BOMBEO URBANO DE AGUA"**, y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS

CODIRECTOR DE TESIS

DR. JESÚS DARIÓ MINA ANTONIO
Doctor en Ciencias en Ingeniería
Cédula profesional 6094069

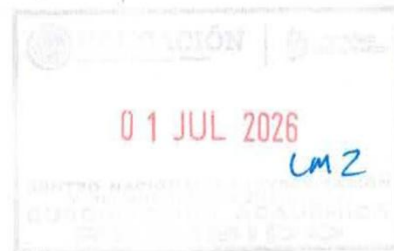
REVISOR 1

REVISOR 2

DRA. MARISOL CERVANTES BOBADILLA
Doctora en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 11106825

DRA. MA. GUADALUPE LÓPEZ LÓPEZ
Doctora en Ciencias en Ingeniería Química
Cédula profesional 7980045

C.c.p. Mtra. Verónica Sotelo Boyas, Jefa del Departamento de Servicios Escolares
Estudiante JGM/ibm



2026
año de
Margarita
Maza

Interior Internado Palmira S/N, Col. Palmira,
C.P. 62490, Cuernavaca, Morelos Tel. 01 (777) 3627730, ext. 2225,
e-mail: die@cenidet.tecnm.mx | cenidet.tecnm.mx



DEDICATORIAS

A Dios

Por otorgarme la sabiduría necesaria para tomar las decisiones que me condujeron a este momento trascendental en mi vida.

A mi madre

Por su amor incondicional y sus enseñanzas han sido el cimiento sobre el cual construyo mis logros. Este trabajo es el reflejo de tu entrega y tu fe en mí.

A mi padre

Por su amor, su apoyo incondicional y su silencio elocuente, que me enseñaron que el esfuerzo constante es el único camino hacia la meta.

A mis abuelos

Por sus oraciones, sus valiosos consejos y su amor sencillo pero profundo, que ha sido el más poderoso motor de mi vida académica.

A mi hermana

Por recordarme que el camino que recorro también traza el sendero que ella podrá seguir, y que no hay meta que el esfuerzo no pueda alcanzar.

AGRADECIMIENTOS

A la Secretaría de Ciencias, Humanidades, Tecnologías e Innovación (SECHITI), por el apoyo otorgado, que me permitió realizar los estudios de posgrado y desarrollar este trabajo de investigación. Sin esta oportunidad, este sueño no habría sido posible.

Al Tecnológico Nacional de México y al Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico (TECNM/CENIDET), por brindarme la oportunidad de continuar con mi formación académica y por su invaluable apoyo institucional, el cual fue fundamental para consolidar mi preparación personal y profesional a lo largo de este proceso.

A mi director de tesis, el Dr. Jesús Darío Mina Antonio, por su orientación, sus consejos y su acompañamiento constante durante la maestría, elementos clave para concluir esta etapa con éxito. Gracias por creer en este proyecto.

A mis revisoras, la Dra. Marisol Cervantes Bobadilla y la Dra. Ma. Guadalupe López López, por sus valiosas aportaciones, sus atinadas correcciones y sus consejos, que sin duda enriquecieron el contenido de este trabajo.

A todo el personal del Departamento de Electrónica, por el apoyo brindado durante mi estancia en el CENIDET, y por hacer de esta experiencia un aprendizaje integral.

Al Sistema de Agua Potable y Alcantarillado del Municipio de Cuernavaca (SAPAC), por proporcionarme la información necesaria para el desarrollo de este trabajo de investigación.

Finalmente, agradezco a todas las personas que, de una u otra manera, contribuyeron a la realización de este proyecto.

RESUMEN

Los sistemas de bombeo urbano de agua representan una de las principales cargas eléctricas en la infraestructura de abastecimiento, debido a su operación continua y al elevado consumo de energía requerido para garantizar el suministro. Esta situación incrementa los costos de operación y la dependencia de la red eléctrica. En este trabajo se propone un sistema híbrido de alimentación integrado por red eléctrica, generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías, administrado mediante un Sistema de Gestión de Energía (Energy Management System, EMS), con el objetivo de minimizar los costos de operación y optimizar el aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles.

Como caso de estudio se seleccionó el Pozo Chamilpa No. 1, perteneciente al Sistema de Agua Potable y Alcantarillado del Municipio de Cuernavaca (SAPAC). Para su desarrollo se emplearon registros de consumo eléctrico de 2024, datos de irradiación solar y temperatura, así como la tarifa GDMTH de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Con esta información se caracterizó la demanda eléctrica, se dimensionaron los componentes del sistema híbrido y se realizó un análisis tecnoeconómico mediante HOMER Pro.

Posteriormente se desarrollaron dos estrategias de gestión de energía basadas en reglas. La primera prioriza el uso de la energía fotovoltaica y del banco de baterías para reducir el consumo de la red eléctrica, mientras que la segunda incorpora la estructura tarifaria GDMTH para optimizar el intercambio de energía de acuerdo con los costos horarios. Ambas estrategias fueron evaluadas mediante simulaciones y comparadas con un esquema de operación convencional.

Los resultados muestran que la implementación del sistema híbrido con el EMS incrementa el aprovechamiento de la energía renovable, reduce el consumo de energía de la red y disminuye el costo de operación del sistema de bombeo. La metodología propuesta constituye una alternativa técnica y económicamente viable para mejorar la eficiencia energética y la administración de sistemas híbridos aplicados al bombeo urbano.

ABSTRACT

Urban water pumping systems represent one of the major electrical loads within water supply infrastructure due to their continuous operation and the high energy demand required to ensure uninterrupted water delivery. This situation increases operating costs and dependence on the electrical grid. This thesis proposes a hybrid power supply system composed of the electrical grid, photovoltaic generation, and battery energy storage, managed through an Energy Management System (EMS), with the objective of minimizing operating costs while maximizing the utilization of the available energy resources.

Pozo Chamilpa No. 1, operated by the Water Supply and Sewerage System of the Municipality of Cuernavaca (SAPAC), was selected as the case study. The proposed methodology was developed using electricity consumption records from 2024, together with solar irradiance and ambient temperature data, as well as the GDMTH electricity tariff established by the Federal Electricity Commission (CFE). Based on this information, the electrical load was characterized, the hybrid system components were sized, and a techno-economic analysis was performed using HOMER Pro.

Subsequently, two rule-based energy management strategies were developed. The first prioritizes the use of photovoltaic generation and battery energy storage to reduce electricity consumption from the grid, whereas the second incorporates the GDMTH time-of-use tariff structure to optimize energy exchange according to hourly electricity costs. Both strategies were evaluated through simulation and compared with a conventional operating scheme.

The results demonstrate that implementing the hybrid system together with the proposed EMS increases the utilization of renewable energy, reduces electricity consumption from the grid, and lowers the operating cost of the water pumping system. The proposed methodology constitutes a technically and economically viable alternative for improving energy efficiency and energy management in hybrid systems applied to urban water pumping.

TABLA DE CONTENIDO

DEDICATORIAS	4
AGRADECIMIENTOS	5
RESUMEN	6
ABSTRACT	7
CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN	13
1.1. Antecedentes	13
1.2. Planteamiento del problema	14
1.3. Objetivos	14
1.3.1 General	14
1.3.2 Específicos	14
1.4 Metas	15
1.5 Justificación	15
1.6 Alcance	15
1.7 Hipótesis	15
1.8 Organización del documento	15
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO	16
2.1. Sistemas de bombeo de agua	16
2.1.1 Potencias en régimen de operación continua	16
2.1.2 Cálculo de potencia en condiciones de arranque: con y sin arrancador suave ..	16
2.1.3 Determinación de las especificaciones del inversor	17
2.2 Banco de baterías	17
2.3 Variables Meteorológicas	18
2.3.1 Irradiación	19
2.3.2 Temperatura	19
2.4 Cálculo de potencia fotovoltaica	19
2.5 Factura de electricidad (Recibo de luz)	20
2.5.1 Segmentación de contrato tipo tarifaria GDMTH	21
2.5.2 Horarios tarifarios aplicables	21
2.5.3 Cálculo de cargos de facturación	22
2.5.4 Cuotas y costos tarifarios oficiales	24
2.6 Sistemas de Gestión de Energía (EMS)	25

2.6.1	Variables y restricciones operativas del EMS.....	26
2.7	Análisis tecnoeconómico.....	26
2.7.1	Indicadores económicos	26
CAPÍTULO 3. ESTADO DEL ARTE.....		28
CAPÍTULO 4. PROPUESTA DE SOLUCIÓN Y CASO DE ESTUDIO		33
4.1.	Propuesta de solución	33
4.2.	Descripción general del sistema de bombeo	33
4.3.	Historial operativo	34
CAPÍTULO 5. MÉTODO DE SOLUCIÓN		35
5.1.	Dimensionamiento.....	35
5.1.1.	Caracterización de la carga	35
5.1.2.	Selección y dimensionamiento de paneles fotovoltaicos	38
5.1.3.	Selección y dimensionamiento del inversor	43
5.1.4.	Selección y dimensionamiento del sistema de almacenamiento.....	45
5.2.	Análisis Tecno-económico	47
5.2.1.	Configuración de la ubicación geográfica	48
5.2.2.	Datos de entrada para la simulación	48
5.2.3.	Configuración de los componentes del sistema	50
5.2.4.	Estimación de costos de inversión inicial, costos operativos y reemplazo ...	52
5.2.5.	Parámetros económicos generales	54
5.2.6.	Despacho óptimo seleccionado por HOMER Pro	55
5.2.7.	Comparación económica entre sistema convencional y sistema híbrido.....	56
5.3.	Estrategia de Gestión de Energía.....	57
5.3.1.	Desarrollo de estrategias EMS basadas en reglas	57
5.3.2.	EMS orientado a priorización de energía renovable	57
5.3.3.	EMS orientado bajo tarifa GDMTH	58
5.3.4.	Cálculo del costo de energía y facturación eléctrica para los sistemas con EMS	59
CAPÍTULO 6. PRUEBAS Y RESULTADOS		60
6.1.	Implementación de la estrategia EMS.....	60
6.2.	Implementación de la estrategia EMS orientado a priorización de energía renovable.....	60
6.3.	Implementación de la estrategia EMS orientado bajo tarifa GDMTH	63

6.4.	Comparación entre estrategias de gestión de energía.....	65
6.4.1	Análisis económico: Costo Neto Presente (NPC).....	68
6.5.	Comparación económica entre sistema convencional y sistema híbrido	69
6.6.	Interpretación de la recuperación de inversión y ahorros	70
6.7.	Discusión de resultados	71
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES.....		74
7.1.	Principales resultados.....	74
7.2.	Aportación.....	75
7.3.	Actividades futuras	75
ANEXOS.....		79

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Sistema Híbrido para alimentar un Sistema de Bombeo	13
Figura 2. Ejemplo ilustrativo de una factura de electricidad de la CFE	20
Figura 3. Plataforma del CENACE – Precios de energía.....	25
Figura 4. Parámetros considerados en el análisis tecno-económico	26
Figura 5. Referencia del sitio: a) acceso al sitio y b) ubicación geográfica	33
Figura 6. Perfil de potencia para días de enero y febrero.....	38
Figura 7. Perfil de potencia para días de noviembre y diciembre	38
Figura 8. Perfil horario ilustrativo de irradiación solar, temperatura y potencia	41
Figura 9. Perfil horario de irradiancia y temperatura promedio para el día típico	42
Figura 10. Perfil horario de potencia generada en un día típico	43
Figura 11. Perfil horario de generación fotovoltaica y consumo de carga.....	45
Figura 12. Excedentes y déficits horarios de potencia	46
Figura 13. Ventana datos de irradiación solar (HOMER PRO)	48
Figura 14. Ventana de temperatura (HOMER PRO)	49
Figura 15. Ventana de configuración de la carga eléctrica (HOMER PRO)	49
Figura 16. Ventana de configuración de la tarifa eléctrica (HOMER PRO).....	50
Figura 17. Configuración del panel fotovoltaico en HOMER Pro	51
Figura 18. Configuración del inversor en HOMER Pro	51
Figura 19. Configuración general de la batería en HOMER Pro	52
Figura 20. Curva de vida útil y parámetros de degradación de la batería	52
Figura 21. Configuración de costos del panel fotovoltaico en HOMER Pro	53
Figura 22. Configuración de costos del inversor en HOMER Pro	53
Figura 23. Configuración de costos del sistema de almacenamiento en HOMER Pro.....	54
Figura 24. Parámetros económicos configurados en HOMER Pro	55
Figura 25. Ventanas de configuración de estrategias de despacho en HOMER Pro	55
Figura 26. Comparativa de costo acumulado entre sistema convencional y sistema híbrido (HOMER Pro).....	56
Figura 27. Diagrama de flujo EMS (1): priorizando energía renovable	58
Figura 28. Diagrama de flujo EMS (2): orientado bajo tarifa GDMTH.....	59
Figura 29. Perfiles anuales EMS (1) de potencia de panel y de cargas.....	60
Figura 30. Perfiles anuales EMS (1): potencia intercambiada con la red, estado de carga y potencia de la batería.....	61
Figura 31. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (1)	62
Figura 32. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (1) – Potencia de cargas	62
Figura 33. Perfiles anuales EMS (2): potencia intercambiada con la red, estado de carga y potencia de la batería.....	63
Figura 34. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (2)	64
Figura 35. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (2) – Potencia de cargas	64
Figura 36. Costo eléctrico tarifario y potencia de red anual consumida EMS (1).....	66
Figura 37. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (1) - Red.....	66
Figura 38. Costo eléctrico tarifario y potencia de red anual consumida EMS (2).....	67
Figura 39. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (2) - Red.....	67
Figura 40. Gráfica comparativa entre EMS (1) y EMS (2)	68
Figura 41. Gráfica comparativa entre EMS (1), EMS (2) y sistema sin EMS	70
Figura 42. Gráfica de ahorro acumulado por 25 años	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Variables de radiación solar y su aplicación en energías renovables.....	19
Tabla 2. Variables de temperatura y su aplicación en energías renovables	19
Tabla 3. Esquema tarifario horario ilustrativo (verano).....	21
Tabla 4. Esquema tarifario horario ilustrativo (invierno)	21
Tabla 5. Desglose de Cargos por Periodo Tarifario y Tipo de Servicio CFE	24
Tabla 6. Desglose de Cargos por Periodo Tarifario y Tipo de Servicio CRE	24
Tabla 7. Precios marginales locales – Componente de energía (CENACE).....	24
Tabla 8. Estado del arte: enfoques aplicados	28
Tabla 9. Estado del arte: enfoque EMS	29
Tabla 10. Facturaciones del año 2024 del sistema de bombeo	34
Tabla 11. Energía consumida por periodo tarifario (CFE).....	35
Tabla 12. Definición de periodos tarifarios para cada mes del año 2024	36
Tabla 13. Conteo de horas por periodo tarifario para cada mes del año 2024	36
Tabla 14. Potencia de consumo real por periodo tarifario y mes del año 2024	37
Tabla 15. Parámetros de configuración para la descarga de datos en NASA POWER DAV.....	40
Tabla 16. Parámetros del Panel JINKO 510W [35]	40
Tabla 17. Irradiancia y temperatura promedio por hora para el día representativo	42
Tabla 18. Especificaciones calculadas para selección del inversor	44
Tabla 19. Configuración de inversores seleccionada.....	45
Tabla 20. Balance energético horario del sistema.....	46
Tabla 21. Desglose de costo inicial y mantenimiento del sistema de alimentación.....	53
Tabla 22. Modos de operación de la estrategia EMS (1)	57
Tabla 23. Comparativa energética y económica entre estrategias EMS.....	65
Tabla 24. Costo Neto Presente (NPC) por sistema evaluado	68
Tabla 25. Desglose de costos por sistema y costo acumulativo de 25 años	69

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

Los sistemas de bombeo urbano representan una de las principales cargas eléctricas en la infraestructura de abastecimiento de agua, por lo que su operación continua implica elevados consumos energéticos y costos de operación, especialmente cuando la energía para su funcionamiento se toma completamente de la red eléctrica. En este contexto, el presente trabajo propone el diseño de un sistema híbrido de energía, para alimentar un sistema de bombeo urbano, integrado por generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y red eléctrica; además, del diseño de un Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés) que permita administrar eficientemente los recursos energéticos disponibles (ver Figura 1). La idea es que el EMS coordine el flujo energético entre las distintas fuentes disponibles, priorizando el aprovechamiento de la energía renovable y del almacenamiento, con el fin de reducir la dependencia de la red eléctrica y minimizar los costos operativos asociados al consumo de energía.

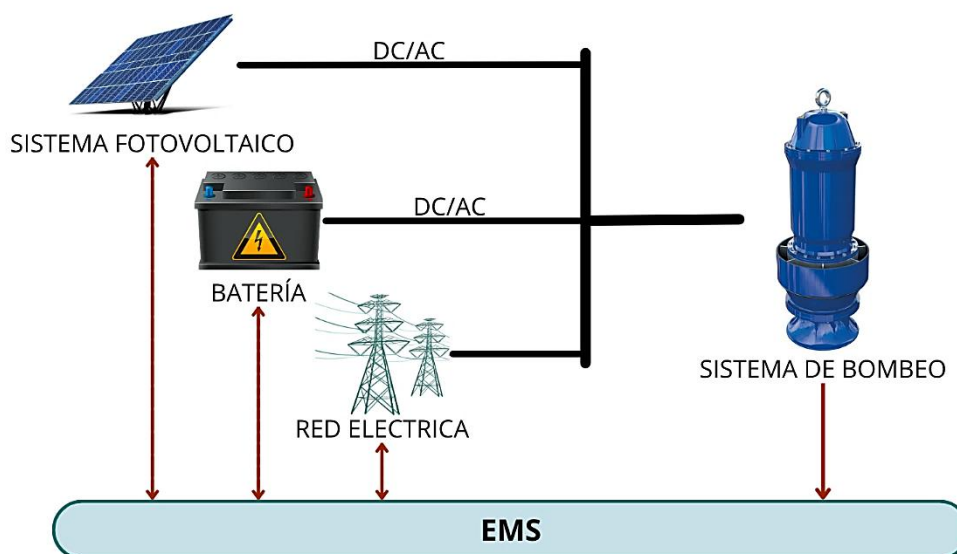


Figura 1. Sistema Híbrido para alimentar un Sistema de Bombeo

1.1. Antecedentes

El acceso al agua en zonas rurales y urbanas representa una necesidad fundamental no solo para la subsistencia de la población, sino también para el desarrollo de sus actividades cotidianas y productivas. Sin embargo, la disponibilidad de agua potable en estas regiones depende, en gran medida, de la capacidad de extraer y distribuir el recurso mediante sistemas de bombeo. Dichos sistemas requieren, a su vez, de un suministro continuo de energía eléctrica para su operación.

Esta dependencia energética es uno de los principales factores que limitan el abastecimiento de agua. Generalmente, los pozos de agua se alimentan desde la red eléctrica pública, pero esta presenta interrupciones frecuentes, altos costos de consumo y, en muchos casos, una mala administración del sistema de alimentación. Esta mala administración se traduce en cortes no programados, falta de mantenimiento en infraestructura eléctrica y ausencia de planes de contingencia. Como resultado, las bombas de agua dejan de operar, se interrumpe el suministro de agua a la población y se generan conflictos sociales por el desabasto.

En el estado de Morelos, y particularmente en la ciudad de Cuernavaca, esta problemática es especialmente relevante. La demanda de agua ha aumentado debido al crecimiento poblacional y las actividades urbanas, lo que ha generado una presión significativa sobre los mantos acuíferos y la infraestructura de bombeo existente. El Sistema de Agua Potable y Alcantarillado del Municipio de

Cuernavaca (SAPAC) es la entidad encargada de gestionar el suministro de agua en la ciudad, operando diversos pozos de extracción que requieren un suministro continuo de energía eléctrica para su funcionamiento. Sin embargo, estos sistemas enfrentan interrupciones frecuentes debido a cortes en la red eléctrica, altos costos de operación y falta de mantenimiento, lo que se traduce en desabasto de agua y conflictos sociales. El Pozo seleccionado como caso de estudio en el presente trabajo, es representativo de esta problemática, ya que abastece a una zona urbana con alta demanda de agua y presenta las mismas limitaciones energéticas y operativas descritas.

Ante este escenario, una alternativa viable es dotar a los sistemas de bombeo de agua de fuentes propias de generación eléctrica, como los sistemas fotovoltaicos, complementados con sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías. No obstante, la sola incorporación de estas tecnologías no resuelve por completo el problema; para que esta solución sea efectiva, se requiere un sistema de gestión de energía que, además de garantizar el suministro de la demanda de agua y la autonomía del sistema, minimice la compra de energía a la red y reduzca los costos de operación.

Un sistema híbrido de alimentación, en general está constituido por diferentes fuentes de energía, por ejemplo, energía solar, eólica, biomasa, red eléctrica, etc. Se toma en cuenta a este tipo de sistema por tener la ventaja de presentar un mayor equilibrio y estabilidad en la salida del sistema. Donde un Sistema Híbrido alimentando a un Sistema de Bombeo puede dar la estabilidad necesaria para minimizar el uso de la red eléctrica, y un posible esquema de alimentación para el Sistema de Bombeo será un esquema híbrido: Red Eléctrica-Sistema Fotovoltaico-Baterías.

En este trabajo se implementará un esquema como se muestra en la Figura 1, ejemplificando el sistema que se usará. El enfoque principal de este trabajo es el desarrollo de un sistema de administración de energía (EMS) para el control de los sistemas y al mismo tiempo la eficiencia en el uso de las energías, esto sirve para hacer una reducción de costos en operación y demanda de consumo de energía eléctrica.

1.2. Planteamiento del problema

En muchas zonas urbanas, la escasez de agua y la ineficiencia en su distribución representan problemas críticos. Uno de los principales factores que los agravan es el elevado costo operativo de los sistemas de bombeo debido al consumo intensivo de energía desde la red convencional, lo que los hace vulnerables ante cortes eléctricos y cambios de costos tarifarios.

Frente a esto, se propone diseñar un Sistema de Administración de Energía (EMS, por sus siglas en inglés) para un sistema híbrido (red, fotovoltaico y baterías) aplicado al bombeo urbano, acotado a optimizar su operación para reducir la dependencia de la red, minimizar costos y garantizar continuidad del servicio. El problema es significativo, pertinente, factible mediante simulación, y abre puertas a otros estudios en el mismo campo.

1.3. Objetivos

1.3.1 General

Minimizar el costo de operación de un sistema de bombeo urbano, alimentado con un sistema híbrido: red eléctrica-sistema fotovoltaico-baterías, a través de la óptima operación del mismo, mediante un sistema de administración de energía.

1.3.2 Específicos

- Definir el esquema de alimentación del sistema de bombeo caso de estudio, mediante una investigación de campo y/o del estado del arte.
- Definir los perfiles de generación del sistema fotovoltaico, así como el perfil de demanda, a partir de datos de irradiación solar local y registros de consumo.
- Dimensionar el esquema de alimentación del sistema de bombeo caso de estudio, basándose en la documentación técnica apropiada y los perfiles de generación-demanda.

- Implementar el simulador del sistema caso de estudio, mediante la parametrización y/o modelado de componentes en una plataforma de simulación.
- Definir la estrategia de administración de energía y diseñarla.
- Evaluar el desempeño de la operación del sistema de bombeo.

1.4 Metas

- Realizar la revisión del estado del arte, la investigación de campo para la definición y el dimensionamiento del sistema híbrido propuesto para el sistema de bombeo.
- Recopilar, procesar y validar datos históricos de irradiación solar local y de registros de consumo eléctrico del sistema de bombeo, para la caracterización energética del sistema.
- Diseñar estrategias de administración de energía para la gestión de los recursos energéticos disponibles.
- Evaluar técnica y económicamente el desempeño del sistema propuesto respecto a un esquema convencional basado en red eléctrica.

1.5 Justificación

El desarrollo de un Sistema de Administración de Energía para un sistema de bombeo urbano con topología híbrida (red eléctrica, generación fotovoltaica y baterías) surge de la necesidad de optimizar el uso de los recursos energéticos y reducir los costos de operación. La propuesta integra fuentes renovables y almacenamiento sin modificar la infraestructura principal de bombeo. Además, contribuye al estudio de estrategias de gestión energética en sistemas de bombeo urbano mediante una metodología de dimensionamiento y evaluación bajo condiciones reales de operación.

1.6 Alcance

Dentro del alcance del proyecto se contempla la definición y dimensionamiento del esquema de alimentación del sistema de bombeo a partir de una investigación del estado del arte y características locales, el análisis de los perfiles de generación fotovoltaica y demanda eléctrica utilizando datos de irradiación solar y registros de consumo, así como la simulación del sistema híbrido junto con el diseño y evaluación de una estrategia de administración de energía que optimice el uso y distribución de la energía generada. Quedan fuera del alcance la construcción de un prototipo físico.

1.7 Hipótesis

El desarrollo e implementación de un Sistema de Administración de Energía (EMS) en un sistema híbrido fotovoltaico-baterías conectado a la red eléctrica, aplicado a un sistema de bombeo urbano, reduce los costos operativos al optimizar el uso de las fuentes disponibles, aumenta la adaptabilidad del sistema ante cortes eléctricos mediante la gestión autónoma de las baterías, y mejora la eficiencia general del bombeo respecto a una operación sin dicho sistema.

1.8 Organización del documento

El presente documento se estructura en siete capítulos. El CAPÍTULO 1 presenta la introducción al tema de investigación, incluyendo antecedentes, planteamiento del problema, objetivos, justificación y alcance del estudio. El CAPÍTULO 2 desarrolla el marco teórico, donde se abordan los conceptos fundamentales como sistemas de bombeo, dimensionamiento fotovoltaico, tarifas eléctricas GDMTH e indicadores económicos. El CAPÍTULO 3 corresponde al estado del arte, analizando trabajos previos relacionados con sistemas híbridos y estrategias de gestión energética. El CAPÍTULO 4 describe la propuesta de solución y el caso de estudio. El CAPÍTULO 5 presenta el método de solución, incluyendo el dimensionamiento de los subsistemas, el análisis tecno-económico con HOMER PRO y el desarrollo de las estrategias EMS. El CAPÍTULO 6 expone los resultados obtenidos para ambas estrategias EMS, la comparación económica y la discusión de resultados. Finalmente, el CAPÍTULO 7 contiene las conclusiones del trabajo, así como las REFERENCIAS bibliográficas y los ANEXOS.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

2.1. Sistemas de bombeo de agua

Los sistemas de bombeo de agua son instalaciones diseñadas para el desplazamiento de agua mediante una bomba accionada por un motor eléctrico, siendo ampliamente utilizados en abastecimiento urbano, riego agrícola, drenaje y procesos industriales. El correcto dimensionamiento eléctrico resulta crítico para garantizar eficiencia operativa y confiabilidad, especialmente cuando se emplean inversores. A continuación, se presentan los fundamentos teóricos para caracterizar la demanda eléctrica del motor en régimen continuo y en arranque, así como la metodología para seleccionar el inversor [1, 2].

2.1.1 Potencias en régimen de operación continua

Conocer la demanda en condiciones nominales permite dimensionar conductores, protecciones e inversores. Un subdimensionamiento provoca fallos prematuros; un sobredimensionamiento incrementa costos innecesariamente.

Potencia aparente (S): representa la carga eléctrica total que el motor demanda de la fuente, incluyendo componentes activa y reactiva. Para sistemas trifásicos equilibrados.

$$S = \sqrt{3} V_{bomba} I_{bomba} [kVA] \quad (1)$$

Potencia activa (P): fracción de S que se convierte en trabajo mecánico útil en el eje del motor. Se obtiene multiplicando por el factor de potencia (FP) [2] (típicamente 0.80-0.95 para motores en carga nominal).

$$P = S(FP) \quad (2)$$

Estos valores definen la base de dimensionamiento del sistema de bombeo.

2.1.2 Cálculo de potencia en condiciones de arranque: con y sin arrancador suave

Durante el proceso de arranque de un motor que acciona una bomba, se presenta un fenómeno transitorio en el instante inicial, el motor demanda corrientes significativamente superiores a la corriente nominal, típicamente de 5 a 7 veces este valor, debido a que su impedancia equivalente es muy baja. Esta corriente elevada genera caídas de tensión en la red de alimentación, y plantea requerimientos extremos sobre el inversor o la fuente de alimentación. Por esta razón, resulta indispensable calcular la corriente ($I_{arranque}$) y potencia de arranque ($S_{arranque}$), para seleccionar adecuadamente el método de arranque y dimensionar el inversor.

Las expresiones generales que gobiernan el arranque son las siguientes, donde la corriente de arranque es el producto de la corriente nominal (I_{bomba}) y el factor de corriente de arranque (FCA):

$$I_{arranque} = I_{bomba} FCA \quad (3)$$

$$S_{arranque} = \sqrt{3} V_{bomba} I_{arranque} = S (FCA) \quad (4)$$

Esta expresión, aunque sencilla es clave, ya que algunos dispositivos como el inversor, se tienen que dimensionar no en función del valor de S, sino de acuerdo con el valor de $S_{arranque}$. En este sentido el tipo de arranque determinará el valor de FCA y por ende el sobredimensionamiento necesario del inversor.

Arranque directo: en esta modalidad, el motor se conecta directamente a la tensión de la red mediante un contactor, sin dispositivos de limitación. El FCA típico se encuentra en el rango de 5 a 7, adoptándose convencionalmente un valor representativo de 6 para efectos de cálculo.

Las consecuencias de este escenario incluyen caídas de tensión severas, alto estrés mecánico que se manifiesta en golpes y fatiga en el sistema de bombeo, así como la necesidad de un inversor con una capacidad de pico extremadamente alta (600% de la potencia continua).

Arranque con arrancador suave: el arrancador suave es un dispositivo de electrónica de potencia basado en tiristores que controla la tensión aplicada al motor durante el arranque, limitando la corriente a valores típicamente entre 1.5 y 2 veces la corriente nominal. Para efectos de dimensionamiento conservador, se adopta un FCA = 2.

Las ventajas de este escenario son múltiples: caídas de tensión moderadas (inferiores al 5%), bajo estrés mecánico que prolonga la vida útil de la bomba y la posibilidad de seleccionar un inversor con capacidad de pico moderada (200% de la potencia continua en lugar de 600%).

2.1.3 Determinación de las especificaciones del inversor

Una vez caracterizadas las demandas eléctricas del motor en régimen continuo y en arranque (adaptado con arrancador suave), es necesario traducir estos valores en especificaciones técnicas que permitan seleccionar un inversor comercial. Este proceso debe incorporar márgenes de seguridad que garanticen la fiabilidad del sistema frente a tolerancias de fabricación y posibles sobrecargas leves durante la operación.

Potencia nominal continua del inversor ($S_{inversor}$): Se aplica un factor de seguridad (FS) típicamente de 1.15 (15% de margen adicional) a la potencia aparente continua, obteniéndose.

$$S_{inversor} = S (FS) \quad (5)$$

La potencia nominal continua del inversor seleccionado debe ser igual o superior a este valor.

Capacidad de potencia de pico (S_{pico}): El inversor debe ser capaz de soportar sobrecargas transitorias durante el arranque. La potencia de pico requerida se calcula como el máximo entre dos valores: la potencia de arranque con arrancador suave y el doble de la potencia continua del inversor.

$$S_{pico} = MÁX(S_{arranque}, (FCA) S_{inversor}) \quad (6)$$

La capacidad de sobrecarga del inversor (especificada por el fabricante, por ejemplo 150% durante 60 segundos) debe ser igual o superior a S_{pico} .

Corriente de salida AC nominal del inversor ($I_{inversor}$): finalmente, se verifica la corriente que el inversor puede entregar de forma continua, despejando la corriente de la expresión de potencia aparente.

$$I_{inversor} = \frac{S_{inversor}}{\sqrt{3}V_{bomba}} = I_{nom} FS \quad (7)$$

Por tanto, la corriente de salida nominal del inversor debe ser igual o superior a $I_{nom}(1.15)$.

2.2 Banco de baterías

El banco de baterías es un componente fundamental en los sistemas fotovoltaicos híbridos, ya que permite almacenar la energía excedente generada por los paneles solares y suministrarla cuando la generación resulta insuficiente para cubrir la demanda. Su incorporación mejora la continuidad del suministro, incrementa el aprovechamiento de la energía renovable y proporciona mayor continuidad en la operación del sistema [3, 4].

El desempeño del banco de baterías depende de parámetros como la capacidad nominal, el voltaje, la eficiencia de carga y descarga, la energía máxima almacenada y el Estado de Carga (State of Charge, SoC), los cuales son utilizados por el Sistema de Gestión de Energía (EMS) para definir la estrategia de operación.

Estado de carga (State of Charge, SoC)

El SoC representa la cantidad de energía disponible en una batería respecto a su capacidad máxima de almacenamiento. Generalmente se expresa como un porcentaje y constituye una de las variables más importantes para supervisar el estado energético del banco de baterías. Su cálculo se expresa mediante:

$$SoC = \frac{E_{bat}}{E_{bat}^{Max}} * 100 \quad (8)$$

donde E_{bat} es la energía almacenada y E_{bat}^{Max} corresponde a la energía máxima del banco de baterías, parámetro que se obtiene durante el proceso de dimensionamiento del sistema de almacenamiento.

Modelo de actualización del SoC

Durante la operación del sistema, el SoC varía de acuerdo con la energía que entra o sale del banco de baterías. En un modelo discreto, el SoC en un instante t depende del valor del intervalo anterior, de la potencia intercambiada por la batería y de la energía máxima del banco. De forma general, esta relación puede expresarse como:

$$SoC(t) = SoC(t - 1) \pm \frac{(\eta_{bat} P_{bat}(t) \Delta t)}{E_{bat}^{Max}} \quad (9)$$

donde $P_{bat}(t)$ representa la potencia de carga o descarga, η_{bat} la eficiencia del banco de baterías y Δt el intervalo de tiempo considerado. Esta ecuación constituye la base para el cálculo del SoC empleado por el EMS, ya que permite conocer la energía disponible en cada instante y tomar decisiones sobre la carga o descarga del sistema de almacenamiento.

Restricciones de operación

Para preservar la vida útil del banco de baterías, el SoC debe mantenerse dentro de un intervalo de operación definido por un límite mínimo y uno máximo:

$$SoC_{min} \leq SoC(t) \leq SoC_{max} \quad (10)$$

Estos límites evitan tanto la sobrecarga como las descargas profundas, contribuyendo a mejorar la seguridad y prolongar la vida útil del sistema de almacenamiento.

2.3 Variables Meteorológicas

Las variables meteorológicas son los parámetros físicos que describen el estado de la atmósfera en un lugar y momento específico. En el contexto de las energías renovables, especialmente la solar esta variable es la "materia prima" que determina la cantidad de energía que se puede producir. Sin datos precisos de irradiación solar y temperatura, resulta poco fiable dimensionar correctamente una instalación, estimar su producción energética o evaluar su viabilidad económica. A continuación, se describen las dos familias de variables más relevantes para la energía solar fotovoltaica y térmica: la irradiación y la temperatura.

2.3.1 Irradiación

La irradiación es la potencia de la radiación solar que llega a una superficie por unidad de área, medida en vatios por metro cuadrado (W/m²). Es una medida instantánea que indica la intensidad del sol en un momento dado. Para el dimensionamiento de sistemas solares, no basta con saber si "hace sol", sino que es necesario conocer con precisión qué componentes de esa radiación están disponibles. De las variables de irradiación más utilizadas en proyectos de energías renovables, se presentan en la Tabla 1 las principales:

Tabla 1. Variables de radiación solar y su aplicación en energías renovables

VARIABLE	EN ENERGÍAS RENOVABLES	¿POR QUÉ ES USADA?
Irradiancia Global Horizontal (GHI)	Es la radiación solar total que llega a una superficie horizontal. Incluye tanto la luz directa del sol como la luz difusa dispersada por nubes y atmósfera	Punto de partida estándar para estimar el recurso solar en ubicaciones con paneles fijos en orientación horizontal o inclinada
Irradiancia Directa Normal (DNI)	Es la radiación que viene en línea recta desde el sol, sin dispersar. Se mide sobre una superficie siempre perpendicular a los rayos solares	Para plantas con seguidores solares (trackers) y para tecnologías de concentración (termosolares).
Irradiancia Difusa Horizontal (DHI)	Es la parte de la radiación que llega a una superficie horizontal tras ser dispersada por nubes, polvo o moléculas.	La radiación difusa puede aportar más del 40% de la energía anual, y los paneles modernos la aprovechan bien

2.3.2 Temperatura

La temperatura es un factor crítico y a menudo subestimado en energías renovables. En particular, para sistemas fotovoltaicos, el rendimiento de los paneles disminuye cuando su temperatura supera los 25 °C. Por tanto, no solo importa cuánta irradiación llega, sino también a qué temperatura operan los equipos. De la lista de variables de temperatura, las tres más utilizadas se presentan en la Tabla 2:

Tabla 2. Variables de temperatura y su aplicación en energías renovables

VARIABLE	EN ENERGÍAS RENOVABLES	¿POR QUÉ ES USADA?
Temperatura a 2 metros (T2M)	Es la temperatura del aire medida a la altura estándar de 2 metros, sin considerar efectos de humedad	Base para calcular las pérdidas por temperatura en paneles solares. Los modelos fotovoltaicos la utilizan para estimar la temperatura real de la célula.
Punto de rocío/escarcha a 2 metros (T2MDEW)	Es la temperatura a la que el aire debe enfriarse para que el vapor de agua se condense.	Variable para caracterizar la humedad. Permite predecir la formación de rocío o niebla, que afecta la radiación difusa y puede ensuciar los paneles, reduciendo su producción
Temperatura de bulbo húmedo a 2 metros (T2MWET)	Combina el efecto de la temperatura y la humedad. Es la temperatura que marca un termómetro con el bulbo envuelto en un paño húmedo.	No se usa directamente para el cálculo de producción de sistemas fotovoltaicos, pero es esencial para sistemas de refrigeración evaporativa y climatización alimentados por energías renovables.

2.4 Cálculo de potencia fotovoltaica

Para modelar la potencia generada por un sistema fotovoltaico (FV) se empleó el Modelo #6 presentado en [5]. Este modelo permite estimar la potencia de salida del arreglo FV a partir de parámetros eléctricos, condiciones ambientales y la configuración del sistema. Las ecuaciones que rigen el modelo son las siguientes:

$$I_{mp,h} = \frac{G_h}{1000 \frac{W}{m^2}} (I_{sc} + K_i(T_h - 25)) \quad (11)$$

$$V_{mp,h} = V_{oc} - K_v(T_h - 25) \quad (12)$$

$$FF = \frac{V_{mpp} I_{mpp}}{V_{oc} I_{sc}} \quad (13)$$

$$P_{PV,h} = N_s N_p FF V_{mp,h} I_{mp,h} \quad (14)$$

El factor de forma (FF) representa la calidad eléctrica de la celda solar y se calcula como la relación entre la potencia máxima real ($V_{mpp} I_{mpp}$) y el producto teórico de ($V_{oc} I_{sc}$). A partir de este modelo, se calcularon las variables $I_{mp,h}$ y $V_{mp,h}$ para cada hora del periodo analizado, considerando la temperatura horaria (T_h) y la irradiación horaria (G_h), dando lugar a la potencia horaria generada ($P_{PV,h}$).

2.5 Factura de electricidad (Recibo de luz)

La factura de electricidad de la CFE (Comisión Federal de Electricidad) es el documento oficial y factura mensual o bimestral que emite la paraestatal mexicana. En él se detalla la cantidad de energía eléctrica consumida en un domicilio o negocio y el monto a pagar por dicho servicio (Figura 2).

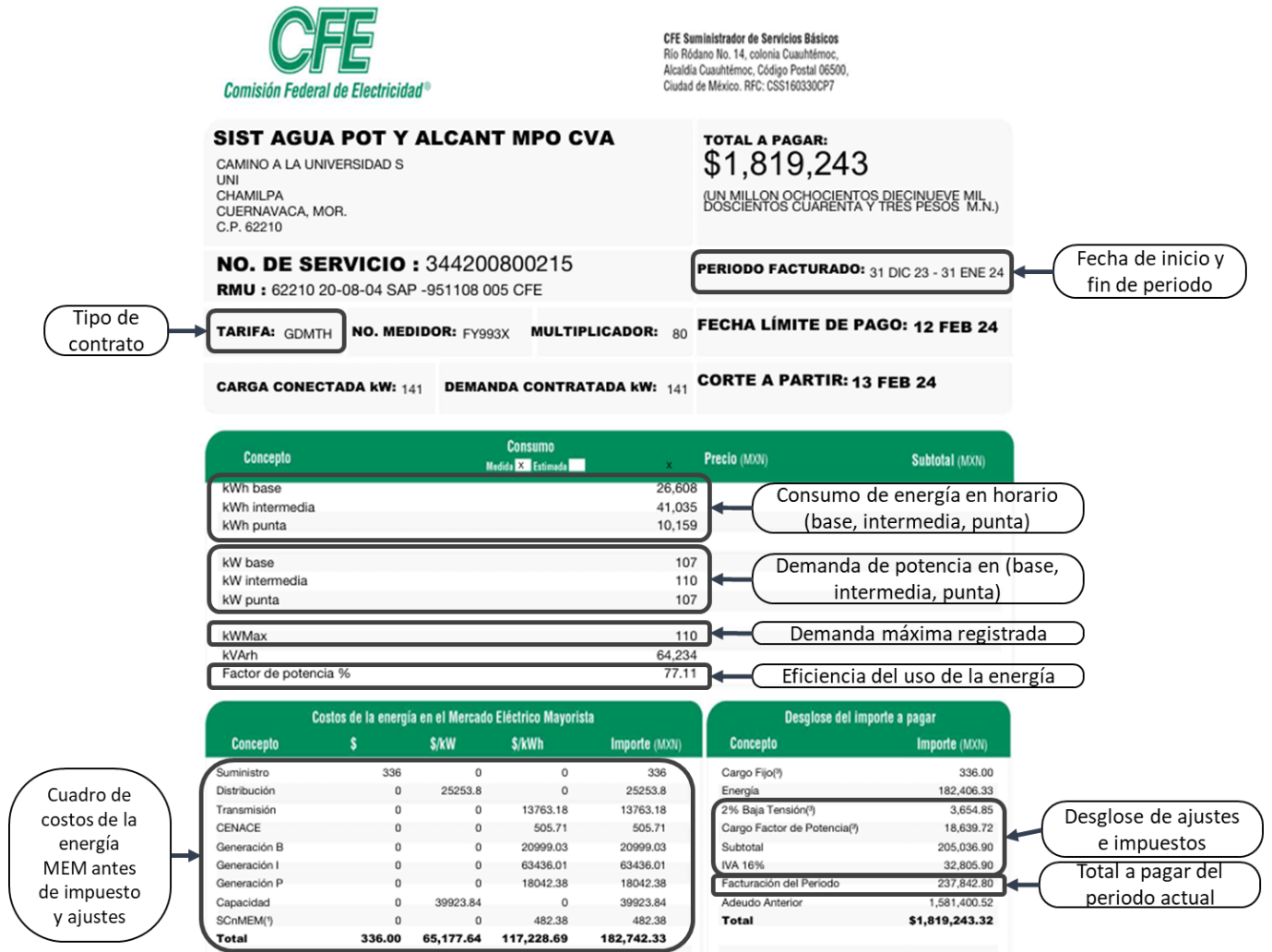


Figura 2. Ejemplo ilustrativo de una factura de electricidad de la CFE

2.5.1 Segmentación de contrato tipo tarifaria GDMTH

La CFE establece una segmentación horaria del consumo eléctrico para usuarios con tarifa GDMTH (Gran Demanda a Media Tensión Horaria). Esta clasificación permite diferenciar el costo de la energía según el momento en que se utiliza, dividiéndose en tres periodos:

- kWh base: Corresponde al consumo en horas de demanda baja (madrugada y algunas tardes), con los costos más baratos.
- kWh intermedia: Corresponde al consumo en horas de demanda media (mañanas o noches), con costos intermedios.
- kWh punta: Corresponde al consumo en horas de demanda alta (cuando todos usan energía), con los costos más caros.

De manera análoga, la demanda de potencia (kW) se segmenta en:

- kW base: Potencia máxima registrada en horas base.
- kW intermedio: Potencia máxima registrada en horas intermedias.
- kW punta: Potencia máxima registrada en horas pico.

Adicionalmente, se registran:

- kWMax: Demanda máxima absoluta en el periodo.
- kVARh: Consumo de energía reactiva, que afecta la eficiencia.
- Factor de potencia (%): Indicador de eficiencia del uso de energía; valores menores a 90% generan penalizaciones.

2.5.2 Horarios tarifarios aplicables

Los horarios de aplicación de estos periodos varían según la temporada (verano/invierno) y la región geográfica. Horario de verano (aproximadamente de abril a octubre, del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre), como se muestra en la Tabla 3:

Tabla 3. Esquema tarifario horario ilustrativo (verano)

Día de la semana	Base (más económico)	Intermedio (tarifa moderada)	Punta (más cara)
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 20:00 22:00 – 24:00	20:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 7:00	7:00 – 24:00	
Domingo y festivo	0:00 – 19:00	19:00 - 24:00	

Horario de invierno (aproximadamente de noviembre a marzo, del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril), como se muestra en la Tabla 4:

Tabla 4. Esquema tarifario horario ilustrativo (invierno)

Día de la semana	Base (más económico)	Intermedio (tarifa moderada)	Punta (más cara)
Lunes a viernes	0:00 – 6:00	6:00 – 18:00 22:00 – 24:00	18:00 – 22:00
Sábado	0:00 – 8:00	8:00 – 19:00 21:00 – 24:00	19:00 – 21:00
Domingo y festivo	0:00 – 18:00	18:00 – 24:00	

Estos horarios están definidos en el sitio oficial de la CFE para tarifas GDMTH [6] y constituyen la base para el cálculo de costos energéticos del sistema.

2.5.3 Cálculo de cargos de facturación

A continuación, se presentan las fórmulas que rigen cada uno de los cargos que componen la factura eléctrica bajo la tarifa GDMTH [6].

Cargo fijo de suministro (C_{fs}): es el costo que se obtiene de precios establecidos de interconexión a la red por la CFE.

$$C_{fs} = \$336 \quad (15)$$

Cargo por energía (C_e): es el producto de la energía consumida ($Ec_{d,h}$) por el costo de la energía de acuerdo a la tarifa GDMTH (CT_h), sumado para todos los días y horas del periodo.

$$C_e = \sum_{d=1}^D \sum_{h=1}^{24} (Ec_{d,h}(CT_h)) \quad (16)$$

Cargo por demanda (C_{dem}): es la suma del costo por capacidad (C_{cap}) y el costo por distribución (C_{dist}). Este cargo refleja los costos asociados a tener disponible una cierta capacidad de potencia para el usuario, independientemente de cuánta energía efectivamente consuma.

$$C_{dem} = C_{cap} + C_{dist} \quad (17)$$

Costo por capacidad (C_{cap}): se calcula como el producto de la demanda de capacidad facturable (D_{cap}) y el cargo unitario de capacidad establecido por CFE ($Cargo_{cap}$). Este concepto remunera la disponibilidad de infraestructura de generación y transmisión para atender la demanda del usuario.

$$C_{cap} = D_{cap} (Cargo_{cap}) \quad (18)$$

Demanda de capacidad facturable (D_{cap}): se define como el valor mínimo entre la demanda máxima mensual registrada ($Dmax_{mensual}$) y un valor calculado a partir de la demanda mensual correspondiente al consumo de energía activa total del mes en kWh ($Q_{mensual}$), los días del mes (d) y el factor de carga ($F.C.$) establecido por CFE (0.57 para tarifa GDMTH) [6, 7]. Esta fórmula evita que el usuario sea penalizado por un pico de demanda esporádico.

$$D_{cap} = \min \left(Dmax_{mensual}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24(d)(F.C.)} \right] \right) \quad (19)$$

Costo por distribución (C_{dist}): es el producto de la demanda de distribución facturable (D_{dist}) y el cargo unitario de distribución ($Cargo_{dist}$). Este concepto cubre el uso de las redes de media y baja tensión que transportan la electricidad desde los puntos de entrega hasta el usuario final.

$$C_{dist} = D_{dist} Cargo_{dist} \quad (20)$$

Demanda de distribución facturable (D_{dist}): se calcula como el valor mínimo entre la demanda máxima punta del mes ($Dmax_{punta}$) y el valor calculado a partir de la demanda mensual del consumo de energía activa ($Q_{mensual}$), los días del mes (d) y el factor de carga ($F.C.$). Se utiliza específicamente la demanda máxima en horario punta, que es cuando la red de distribución enfrenta mayor estrés [6].

$$D_{dist} = \min \left(Dmax_{punta}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24(d)(F.C.)} \right] \right) \quad (21)$$

Cargo por 2% de baja tensión (C_{BT}): es el producto del 2% por la suma del cargo por energía y el cargo por demanda. Este cargo aplica cuando el usuario toma el suministro en media tensión, pero utiliza transformadores propios para bajar a baja tensión, reconociendo las pérdidas adicionales en la distribución de baja tensión.

$$C_{BT} = 0.02 (C_e + C_{dem}) \quad (22)$$

Cargo por factor de potencia (C_{FP}): es el producto del ajuste por factor de potencia (FP_{aj}) por la suma del cargo por energía y el cargo por demanda. Este cargo incentiva al usuario a mantener un factor de potencia cercano a la unidad ($\geq 90\%$) [8], ya que valores bajos indican un uso ineficiente de la energía debido a la presencia de energía reactiva.

$$C_{FP} = FP_{aj}(C_e + C_{dem}) \quad (23)$$

$$FP_{aj} = FP_{rec} \text{ para recargo} \quad FP_{aj} = -FP_{bon} \text{ para bonificación}$$

Factor de potencia por recargo (FP_{rec}): cuando el factor de potencia es inferior al 90%, se aplica un recargo que penaliza al usuario. La fórmula del recargo es:

$$FP_{rec} = \frac{3}{5} \left(\frac{90}{FP} - 1 \right) \quad (24)$$

Factor de potencia por bonificación (FP_{bon}): cuando el factor de potencia es igual o superior al 90%, el usuario recibe una bonificación que reduce su facturación. La fórmula de la bonificación es:

$$FP_{bon} = -\frac{1}{4} \left(1 - \frac{90}{FP} \right) \quad (25)$$

Importe neto definido (I_{neto}): se define como la suma de todos los cargos de facturación menos el descuento por venta de energía (en caso de que exista generación distribuida). Este valor representa el subtotal antes de aplicar impuestos.

$$I_{neto} = C_{fs} + C_e + C_{dem} + C_{BT} + C_{FP} \quad (26)$$

En caso de existir venta de excedentes de energía (por ejemplo, mediante paneles fotovoltaicos), el descuento por venta de energía D_v se resta del importe neto:

$$I_{neto} = C_{fs} + C_e + C_{dem} + C_{BT} + C_{FP} - D_v \quad (27)$$

Descuento por venta de energía en caso de que el usuario cuente con generación distribuida (por ejemplo, paneles fotovoltaicos) y venda excedentes a la red, se aplica el siguiente descuento. Este concepto permite reducir el importe neto a pagar aplicando el descuento el precio marginal local ($PML_{d,h}$) correspondiente de la zona [9].

$$D_v = \sum_{d=1}^D \sum_{h=1}^{24} (Ev_{d,h}(PML_{d,h})) \quad (28)$$

El Impuesto al Valor Agregado (IVA) es el producto del importe neto por el 16% (0.16). Este impuesto es aplicable a la facturación eléctrica en México conforme a la legislación fiscal vigente.

$$IVA = 0.16(I_{neto}) \quad (29)$$

Costo total de facturación (C_{total}): es la suma del importe neto y el IVA. Este valor representa el monto final que el usuario debe pagar por el servicio eléctrico en el periodo facturado.

$$C_{total} = I_{neto} + IVA \quad (30)$$

2.5.4 Cuotas y costos tarifarios oficiales

Para la determinación de los costos asociados al consumo eléctrico, se consultó el portal oficial de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en el apartado de Tarifas GDMTH [6]. Para realizar una consulta se seleccionaron los parámetros correspondientes al año, mes, estado, municipio y división comercial de la región tarifaria de interés. Este procedimiento permite obtener los valores oficiales del cargo fijo mensual, los precios por consumo en cada periodo tarifario (Base, Intermedio y Punta), así como los costos asociados a los conceptos de Distribución y Capacidad (Tabla 5).

Tabla 5. Desglose de Cargos por Periodo Tarifario y Tipo de Servicio CFE

Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	ene-24
GDMTH	Gran demanda en media tensión horaria		Fijo	\$/mes	336
		Base	Variable (Energía)	\$/kWh	0.9788
		Intermedia	Variable (Energía)	\$/kWh	1.7355
		Punta	Variable (Energía)	\$/kWh	1.9656
			Distribución	\$/kW	229.58
			Capacidad	\$/kW	373.12

Como fuente complementaria, se utilizaron los oficios emitidos por la Comisión Reguladora de Energía [10] (CRE), los cuales establecen las tarifas finales del Suministro Básico aplicables al periodo en estudio (Tabla 6). Esta información resultó fundamental para comprender la estructura de operación de un contrato en modalidad GDMTH, para validar los valores utilizados en el presente caso de estudio.

Tabla 6. Desglose de Cargos por Periodo Tarifario y Tipo de Servicio CRE

Categorías		Tarifas reguladas 2024					Cargos variables	ene-24
Categoría tarifaria	Unidades	Transmisión	Distribución	Operación del CENACE	Operación del suministro Básico	Servicios conexos no MEM	Energía	Capacidad
GDMTH	\$/mes				336.00			
	\$/kWh Base	0.1769		0.0065		0.0062	0.7892	
	\$/kWh Intermedio	0.1769		0.0065		0.0062	1.5459	
	\$/kWh Punta	0.1769		0.0065		0.0062	1.7760	
	\$/kW		229.58					373.12

Adicionalmente, para modelar la venta de excedentes energéticos del sistema fotovoltaico hacia la red eléctrica, se consultaron los precios marginales locales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) publicados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) [9]. Estos precios representan el valor de la energía en cada nodo de la red y son utilizados como referencia para la compra-venta de energía en el mercado eléctrico. En la Figura 3 se muestra la plataforma del CENACE donde se consultaron los precios marginales locales para el año 2024.

Tabla 7. Precios marginales locales – Componente de energía (CENACE)

Fecha	Hora	Clave del nodo	Precio marginal local (\$/MWh)	Componente de energía (\$/MWh)	Componente de pérdidas (\$/MWh)	Componente de congestión (\$/MWh)
01/01/2024	1	01AAN-85	403.43	370.71	29.48	3.24
01/01/2024	2	01AAN-85	335	311.75	23.25	0
01/01/2024	3	01AAN-85	327.37	305.52	21.85	0
01/01/2024	4	01AAN-85	314.38	294.23	20.16	0
...	...	...	...	...	...	...
45657	21	09LBR-230	722	462.18	81.02	178.79
45657	22	09LBR-230	722	489.07	89.59	143.34
45657	23	09LBR-230	511.81	479.94	79.75	-47.88
45657	24	09LBR-230	500	480.45	73.49	-53.94

Los precios marginales locales se desglosan en tres componentes: energía, pérdidas y congestionamiento. Para el presente estudio, se consideró únicamente el componente de energía como el precio marginal local, ya que este refleja el costo de la energía sin incluir las pérdidas por transmisión ni los efectos de congestionamiento de la red. En la Tabla 7 se presenta una muestra de los precios marginales locales obtenidos para el año 2024.



Figura 3. Plataforma del CENACE – Precios de energía

Esta información permitió establecer un precio de venta de excedentes para el sistema híbrido, considerando que la energía inyectada a la red es remunerada a un costo cercano al precio marginal local, específicamente el componente de energía, en el nodo correspondiente al área de influencia del proyecto.

2.6 Sistemas de Gestión de Energía (EMS)

Un Sistema de Gestión de Energía (EMS, por sus siglas en inglés) es una herramienta diseñada para la organización, monitoreo, control y optimización del flujo energético entre fuentes de generación, sistemas de almacenamiento y cargas eléctricas [11]. Su enfoque sistemático busca la eficiencia energética; reducir costos operativos y minimizar el impacto ambiental, entre otros, asociados al consumo eléctrico y al uso de combustibles fósiles; esto mediante la identificación de áreas ineficientes dentro del sistema o de la ineficiencia en la distribución/despacho de energía.

Entre sus funciones se encuentran:

- Monitorear continuamente variables como la potencia generada de las diversas fuentes, la demanda energética y el almacenamiento de energía si se cuenta con ello.
- Supervisar las condiciones de operación del sistema y las restricciones técnicas que pueden representar un desafío en el proceso de la gestión energética.
- Optimizar el uso de la energía mediante una gestión o despacho eficiente.
- Mantener una comunicación eficaz entre los diversos subsistemas de generación, de almacenamiento, e incluso con las cargas.
- Garantizar la continuidad del suministro energético.

2.6.1 Variables y restricciones operativas del EMS

El funcionamiento de un EMS depende de la evaluación continua de variables energéticas y operativas que describen el estado del sistema [12]. Estas variables permiten definir las condiciones de operación y tomar decisiones relacionadas con el flujo de energía entre las diferentes fuentes disponibles.

Una de las variables más importantes es el estado de carga de la batería (SOC), el cual indica la cantidad de energía almacenada disponible. Asimismo, se consideran variables como la potencia generada por las fuentes renovables, la potencia demandada por el sistema de bombeo y la energía intercambiada con la red eléctrica.

El EMS también debe operar bajo ciertas restricciones técnicas que garanticen la seguridad y confiabilidad del sistema. Entre las principales restricciones se encuentran los límites máximos y mínimos del SOC, las capacidades nominales de los convertidores y generadores, así como el balance de potencia entre generación y demanda. La toma de decisiones dentro del EMS incluye acciones como la carga o descarga de baterías, el suministro directo a la carga desde fuentes renovables, la activación de la red eléctrica y la desconexión parcial de cargas en condiciones críticas de operación.

2.7 Análisis tecnoeconómico

El análisis tecno-económico constituye una herramienta fundamental en el dimensionamiento y evaluación de sistemas híbridos de generación de energía, ya que permite integrar tanto los aspectos técnicos como los económicos en un mismo marco de evaluación [13, 14]. Este tipo de análisis busca determinar la viabilidad de una configuración propuesta, considerando su capacidad para satisfacer la demanda energética (aspecto técnico) y su capacidad para minimizar los costos totales durante el ciclo de vida del proyecto (aspecto económico). En la Figura 4 se presentan los parámetros considerados en este análisis.

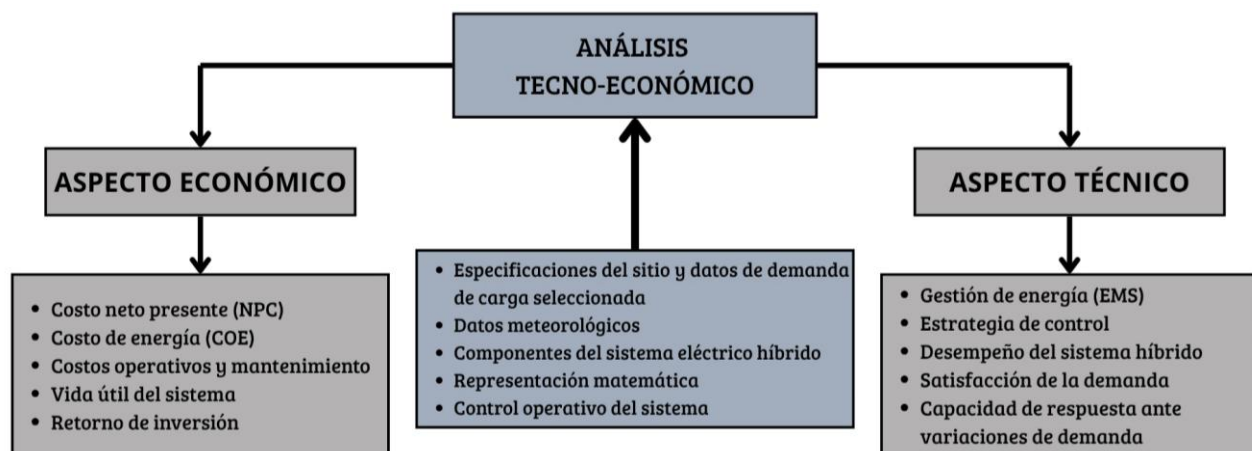


Figura 4. Parámetros considerados en el análisis tecno-económico

Desde el punto de vista técnico, estos criterios permiten comparar diferentes configuraciones y seleccionar aquella que garantice el cumplimiento de la demanda energética; mientras que, desde el punto de vista económico, estos indicadores permiten comparar diferentes configuraciones y seleccionar aquella que resulte más favorable desde la perspectiva financiera a largo plazo.

2.7.1 Indicadores económicos

Para evaluar la viabilidad económica de los sistemas híbridos de generación de energía, se utilizan indicadores financieros que permiten comparar diferentes configuraciones y tecnologías en términos de su costo a lo largo del tiempo. Los principales indicadores utilizados en este estudio son el Costo Neto Presente (NPC) y el Factor de Recuperación de Capital (CRF)[15].

Tasa real de descuento: La tasa real de descuento (i) permite actualizar flujos de efectivo futuros a su valor presente, considerando el efecto de la inflación. Se calcula a partir de la tasa nominal de oportunidad (i') y la tasa de inflación anual (f) mediante la siguiente expresión:

$$i = \frac{i' - f}{1 + f} \quad (31)$$

Factor de Recuperación de Capital (CRF): El Factor de Recuperación de Capital (CRF) convierte un costo presente en una anualidad uniforme equivalente durante la vida útil del proyecto. Se define como:

$$CRF_{(i,N)} = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (32)$$

donde N es el número de años del proyecto.

Factor de Descuento por Año: El Factor de Descuento por Año (FD_t) permite calcular el valor presente de un flujo de efectivo futuro en un año específico t . Se define como:

$$FD_t = \frac{1}{(1+i)^t} \quad (33)$$

Este factor se utiliza para descontar los costos anuales del proyecto a su valor equivalente en el presente, permitiendo sumar flujos de efectivo que ocurren en diferentes años y compararlos sobre una base común.

Valor Presente por Año: El Valor Presente por Año (VP_t) se obtiene multiplicando el costo total del año t (C_t) por el factor de descuento correspondiente:

$$VP_t = C_t (FD_t) \quad (34)$$

Costo Neto Presente (NPC): El Costo Neto Presente (NPC) representa el valor actual de todos los costos del proyecto (inversión inicial, operación, mantenimiento y reemplazos) durante la vida útil del sistema, descontados a una tasa real de descuento. Se calcula como:

$$NPC = \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1+i)^t} = \sum_{t=1}^N VP_t \quad (35)$$

Cuando los costos anuales son constantes, el NPC puede calcularse de manera simplificada como:

$$NPC = \frac{C_{anual}}{CRF_{(i,N)}} \quad (36)$$

CAPÍTULO 3. ESTADO DEL ARTE

El desarrollo de sistemas híbridos basados en fuentes de energía renovable ha impulsado la investigación de estrategias de gestión energética para mejorar la operación y viabilidad económica de diversas aplicaciones. Entre ellas, los sistemas de bombeo de agua han adquirido especial relevancia debido a su importancia en el abastecimiento hídrico. En este contexto, las siguientes tablas presentan una recopilación de trabajos relacionados con sistemas de bombeo y estrategias de gestión energética, cuyo análisis permite identificar las aplicaciones más estudiadas, los métodos empleados y las oportunidades de investigación reportadas en la literatura.

La Tabla 8 presenta una recopilación de trabajos relacionados con sistemas de bombeo alimentados por energías renovables. El análisis de estos estudios permite identificar las principales aplicaciones abordadas en la literatura.

Tabla 8. Estado del arte: enfoques aplicados

REF	AÑO	TÍTULO	APLICACIÓN
[16]	2009	Optimum energy management of a photovoltaic water pumping system	Administrador de energía para un sistema de bombeo aislado
[17]	2014	Power management of a photovoltaic/battery pumping system in agricultural experiment station	Sistema de bombeo para una estación agrícola experimental
[18]	2014	Strategy of energy control in PVP/Battery water pumping system	Gestión de energía en un Sistema de Bombeo de irrigación
[19]	2016	Assessment of Energy Management Strategies for Battery Assisted Solar Pumping Systems	Sistema de bombeo alimentado mediante PVS, aislado de la red
[20]	2017	Renewable Energy Management Algorithm for a Water Pumping System	Sistema de bombeo en áreas rurales sin acceso a la red eléctrica
[21]	2017	Control and energy management of photovoltaic pumping system with battery storage	Administrador de energía para un sistema de bombeo
[22]	2019	Control and energy management strategies applied for solar photovoltaic and wind energy fed water pumping system: A review	Sistema de bombeo aislado alimentado por un sistema híbrido
[13]	2020	Optimization and Energy Management of Hybrid Photovoltaic-Diesel-Battery System to Pump and Desalinate Water at Isolated Regions	Optimización y administrador de energía para Sistema de Bombeo
[23]	2021	Energy management strategy for an optimum control of a standalone photovoltaic-batteries water pumping system for agriculture applications	Sistema de bombeo aislado de la red para irrigación agrícola
[24]	2021	Passivity-based control of water pumping system using bldc motor drive fed by solar pv array with battery storage system	Sistema de bombeo con bomba centrífuga accionada por un motor DC sin escobillas
[25]	2022	Enhanced Control and Power Management for a Renewable Energy-Based Water Pumping System	Sistema de bombeo en zonas remotas

REF	AÑO	TÍTULO	APLICACIÓN
[26]	2022	Renewable energy management of a hybrid water pumping system (photovoltaic/wind/battery) based on Takagi–Sugeno fuzzy model	Sistema híbrido de bombeo en zona rural sin acceso a la red eléctrica
[12]	2023	Study and sizing of a multi-source pumping system	Sistema de Bombeo
[27]	2023	Optimal control of a grid-connected photovoltaic agricultural water pumping system	Suministro de agua para riego agrícola y uso doméstico
[28]	2024	Energy management of solar photovoltaic fed water pumping system-based BLDC motor drive using NBO–SDRN approach	Sistemas de bombeo para riego, ganadería y suministro en áreas remotas
[29]	2024	Fuzzy logic-based energy management controller for a hybrid solar water pumping system	Sistema de bombeo para diversos usos
[30]	2024	Intelligent Management of the Pumping System for Irrigation of MBAWAANDE Lands in Podor within the NANN-K Project	Sistema de bombeo híbrido para irrigación agrícola
[31]	2024	Optimization of the Coupling between Water and Energy Consumption in a Smart Integrated Photovoltaic Pumping Station System	Sistema de bombeo para irrigación de alta precisión en agricultura
[32]	2024	Solar photovoltaic-integrated energy storage system with a power electronic interface for operating a brushless DC drive-coupled	Sistema de bombeo con motores BLDC, para aplicaciones agrícolas
[33]	2025	Integration of smart water management and photovoltaic pumping system to supply domestic water for rural communities	Abastecimiento de agua potable para comunidades rurales mediante un sistema de bombeo fotovoltaico
[34]	2026	Integration of Smart Water Management and Photovoltaic Pumping System to Supply Domestic Water for Rural Communities	Sistema fotovoltaico de bombeo con gestión inteligente para comunidades rurales.

A partir de los trabajos recopilados, se observa que las investigaciones se enfocan principalmente en aplicaciones de bombeo para abastecimiento de agua e irrigación agrícola mediante sistemas fotovoltaicos e híbridos. Sin embargo, no se identifican estudios orientados específicamente a sistemas de bombeo en entornos urbanos, lo que evidencia un área de investigación poco explorada.

La Tabla 9 presenta una comparación de las estrategias de gestión energética empleadas en los trabajos analizados, considerando sus objetivos, restricciones operativas y métodos de solución.

Tabla 9. Estado del arte: enfoque EMS

REF	AÑO	FUENTES RENOVABLE	BAT	RED ELEC.	OBJETIVO DEL EMS	CRITERIOS/RESTRICCIONES	MÉTODO DE SOLUCIÓN
[16]	2009	PV	x		Maximizar tiempo de operación de la bomba, manteniendo el equilibrio entre potencias (generada y demandada)	DOD < 0.5 PVPG ≥ 110% Almacenar el excedente de energía	Empleo de 4 modos de operación utilizando método basado en reglas

REF	AÑO	FUENTES RENOVABLE	BAT	RED ELEC.	OBJETIVO DEL EMS	CRITERIOS/RESTRICCIONES	MÉTODO DE SOLUCIÓN
[17]	2014	PV-WT	x		Prioriza el uso de energía renovable y la protección de la batería	Estado de carga (SOC) de las baterías entre 20% y 80% Balance de energía (generación-demanda)	4 modos de operación implementando tres estrategias de control
[18]	2014	PV	x		Mantener un nivel de referencia del tanque de agua, aprovechar la energía solar y reducir el uso de las baterías	Limitaciones al estado de (carga/descarga) de la batería a niveles seguros	Empleo de 3 modos de operación utilizando método basado en reglas
[19]	2016	PV	x		Busca maximizar la eficiencia, limitando el uso del BESS	Mínima potencia requerida para activar la bomba SOC mínimo del 50%	Planteamiento de 4 modos de operación usando método basado en reglas
[20]	2017	PV-WT	x		Garantizar el suministro continuo de agua, proteger las baterías y maximizar el uso de energías renovables	$20\% < SOC < 80\%$ Satisfacer demanda con el uso mínimo del DG	Implementación de 3 estrategias orientadas al uso de inteligencia artificial
[21]	2017	PV	x		Busca maximizar el uso de la generación PPV y mantener la operación continua de la bomba	Balance $P_{PV} + P_{Bat} = P_{Pump}$ Estado de Carga (Soc) Potencia disponible del PV Potencia de demanda	Planteamiento de 5 modos de operación utilizando método basado en reglas
[22]	2019	PV	x		Garantizar el suministro continuo mediante una gestión óptima de las fuentes híbridas y el almacenamiento energético	Balance de potencia: $P_{PV} + P_{WT} + P_{Bat} \geq P_{carga}$	Uso de control basado en lógica difusa, neuro-difusa y algoritmos supervisores, con 5 modos de operación
[13]	2020	PV-DG	x		Evaluación de reducción de costo operacionales	Límites de SOC Balance de potencia	Análisis de costos a partir de dos tipos de EMS, "LF" load following y "CC" cycling charge
[23]	2021	PV	x		Aprovechar la energía solar y usar las baterías solo como respaldo	Estado de carga (SOC) Potencia disponible del PV Potencia de demanda	Gestión con 8 métodos de operación utilizando método basado en reglas
[24]	2021	PV	x		Mejorar la coordinación y estabilidad en el sistema bajo condiciones variables	Límites de voltaje en buses DC intermedio (V_{int}) y externo (V_{dc}) Protección del SOC Balance de potencia	Integración de subsistemas mediante un control basado en pasividad
[25]	2022	WT	x		Maximizar la eficiencia mediante un esquema jerárquico y control predictivo	Límites de SOC (SOC_{min}, SOC_{max}) Balance de potencia ($P_{WT} + P_{Bat} \geq P_{pump}$) Voltaje estable en el bus DC ($U_{dc}=550V$).	Estrategia de reparto, gestión y lazo de control de potencia, subsistemas de gestión de conmutación

REF	AÑO	FUENTES RENOVABLE	BAT	RED ELEC.	OBJETIVO DEL EMS	CRITERIOS/RESTRICCIONES	MÉTODO DE SOLUCIÓN
[26]	2022	PV-WT	x		Maximizar la transferencia de potencia	Límites de SOC de la batería ($SOC_{min} \leq SOC \leq SOC_{max}$) Balance de potencia con la carga	5 modos de operación usando método basado en reglas
[12]	2023	PV-WT	x		Garantizar suministro continuo de energías híbridas mediante gestión óptima	Balance de potencia $P_{hibrida} \geq P_{carga}$ Límites de SOC (SOC_{min}, SOC_{max})	Algoritmo de control basado en reglas con 5 modos de operación con datos basados en el SOC
[27]	2023	PV		x	Minimizar el costo total de operación, considerando consumo de la energía de la red y de mantenimiento	Capacidad máxima y mínima de los tanques (farm 1 y 2) Balance de potencia: demanda $\leq$ suministro (PV + red)	Uso de programación lineal no binaria "intliprog" de MATLAB solver MILP
[28]	2024	PV			Optimizar el suministro energético	Garantizar la estabilidad del sistema bajo variaciones de irradiación solar	Uso de algoritmo de Optimización de Escarabajo de Namibia
[29]	2024	PV-DG	x		Maximizar el uso de la generación renovable y minimizar el tiempo de operación del DG	SOC mínimo/máximo (20%-80% para proteger baterías). Balance de potencia (demanda vs. generación)	Basado en reglas difusas (if-then) y tres modos de operación, implementando MATLAB/Simulink
[30]	2024	PV-DG			Priorizar el uso de la generación renovable y reducir el consumo de diésel	Irradiación mínima para activación solar: $>300 \text{ W/m}^2$. Nivel máximo del depósito: 100% Nivel crítico de combustible diésel: ≤ 5 unidades	Empleo 3 modos de operación basándose en reglas.
[31]	2024	PV		x	Minimizando los costos operativos diarios sin requerir almacenamiento adicional	Balance energético: $P_{grid,i} = P_{m(ni)} - P_{pv,i}$ Límites de intercambio con la red Demanda hídrica diaria	Función objetivo donde el costo se calcula en función de la energía de red comprada o vendida
[32]	2024	PV	x		Maximizar el uso de energía solar mediante un algoritmo MPPT	Capacidad de la batería (SoC mínimo y máximo: 40–85%) Voltaje de enlace DC fijo (48 V) Potencia de salida limitada (1 kW)	Algoritmo MPPT tipo P&O, y controladores Proporcional-Integral (PI) para regular la carga/descarga de las baterías y el voltaje del bus DC
[33]	2025	PV	x		Monitoreo en tiempo real para optimizar bombeo y consumo energético.	Nivel de agua – caudal Disponibilidad de energía Estado de la batería Demanda de agua.	Sistema IoT con ESP32, sensores y gestión inteligente de energía.

REF	AÑO	FUENTES RENOVABLE	BAT	RED ELEC.	OBJETIVO DEL EMS	CRITERIOS/RESTRICCIONES	MÉTODO DE SOLUCIÓN
[34]	2026	PV	x		Suministro de agua optimizado con fotovoltaica y supervisión IoT.	Disponibilidad de irradiancia Estado de la batería Nivel de agua	Control inteligente basado en reglas con ESP32 y monitoreo IoT en tiempo real.

PV – Generación Fotovoltaica (Photovoltaic), WT – Generación Eólica (Wind Turbine), DG – Generador Diesel (Diesel Generator), DOD – Profundidad de descarga (Deep of Discharge)

A partir de la información recopilada, se observa que los métodos basados en reglas son ampliamente utilizados para la gestión energética de sistemas híbridos. Estos enfoques establecen modos de operación en función de la disponibilidad de energía, el estado de carga de las baterías y los requerimientos de la carga, destacando por su simplicidad y facilidad de implementación.

En síntesis, la literatura revisada muestra una amplia aplicación de métodos basados en reglas para la gestión energética de sistemas de bombeo y sistemas híbridos de generación renovable. No obstante, los estudios analizados no abordan específicamente aplicaciones de bombeo en entornos urbanos y tampoco analizan explícitamente las ventajas económicas de implementar un EMS en sistemas de bombeo; con lo que se identifica una oportunidad para desarrollar y evaluar este tipo de estrategias en dichos sistemas.

CAPÍTULO 4. PROPUESTA DE SOLUCIÓN Y CASO DE ESTUDIO

4.1. Propuesta de solución

Se propone diseñar y simular un EMS para un sistema híbrido de bombeo de agua en zona urbana, compuesto por red eléctrica, generación fotovoltaica y baterías. El EMS decidirá horariamente qué fracción de la demanda del bombeo cubre cada fuente, con el objetivo de minimizar el costo de operación sin afectar la continuidad del suministro.

La red eléctrica se incluye no solo como respaldo, sino como un recurso gestionable. Esto permite aprovechar esquemas como Net Metering o Net Billing que son esquemas de contraprestación que ofrece CFE [35], donde los excedentes fotovoltaicos se compensan o se venden, reduciendo la factura.

La propuesta se acota a un caso de estudio urbano con perfiles reales de demanda de agua y radiación solar local. Es diferenciable porque el EMS incorporará explícitamente tarifas horarias y condiciones de Net Billing (precio de venta menor al de compra), algo no considerado en enfoques convencionales que tratan la red únicamente como respaldo.

El desarrollo se realizará mediante parametrización de los componentes y simulación horaria en MATLAB, con horizontes de 24 hrs hasta 1 año. Se emplearán datos de radiación y se modelará la batería con profundidad de descarga máxima del 80%. No se requiere infraestructura física; se cuenta con software de simulación. La validación consistirá en comparar el desempeño del EMS propuesto frente a un caso base sin optimización (bombeo solo desde red), evaluando costo total, porcentaje de energía de red y horas de suministro garantizado.

4.2. Descripción general del sistema de bombeo

El caso de estudio corresponde al servicio proporcionado por el Sistema de Agua Potable y Alcantarillado del Municipio de Cuernavaca (SAPAC), identificado y denominado como “Pozo Chamilpa No. 1” (Figura 5a), ubicado en las coordenadas latitud 18.9787 y longitud -99.244 (Figura 5b). Este sistema de bombeo forma parte de la infraestructura de suministro de agua potable en una zona urbana, operando de manera continua para satisfacer la demanda hídrica de la población.



Figura 5. Referencia del sitio: a) acceso al sitio y b) ubicación geográfica

Dicho servicio se encuentra bajo un contrato con la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en la modalidad de tarifa de Gran Demanda en Media Tensión Horaria (GDMTH), diseñada para usuarios

con un consumo elevado de energía y que permite diferenciar el costo de la electricidad según el horario de uso.

4.3. Historial operativo

Durante el año 2024, el equipo operó de manera continua las 24 horas del día, los 365 días del año, sin interrupciones programadas. A partir de septiembre de 2024, y como parte de un programa de ahorro de energía implementado por el operador del sistema, el equipo fue detenido durante el horario punta comprendido entre las 20:00 y las 22:00 horas.

Esta modificación operativa responde a la necesidad de reducir el costo por consumo eléctrico, evitando operar en el periodo tarifario más costoso. Sin embargo, implica una reducción en la capacidad de bombeo durante esas dos horas, lo que podría afectar el suministro de agua si no se cuenta con almacenamiento intermedio o fuentes alternativas de energía.

A partir de los recibos de energía eléctrica del periodo enero-diciembre de 2024, proporcionados por SAPAC, se obtuvieron los datos de facturación mensual, los cuales se presentan en la Tabla 10. En ella se desglosan el costo por demanda y el costo de consumo de energía.

Tabla 10. Facturaciones del año 2024 del sistema de bombeo

FACTURACIÓN GDMTH 2024				
Mes	Facturación	Mes	Facturación	TOTAL ANUAL
ENE	\$237,842.80	JUL	\$222,932.95	\$2,542,408.04
FEB	\$225,405.34	AGO	\$212,577.19	
MAR	\$235,854.26	SEP	\$144,333.79	
ABR	\$225,684.57	OCT	\$160,352.97	
MAY	\$227,560.82	NOV	\$213,071.93	
JUN	\$224,332.56	DIC	\$212,458.86	

Como se observa en la tabla, los valores de septiembre presentan una disminución significativa debido a la operación reducida del equipo durante el periodo de aplicación del programa de ahorro energético.

CAPÍTULO 5. MÉTODO DE SOLUCIÓN

5.1. Dimensionamiento

5.1.1. Caracterización de la carga

La caracterización de la carga constituye la etapa del método de solución, que permite comprender el comportamiento eléctrico del sistema de bombeo y establecer la base para el dimensionamiento y la estrategia de administración energética.

El sistema de bombeo correspondiente al Pozo Chamilpa No.1 presenta las siguientes especificaciones eléctricas nominales:

- Tensión de operación (V_{bomba}): 440 V
- Corriente de operación (I_{bomba}): 185 A
- Potencia instalada: 150 HP, equivalente a 124.07 kW

Estos valores representan las condiciones nominales de operación del equipo y constituyen los parámetros de referencia para la simulación del sistema híbrido.

Cálculo de la potencia horaria de consumo a partir de los recibos de luz

El perfil de demanda del sistema de bombeo se determinó a partir de los consumos registrados en los recibos de luz proporcionados por CFE a través de SAPAC. La información abarcó un período total de 366 días correspondientes al año 2024, lo que permitió capturar la variabilidad estacional y operativa del sistema. Para obtener la potencia horaria a lo largo de todo el año, se siguió el siguiente procedimiento:

- Energía consumida por periodo tarifario (Base, Intermedio y Punta): Los datos de energía consumida para cada periodo tarifario, obtenidos directamente de las facturas de electricidad de CFE, se presentan en la Tabla 11. Estos valores (E_B, E_I, E_P) corresponde a la energía real facturada para cada mes del año 2024.

Tabla 11. Energía consumida por periodo tarifario (CFE)

MES	ENERGÍA CONSUMIDA (kWh) CFE		
	BASE	INTERMEDIO	PUNTA
ENERO	26608	41035	10159
FEBRERO	25215	37589	8873
MARZO	27874	39646	9484
ABRIL	24653	42974	5695
MAYO	25993	44682	4434
JUNIO	25984	43559	4077
JULIO	24053	44627	4642
AGOSTO	23877	45854	4362
SEPTIEMBRE	26716	39401	54
OCTUBRE	25478	41957	1732
NOVIEMBRE	25999	38791	9452
DICIEMBRE	27451	38715	9645

- Identificación del tipo de día: Se clasificaron los 366 días del año 2024 en cuatro categorías: días entre semana (lunes a viernes), sábados, domingos y días festivos, de acuerdo con el calendario oficial de México y los días que CFE considera como festivos.

- Definición de los periodos tarifarios: Para cada día, se determinó el número de horas correspondientes a cada periodo tarifario, de acuerdo con los horarios de verano e invierno establecidos para la tarifa GDMTH. En la Tabla 12 se presenta la definición de periodos tarifarios del año 2024.

Tabla 12. Definición de periodos tarifarios para cada mes del año 2024

FECHA	DÍA	TIPO	FESTIVO	BASE	INTERMEDIA	PUNTA	TOTAL HORAS
01/01/2024	lunes	L-V	Sí	18	6	0	24
02/01/2024	martes	L-V	No	6	14	4	24
03/01/2024	miércoles	L-V	No	6	14	4	24
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
.	.	.	.	.	.	.	.
29/12/2024	domingo	Domingo	No	18	6	0	24
30/12/2024	lunes	L-V	No	6	14	4	24
31/12/2024	martes	L-V	No	6	14	4	24

- Conteo de horas por periodo tarifario: Con base en los horarios definidos, se contabilizó el número total de horas correspondientes a cada periodo para cada mes del año 2024. Este conteo considera el tipo de día (entre semana, sábado, domingo o festivo) y la temporada (verano o invierno). El resultado de las horas contabilizadas (H_B, H_I, H_P) se presentan en la Tabla 13.

Tabla 13. Conteo de horas por periodo tarifario para cada mes del año 2024

MES	HORAS		
	BASE	INTERMEDIO	PUNTA
ENERO	254	394	96
FEBRERO	242	366	88
MARZO	268	386	90
ABRIL	237	427	56
MAYO	255	445	44
JUNIO	250	430	40
JULIO	242	456	46
AGOSTO	243	457	44
SEPTIEMBRE	262	418	40
OCTUBRE	254	438	52
NOVIEMBRE	250	380	90
DICIEMBRE	266	386	92

- Cálculo de la potencia a partir de la energía facturada: Con los datos de la energía facturada (Tabla 11) y las horas contabilizadas (Tabla 13), se calculó la potencia de consumo para cada periodo tarifario mediante:

$$P_{real} = \frac{E_{CFE}}{H_{periodo}} \quad (37)$$

Este procedimiento se aplicó de manera independiente para cada periodo tarifario y para cada mes del año, obteniendo así las potencias de consumo (P_B, P_I, P_P). En la Tabla 14 se presentan los valores de potencia de consumo obtenidos para cada periodo tarifario y cada mes del año 2024.

Tabla 14. Potencia de consumo real por periodo tarifario y mes del año 2024

MES	POTENCIA DE CONSUMO (kW)		
	BASE	INTERMEDIO	PUNTA
ENERO	104.7559	104.1497	105.8229
FEBRERO	104.1942	102.7022	100.8295
MARZO	104.0075	102.7098	105.3778
ABRIL	104.0211	100.6417	101.6964
MAYO	101.9333	100.4090	100.7727
JUNIO	103.9360	101.3000	101.9250
JULIO	99.3926	97.8662	100.9130
AGOSTO	98.2593	100.3370	99.1364
SEPTIEMBRE	101.9695	94.2608	1.3500
OCTUBRE	100.3071	95.7922	33.3077
NOVIEMBRE	103.9960	102.0816	105.0222
DICIEMBRE	103.1992	100.2979	104.8370

- Asignación horaria de la potencia: Una vez obtenidas las potencias reales para cada periodo tarifario de cada mes, se asignó el valor correspondiente a cada hora del día, en función del tipo de día y el horario (verano/invierno). Este proceso generó el perfil de demanda anual completo del sistema mostrado en ANEXO B, compuesto por 8784 registros horarios (24 horas × 366 días).

La siguiente expresión resume el proceso de asignación horaria:

$$P_{hora}(h, día) = \begin{cases} P_B(m), & \text{si la hora } h \text{ pertenece al periodo B del día} \\ P_I(m), & \text{si la hora } h \text{ pertenece al periodo I del día} \\ P_P(m), & \text{si la hora } h \text{ pertenece al periodo P del día} \end{cases}$$

Esta expresión asigna a cada hora h de cada día la potencia que le corresponde, tomando como referencia el mes m al que pertenece ese día y el periodo tarifario que aplica en esa hora. De esta forma, para cada hora del día se utiliza la potencia correspondiente a su periodo tarifario, respetando los valores de P_B, P_I, P_P que se obtuvieron de la energía facturada por CFE para cada mes.

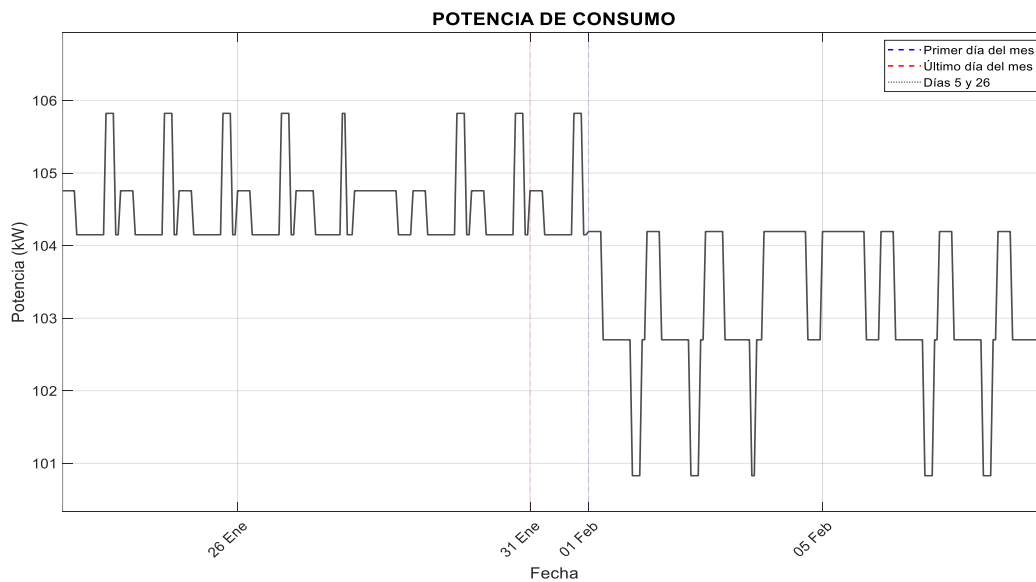


Figura 6. Perfil de potencia para días de enero y febrero

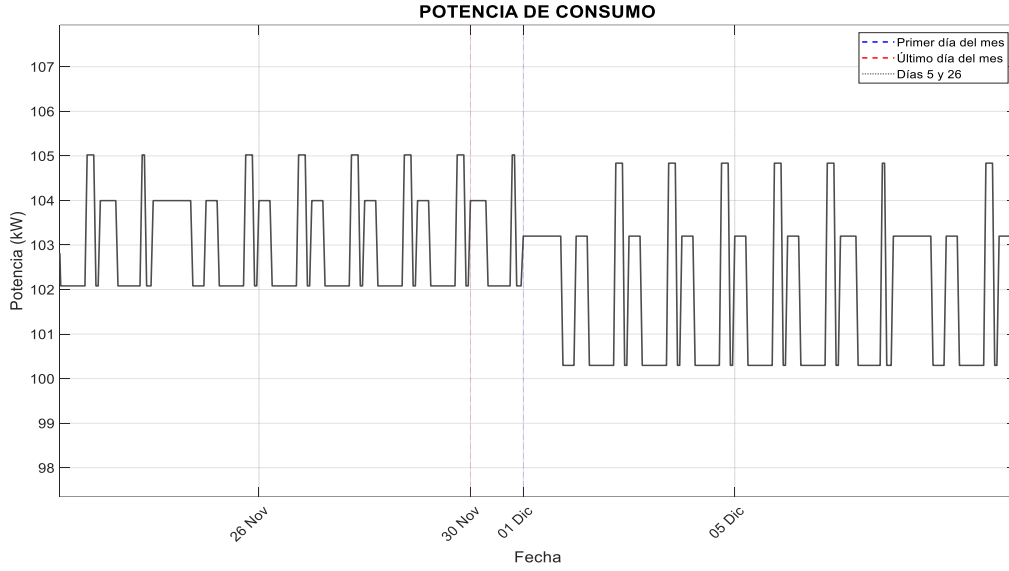


Figura 7. Perfil de potencia para días de noviembre y diciembre

Para una mejor visualización de la variabilidad diaria y la influencia de los periodos tarifarios, en la Figura 6 y Figura 7 se presentan dos gráficas ilustrativas del perfil de potencia para días de distintos meses del año, donde se identifican los cambios de potencia en función del periodo tarifario.

Con base en el perfil horario obtenido, se construyó la curva de demanda característica mediante un proceso de promediado de los datos horarios a lo largo del año. El objetivo es obtener un perfil representativo que refleje el comportamiento promedio de la demanda de potencia ($P_{prom,h}$), para un día típico. El cálculo se realizó mediante la siguiente ecuación:

$$P_{prom,h} = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} P_{d,h} \quad (38)$$

Donde:

$P_{d,h}$, es la potencia demandada por la carga, de la hora h , del día d .

N_d , es la cantidad total de días para el cálculo (366 días del año bajo estudio, 2024)

Este cálculo se realizó de manera independiente para cada hora del día, obteniendo así un vector de 24 valores que representa la demanda promedio del sistema en un día típico. En el ANEXO C se presenta este perfil promedio por hora, junto con gráficas que muestran la evolución de la demanda a lo largo del día típico, permitiendo identificar las horas de mayor y menor consumo, así como la influencia de los periodos tarifarios en el comportamiento de la carga.

Con este perfil de demanda se calculó la energía total demandada a lo largo del período de análisis, así como la potencia requerida en cada intervalo horario. Dicho perfil se usará para el dimensionamiento del sistema híbrido y para la evaluación de la estrategia de administración de energía.

5.1.2. Selección y dimensionamiento de paneles fotovoltaicos

El proceso de selección del panel fotovoltaico se llevó a cabo en dos etapas, con el objetivo de identificar la opción técnicamente adecuada y económicamente viable para el proyecto. En una primera

etapa, se realizó una revisión de los modelos comerciales en el mercado, considerando marcas como: TRINA SOLAR, JA SOLAR, CANADIAN SOLAR y JINKO SOLAR.

De cada una de estas marcas, se identificaron los paneles de mayor potencia nominal disponibles al momento del estudio; posteriormente, para acotar la selección a un número reducido de opciones para el análisis comparativo se aplicaron dos criterios de filtrado:

- Se ordenaron todos los modelos preseleccionados de mayor a menor densidad de potencia (W/m^2), considerando solo los 10 primeros lugares.
- Se ordenaron de menor a mayor costo unitario, tomando también únicamente los 10 paneles más económicos.

Al combinar ambos criterios de selección, aquellos paneles que aparecían simultáneamente entre los 10 de mayor densidad y entre los 10 de menor costo, se obtuvieron cuatro modelos para la evaluación final, mismos que se presentan en la Tabla del ANEXO D.

En una segunda etapa, se realizó un análisis comparativo de los cuatro modelos preseleccionados. Para cada uno de ellos, se investigó el costo unitario en el mercado y se calculó la densidad de potencia (W/m^2), definida como el cociente entre la potencia nominal y el área del panel. Esta métrica permite evaluar la generación de energía por unidad de superficie.

La Tabla del ANEXO D presenta los resultados obtenidos para los cuatro modelos. Como se puede observar, todos los paneles tienen potencias nominales similares, entre 510 W y 515 W, con áreas que varían ligeramente. El modelo Jinko 510W 51QL6-BDV 25Y destaca por presentar la mayor densidad de potencia ($235.958 W/m^2$), debido a que su área es ligeramente menor ($2.161 m^2$) en comparación con los demás modelos que tienen un área de $2.224 m^2$. En cuanto a los costos, tres de los modelos presentan un costo unitario de \$1,366.348 MXN, mientras que el modelo de 515 W tiene un costo ligeramente superior de \$1,379.743 MXN.

Con el fin de seleccionar la opción más conveniente desde el punto de vista económico, se estableció una relación entre el costo unitario y la densidad de potencia de cada panel, calculando el cociente Densidad/Costo ($W/m^2 \cdot MXN$). Este indicador permite identificar qué modelo representa un menor costo económico por cada unidad de densidad de potencia, es decir, cuánto se paga por cada W/m^2 que ofrece el panel.

La Tabla del ANEXO E presenta los resultados de esta relación para los cuatro modelos evaluados. Como se puede observar, el panel Jinko 510W 51QL6-BDV 25Y presenta el menor costo por unidad de densidad, con un valor de 5.79 MXN/(W/m^2). Esto significa que, por cada W/m^2 de densidad, este panel cuesta menos que los demás. Por lo tanto, el modelo Jinko 510W 51QL6-BDV 25Y fue seleccionado como la opción más viable, al ofrecer el mejor balance entre rendimiento espacial y costo unitario.

Los datos de irradiancia solar para la zona de estudio correspondiente a Cuernavaca, Morelos (coordenadas 18.9787, -99.244) se obtuvieron a través del NASA POWER Data Access Viewer (DAV) [36], una plataforma que proporciona datos satelitales y meteorológicos de libre acceso. Se recopilieron valores correspondientes a un año completo, considerando una resolución horaria que permitió capturar la variabilidad diaria y estacional del recurso solar.

La configuración de parámetros utilizada en la plataforma para la descarga de datos se muestra en el ANEXO F, y se resume en la Tabla 15.

La inclinación de los paneles se definió con base en la configuración predeterminada de la plataforma, sin ajustes adicionales.

Tabla 15. Parámetros de configuración para la descarga de datos en NASA POWER DAV

Parámetro	Valor seleccionado	Definición
Data Resolution (Resolución de los datos)	Standard Resolution (Resolución estándar)	Proporciona datos con la resolución estándar de la plataforma, adecuada para la mayoría de aplicaciones de energías renovables.
User Community (Comunidad de usuarios)	Renewable Energy (Energías renovables)	Selecciona el conjunto de parámetros y variables optimizados para aplicaciones en energías renovables.
Temporal Level (Nivel temporal)	Hourly (Por horas)	Establece una resolución horaria, permitiendo capturar la variabilidad diaria del recurso solar.
Time Extent (Duración temporal)	1 de enero – 31 de diciembre de 2024	Abarca un año completo de datos, considerando las variaciones estacionales.
All Sky Surface Shortwave Downward Irradiance	Irradiancia global horizontal (GHI)	Radiación solar total (directa + difusa) que llega a una superficie horizontal.
Temperatura at 2 Meters	Temperatura ambiente a 2 m (T2M)	Temperatura del aire a 2 m de altura, utilizada para ajustar la eficiencia de los paneles.

El dimensionamiento del sistema fotovoltaico se realizó a partir del requerimiento energético diario del sistema de bombeo. Aplicando el método de promedios horarios anuales a los datos de consumo del año 2024, se obtuvo que el sistema fotovoltaico debe generar una energía total de:

$$E_{\text{día}} = \sum_{h=0}^{23} P_{\text{prom},h} \Delta t = 2417.61 \text{ kWh/día} \quad (39)$$

Considerando la radiación solar, expresada en Horas Solares Pico (HSP) con un valor de 5.9 h/día según los datos de la plataforma NASA POWER, se calculó la potencia pico requerida:

$$P_{\text{solar}} = \frac{E_{\text{día}}}{\text{HSP}} = \frac{2417.61 \text{ kWh/día}}{5.9 \text{ h/día}} = 409.76 \approx 410 \text{ kWp} \quad (40)$$

Con el modelo de panel seleccionado (JINKO 510W 51QL6-BDV), se hace uso de las especificaciones técnicas del panel fotovoltaico, en ANEXO G se tiene el Datasheet en STC.

Tabla 16. Parámetros del Panel JINKO 510W [37]

Parámetro	Valor
Potencia máxima (P_{max})	510 W
Voltaje máximo (V_{mp})	33.25 V
Corriente máxima (I_{mp})	15.34 A
Voltaje en circuito abierto (V_{oc})	38.56 V
Corriente cortocircuito (I_{sc})	16.05 A
Coeficiente de temperatura de voltaje (K_v)	0.24
Coeficiente de temperatura de corriente (K_i)	0.046

Se determinó el número teórico de paneles necesarios:

$$N_{pv} = \frac{P_{\text{solar}}}{P_{\text{panel}}} = \frac{410 \text{ kWp}}{0.51 \text{ kW}} = 803.92 \approx 804 \text{ paneles} \quad (41)$$

Para definir la configuración del arreglo, se consideró que el voltaje del string no debe exceder el voltaje máximo del inversor (1000 V). El panel presenta un voltaje de circuito abierto V_{oc} de 38.56 V, por lo que el número máximo de paneles por string en serie se calcula como:

$$N_s = \frac{V_{DC_{m\acute{a}x}}}{V_{oc}} = \frac{1000\text{ V}}{38.56\text{ V}} = 25.93\text{ paneles} \quad (42)$$

Se verifica la cantidad de paneles para proceder con la selecci3n de la cantidad necesaria en conexi3n en serie.

$$26\text{ paneles} * 38.56\text{ V} = 1002.56\text{ V} \rightarrow \text{Excede el l\acute{i}mite} \quad 25\text{ paneles} * 38.56\text{ V} = 964\text{ V} \rightarrow \text{Dentro del l\acute{i}mite}$$

Se seleccionaron 25 paneles por string, lo que garantiza la operaci3n dentro del rango de voltaje del inversor y permite un n3mero entero de strings. El voltaje de trabajo del string es:

$$V_{trabajo} = N_s V_{mp} = 25(33.25\text{ V}) = 831.25\text{ V} \quad (43)$$

Para alcanzar un n3mero de paneles cercano al c3lculo te3rico de 804, se determin3 el n3mero de strings en paralelo, considerando 24 paneles por string:

$$N_p = \frac{804}{25} = 32.16 \approx 32\text{ Strings} \quad (44)$$

De esta manera, el sistema qued3 conformado por **32 strings de 25 paneles** cada uno, integrando un total de **800 paneles**, valor m3s cercano al c3lculo inicial de 804 paneles.

C3lculo de la potencia generada en condiciones reales

Para ejemplificar el c3lculo de la potencia generada por el arreglo fotovoltaico en condiciones reales, se tom3 un d\acute{a}a espec\acute{i}fico del a\~{n}o 2024. A partir de los datos horarios de irradiaci3n solar (G_h) y temperatura ambiente (T_h) obtenidos de la plataforma NASA POWER permiten estimar con mayor precisi3n el comportamiento del sistema a lo largo del d\acute{a}a y empleando los par3metros t3cnicos del panel [37] seleccionado (Tabla 16), se aplicaron las ecuaciones de la secci3n 2.4 para determinar la potencia horaria generada por el arreglo.

En la Figura 8 se presentan los perfiles horarios de irradiaci3n y temperatura como los datos de entrada y potencia generada como la salida de un d\acute{a}a como referencia, donde se observa que la potencia sigue la tendencia de la irradiaci3n solar, alcanzando su valor m3ximo durante las horas centrales del d\acute{a}a y disminuyendo hacia el amanecer y atardecer.

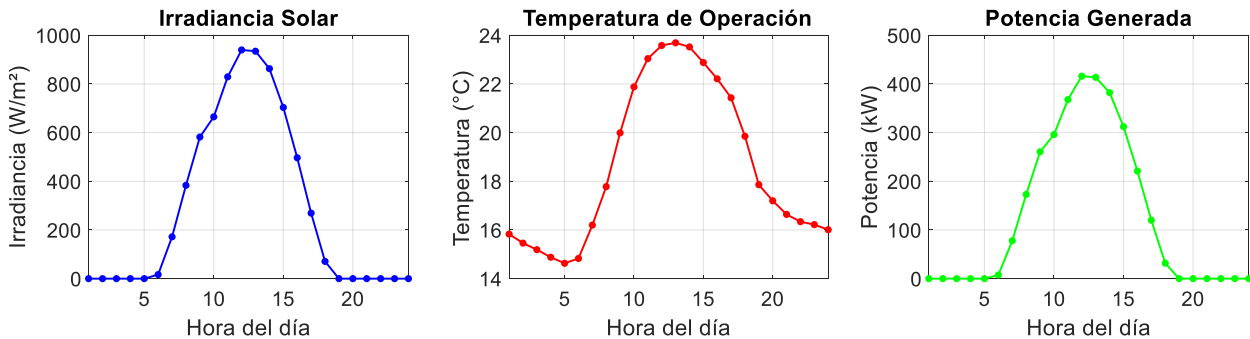


Figura 8. Perfil horario ilustrativo de irradiaci3n solar, temperatura y potencia

D\acute{a}a representativo para el an3lisis energ3tico

Si bien el c3lculo de P_{PV} puede realizarse para cada hora de cada d\acute{a}a del a\~{n}o (8784 horas), para los an3lisis posteriores de balance energ3tico y dimensionamiento del banco de bater\acute{a}as se opt3 por utilizar un **d\acute{a}a representativo o t\acute{i}pico**. Este enfoque reduce el tiempo de c3lculo y permite obtener resultados comparables, manteniendo la esencia del comportamiento estacional del recurso solar.

Para construir este día representativo, se promediaron los valores horarios de irradiación solar ($G_{d,h}$) a lo largo de los 366 días del año 2024, obteniendo así un conjunto de 24 valores de irradiancia promedio para cada hora del día típico:

$$G_{prom,h} = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} G_{d,h} \quad (45)$$

De manera análoga, se promediaron las temperaturas horarias ($T_{d,h}$) para obtener la temperatura promedio de cada hora del día típico:

$$T_{prom,h} = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} T_{d,h} \quad (46)$$

En la Tabla 17 se presentan los valores de irradiancia y temperatura promedio para cada hora del día típico.

Tabla 17. Irradiancia y temperatura promedio por hora para el día representativo

Hora	$G_{prom} (W/m^2)$	$T_{prom} (°C)$	Hora	$G_{prom} (W/m^2)$	$T_{prom} (°C)$
0	0	14.39	12	822.12	26.29
1	0	13.93	13	717.60	26.21
2	0	13.51	14	554.55	25.68
3	0	13.11	15	360.01	24.68
4	0	12.73	16	161.51	22.90
5	10.77	12.63	17	28.07	20.18
6	117.95	14.39	18	0	18.40
7	316.82	17.72	19	0	17.53
8	523.37	20.84	20	0	16.80
9	690.87	23.19	21	0	16.12
10	799.08	24.79	22	0	15.47
11	854.59	25.82	23	0	14.90

Con estos promedios horarios ($G_{prom,h}$ y $T_{prom,h}$), se calculó la potencia generada por el arreglo fotovoltaico para el día representativo, aplicando las ecuaciones de la sección 2.3. En la Figura 9 se presentan los perfiles horarios de irradiancia y temperatura promedio para el día típico, mientras que en la Figura 10 se muestra la potencia generada por el arreglo fotovoltaico a lo largo de ese mismo día.

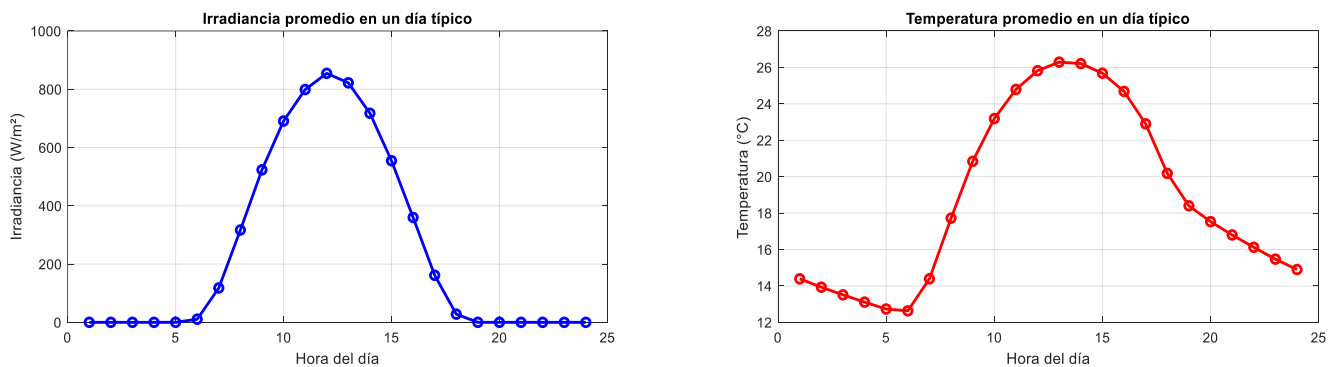


Figura 9. Perfil horario de irradiancia y temperatura promedio para el día típico

En la Figura 9 se observa que la irradiancia comienza a incrementarse a partir de las primeras horas de la mañana, alcanza su valor máximo alrededor del mediodía y disminuye gradualmente hacia el

atardecer. La temperatura sigue una tendencia similar, con un retraso térmico respecto a la irradiancia, alcanzando su valor máximo en las horas posteriores al pico de radiación.

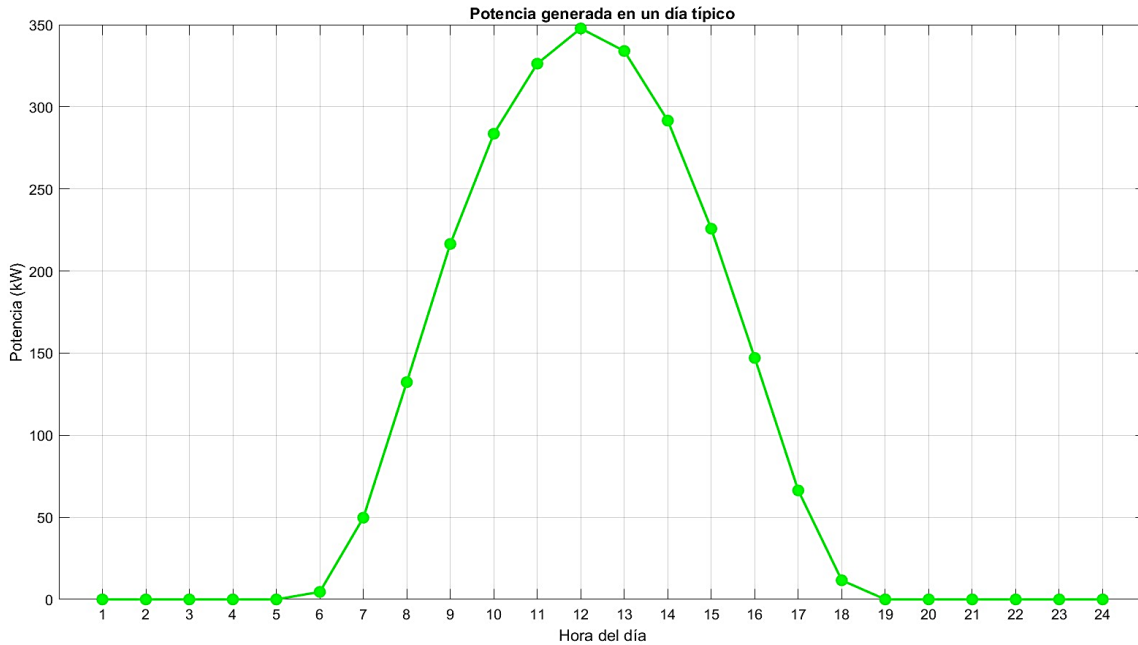


Figura 10. Perfil horario de potencia generada en un día típico

Como se aprecia en la Figura 10, la potencia generada sigue la tendencia de la irradiancia solar, alcanzando su valor máximo durante las horas centrales del día, cuando la radiación es más intensa, y disminuyendo a cero durante la noche. Este perfil de potencia generada, junto con el perfil de demanda del sistema de bombeo, se utilizará posteriormente para realizar el balance energético y dimensionar el banco de baterías.

5.1.3. Selección y dimensionamiento del inversor

Se realizaron cálculos de operación continua, bajo el régimen de operación normal del motor a partir de las ecuaciones del Capítulo 2. A partir de los datos nominales de la bomba (440 V, 185 A, 150 HP).

Potencia aparente:

$$S = \sqrt{3}(440 \text{ V})(185 \text{ A}) = 140.988 \text{ kVA} \approx 141 \text{ kVA}$$

Potencia activa considerando FP=0.88:

$$P = 141 \text{ kVA}(0.88) = 124.07 \text{ kW}$$

Se analizaron dos escenarios en base del análisis de las condiciones de arranque.

Arranque directo: La corriente alcanza de 5 a 7 veces la nominal, resultando en 1110 A y 846 kVA, lo que provoca caídas de tensión severas y estrés mecánico.

$$I_{\text{arranque}} = 185 \text{ A}(6) = 1110 \text{ A.}$$

$$S_{\text{arranque}} = 141 \text{ kVA}(6) = 846 \text{ kVA}$$

Arranque con arrancador suave: Limita la corriente a 2 veces la nominal, resultando en 370 A y 282 kVA, siendo esta la opción seleccionada por sus valores moderados.

$$I_{arranque} = 185 A(2) = 370 A$$

$$S_{arranque} = 141 kVA(2) = 282 kVA$$

Se selecciona el arranque con arrancador suave por sus valores moderados de 370 A y 282 kVA (2 veces nominales), frente al arranque directo que genera 1110 A y 846 kVA (6 veces), evitando caídas de tensión severas, disparos de protecciones, sobrecalentamiento y estrés mecánico en la bomba.

Para determinar las especificaciones del inversor se realizó el análisis en dos partes, en corriente alterna (especificaciones del motor de la bomba de agua) y corriente continua (especificaciones del arreglo de los paneles). Primero para las especificaciones en corriente alterna se aplicó un factor de seguridad del 15% a la potencia aparente:

$$S_{inversor} = 141 kVA(1.15) = 162.15 kVA$$

Así mismo se determinó la capacidad de potencia de pico requerida durante el arranque se determinó como:

$$S_{pico} = MÁX (282 kVA, 2(162.15 kVA)) = 324.3 kVA$$

Como la corriente de salida AC nominal es:

$$I_{inversor} = 185 A(1.15) = 212.75 A$$

Para la parte de corriente directa e integración con el sistema fotovoltaico se consideró la configuración del arreglo fotovoltaico (32 strings de 25 paneles), se obtuvieron los siguientes parámetros DC:

$$\text{Voltaje de trabajo del string: } V_{trabajo} = N_s V_{mp} = 25(33.25 V) = 831.25 V \quad (47)$$

$$\text{Corriente por String: } I_{mp} = I_{string} = 15.34 A \quad (48)$$

$$\text{Corriente DC total } I_{DC Total} = N_{string} I_{string} = 32(15.34 A) = 490.88 A \quad (49)$$

$$\text{Potencia DC total } P_{DC Total} = N_{pv} P_{panel} = 800(510 W) = 408 kWp \quad (50)$$

En la Tabla 18 se resumen las especificaciones calculadas para la selección del inversor.

Tabla 18. Especificaciones calculadas para selección del inversor

	Calculado	Especificación Final
Tipo	Híbrido Trifásico	Híbrido Trifásico
Potencia Nominal	162.15 kVA	$\geq 170 kVA$
Potencia de pico	324.3 kVA	$\geq 324.3 kVA$
Tensión AC	440 V, 60Hz	440 V, 60Hz
Corriente AC	212.75 A	$\geq 213 A$
Potencia DC	408 kWp	$\geq 408 kWp$
Tensión DC	831.25 V	800 – 1000 V
Corriente DC	490.88 A	$\geq 490.88 A$

Con base en los cálculos realizados, se buscó un inversor híbrido trifásico capaz de integrar generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías y conexión a la red eléctrica. La configuración seleccionada se presenta en la Tabla 19 conformada por inversores Solis S6-EH3P (75-125) K10-NV-YD-H [38].

Tabla 19. Configuración de inversores seleccionada

Componente	Cantidad	Potencia unitaria	Potencia total
Inversor Solis S6-EH3P	2	125 kW	250 kW
Inversor Solis S6-EH3P	2	80 kW	160 kW
Capacidad total instalada	-	-	410 kW DC

Las especificaciones técnicas del modelo seleccionado se presentan en el ANEXO H.

5.1.4. Selección y dimensionamiento del sistema de almacenamiento

El dimensionamiento del sistema de almacenamiento se realizó a partir de la diferencia energética horaria (ΔP_h), que resulta de la diferencia entre la potencia fotovoltaica ($P_{PV,h}$) y la potencia demandada ($P_{prom,h}$) por el sistema de bombeo para cada hora, considerando los perfiles de potencia de consumo y generación fotovoltaica, correspondientes al día representativo o típico definido en las secciones 5.1.1 y 5.1.2. Este enfoque permite obtener un dimensionamiento acorde al comportamiento promedio del sistema a lo largo del año. Así, la diferencia de potencia por hora se define como:

$$\Delta P_h = P_{PV,h} - P_{prom,h} \quad (51)$$

Donde la interpretación de los valores se da de la siguiente manera:

- Si $\Delta P_h > 0 \rightarrow$ Excedente de potencia horaria
- Si $\Delta P_h < 0 \rightarrow$ Déficit de potencia horaria
- Si $\Delta P_h = 0 \rightarrow$ Balance perfecto

En la Figura 11 se muestra el comportamiento horario de la generación fotovoltaica y el consumo de la carga a lo largo del día de referencia. Se observa que la generación solar comienza a incrementarse a partir de las primeras horas de la mañana, alcanza su punto máximo durante las horas centrales del día y disminuye hacia el atardecer. Por su parte, el consumo de la carga se mantiene constante durante todo el periodo, lo que permite identificar claramente los momentos del día en los que la generación supera al consumo (excedentes) y aquellos en los que el consumo es mayor (déficits).

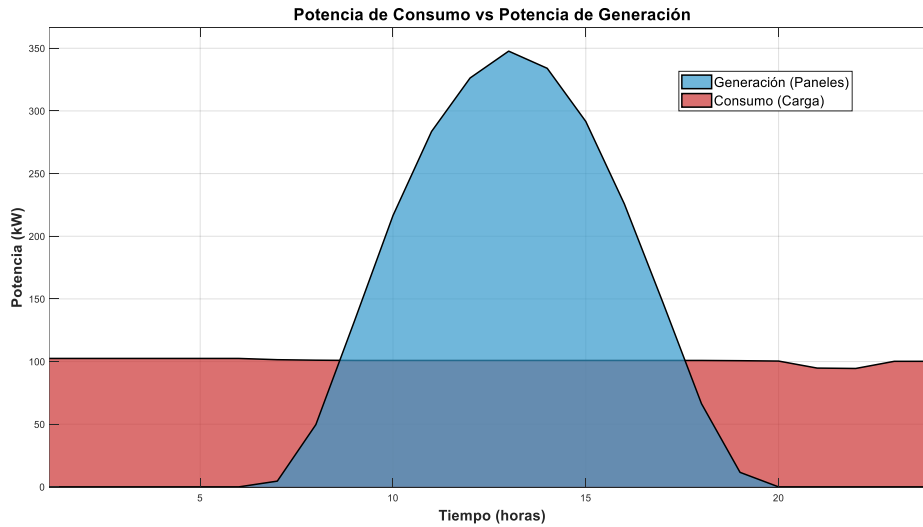


Figura 11. Perfil horario de generación fotovoltaica y consumo de carga

Complementariamente, en la Tabla 20 se presenta el balance energético horario del sistema, donde los valores positivos corresponden a excedentes de potencia (generación mayor a consumo) y los

valores negativos indican déficits (consumo mayor a generación). Esta información sirve como base para cuantificar los excedentes y déficits acumulados a lo largo del periodo analizado.

Tabla 20. Balance energético horario del sistema

Hora	Excedente (+) / Déficit (-) [kW]	Hora	Excedente (+) / Déficit (-) [kW]
0	-102.5	12	233.1
1	-102.5	13	190.7
2	-102.5	14	124.8
3	-102.5	15	46.1
4	-102.5	16	-34.6
5	-97.9	17	-89.3
6	-51.8	18	-100.7
7	31.2	19	-100.4
8	115.6	20	-94.8
9	182.7	21	-94.5
10	225.4	22	-100.2
11	246.8	23	-100.2

En la Figura 12 se presenta una gráfica comparativa que muestra, de manera detallada y hora por hora, la relación entre la potencia excedente y la potencia en déficit. Esta visualización complementa a la Tabla 20 y permite identificar visualmente la magnitud y duración de cada evento a lo largo del día.

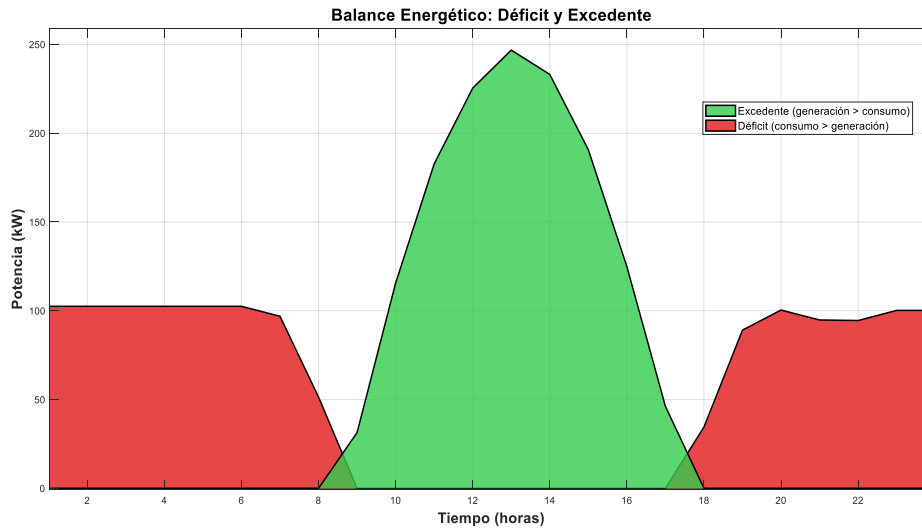


Figura 12. Excedentes y déficits horarios de potencia

A partir de los datos anteriores, se calcularon los valores acumulados de excedente y déficit energético:

$$E_{exc} = \sum_{h=0}^{23} Exc_h = Exc_0 + Exc_1 + \dots + Exc_{22} + Exc_{23} = 1396.37 \text{ kWh} \quad (52)$$

$$E_{déf} = \sum_{h=0}^{23} Déf_h = Déf_0 + Déf_1 + \dots + Déf_{22} + Déf_{23} = 1376.81 \text{ kWh} \quad (53)$$

Siguiendo con el análisis del periodo donde a partir de los cálculos del balance, se obtuvo un registro de 15 horas en déficit energético, equivalente al 62.5% del tiempo total, contra las 9 horas de excedente

que representa el 37.5%, así mismo no se observaron horas con balance cero (0.0%). La energía total de déficit alcanzo los 1376.81 kWh, mientras el excedente acumulado fue de 1396.37 kWh, es decir, se tiene un valor ligeramente superior de la generación sobre el consumo. Sin embargo, debe recordarse que este análisis se hace a partir de un perfil de un día típico, calculado con los valores hora a hora de un año; es decir, para un día real cualquiera, las diferencias pueden ser mayores o menores.

También es importante resaltar, que esta cercanía entre el excedente y el déficit en realidad es deseable, pues en nuestro enfoque de diseño del SFV la expectativa es que el sistema híbrido en su conjunto sea auto-suficiente o dependa lo menos de la red eléctrica. Así, el excedente de energía sirve para cargar las baterías, quienes a su vez deberán cubrir el déficit cuando el SFV no sea capaz de suministrar a la carga. Este ciclo se deberá repetir cada día.

Así, para el dimensionamiento del sistema de almacenamiento se hace uso de la energía en déficit. En este proceso se evaluaron distintas alternativas, buscando una batería de gran capacidad que pudiera responder adecuadamente a las necesidades energéticas detectadas. Finalmente, se seleccionó la LiFePO4 Battery FLA48500 [39], destacada por su capacidad de 25 kWh y un voltaje nominal de 51.2 V, en ANEXO I se muestra las especificaciones del modelo de la batería. Con eso se determinó, de la siguiente manera, la capacidad requerida (C_{req}) para el dimensionamiento del almacenamiento, así como el número de baterías (N_{bat}) requeridas para el sistema.

$$C_{req} = \frac{E_{déf}}{V_{bat} DoD} = \frac{1376.81 \text{ kWh}(1000)}{51.2 \text{ V}(0.8)} = 33613.56 \text{ Ah} \quad (54)$$

$$N_{bat} = \frac{C_{req}}{C_n} = \frac{33613.56 \text{ Ah}}{500 \text{ Ah}} = 67 \text{ Baterías} \quad (55)$$

Se verificó la compatibilidad de los inversores con las baterías considerando el voltaje máximo de operación, dado que los equipos admiten un rango de 300 a 950 V. Con este dato se determinó el número de baterías en serie que cada inversor puede soportar, asegurando una operación segura.

$$N_{bat,inv} = \frac{V_{B-rango}}{V_{máx_{bat}}} = \frac{950 \text{ V}}{57.6 \text{ V}} = 16.49 \approx 16 \text{ baterías por string} \quad (56)$$

Para la configuración del sistema de almacenamiento se tomó en cuenta el número de inversores para saber cuántas baterías en serie se requieren por cada inversor sabiendo que el límite permitido son 16 baterías por string.

$$N_{bat,string} = \frac{N_{bat}}{N_{inv}} = \frac{67 \text{ baterías}}{4 \text{ inversores}} = 16.75 \text{ baterías por string} \quad (57)$$

Con base en lo anterior se sabe que solo se pueden tener 16 baterías en serie y dado que se tiene 4 inversores, el nuevo valor de baterías del sistema de almacenamiento es:

$$N_{bat'} = N_{bat,string} N_{inv} = 16 \frac{\text{baterías}}{\text{string}} (4 \text{ string}) = 64 \text{ baterías} \quad (58)$$

A partir de esta configuración se verificó la cantidad de energía que puede ser almacenada en el sistema.

$$E_{bat} = N_{bat'} V_{bat} C_n = 64(51.2\text{V})(500\text{Ah}) = 1638400 \text{ Wh} = 1638.4 \text{ kWh} \quad (59)$$

Con esto se finalizó el dimensionamiento del sistema híbrido y así continuar con el desarrollo del trabajo.

5.2. Análisis Tecno-económico

Con el dimensionamiento de cada subsistema del sistema híbrido y como primera aproximación al análisis tecno-económico, se comparó el sistema de bombeo convencional (alimentado únicamente por

la red eléctrica) con el sistema híbrido propuesto, con el propósito de determinar si este último resulta económicamente viable. Para ello, se utilizó el software HOMER Pro [40], una herramienta ampliamente empleada para evaluar la viabilidad técnica y económica de sistemas que integran fuentes renovables, almacenamiento y conexión a la red. El software permite emular diferentes configuraciones y procesar datos horarios externos, como recurso solar, temperatura, demanda y tarifas eléctricas, lo que facilita un análisis detallado del comportamiento del sistema a lo largo del tiempo.

5.2.1. Configuración de la ubicación geográfica

Dentro del simulador HOMER Pro, se definió la ubicación geográfica del proyecto como un paso preliminar, principalmente con fines de referencia y organización del caso de estudio. La localización puede ingresarse de manera manual por nombre o por coordenadas. Para el presente caso de estudio, se estableció la ubicación en las coordenadas 18.9787° N, 99.244° O, correspondiente a la zona de Cuernavaca, Morelos, México (referencia cercana a Calle Primavera, Fraccionamiento Mirador de la Universidad).

Cabe señalar que, si bien el software permite consultar bases de datos satelitales para estimar la radiación solar y la temperatura ambiente a partir de la ubicación geográfica, en este estudio los datos de recursos renovables (irradiación y temperatura) se importaron directamente desde archivos externos obtenidos de la plataforma NASA POWER. Por lo tanto, la ubicación definida en HOMER Pro tuvo un propósito exclusivamente referencial, sin que el software consultara sus propias bases de datos para la estimación de recursos.

5.2.2. Datos de entrada para la simulación

Para garantizar que la simulación refleje las condiciones reales del sistema, se importaron cuatro conjuntos de datos horarios correspondientes al año 2024, cada uno con 8784 registros: irradiación solar, temperatura ambiente, demanda eléctrica y tarifa eléctrica.

Irradiación solar: los datos de irradiación solar se obtuvieron de la plataforma NASA POWER y se importaron en la sección "Solar GHI" de HOMER Pro. En la Figura 13 se muestra la ventana de configuración de este recurso, donde se aprecian los valores mensuales promedio de irradiancia global horizontal (GHI).



Figura 13. Ventana datos de irradiación solar (HOMER PRO)

Temperatura: de manera similar, los datos de temperatura se importaron en la sección "Temperature Resource". En la Figura 14 se presenta la ventana de configuración de la temperatura, donde se visualizan los valores mensuales promedio y la curva de temperatura a lo largo del año.

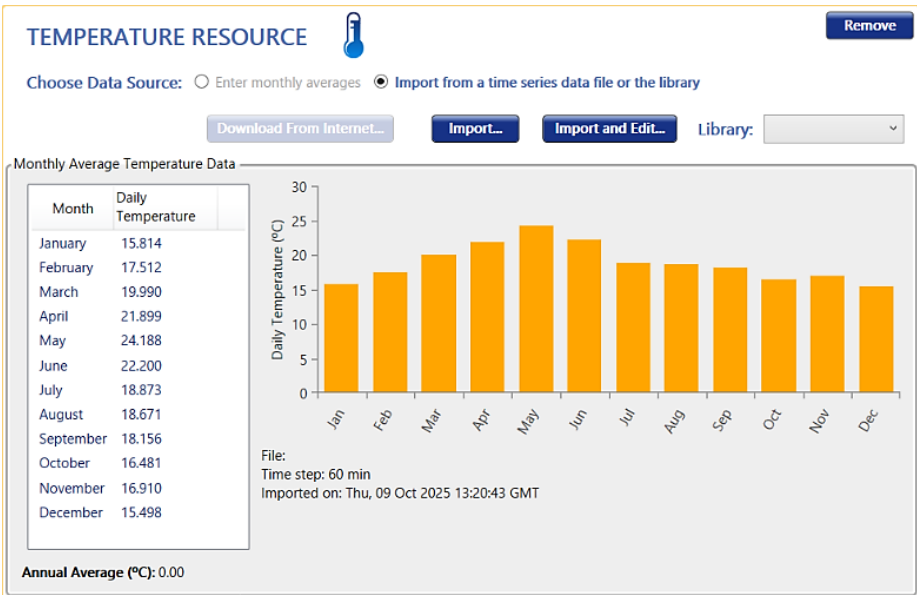


Figura 14. Ventana de temperatura (HOMER PRO)

Demanda eléctrica: el perfil de demanda eléctrica del sistema de bombeo se importó a partir del archivo de 8784 registros horarios generado en la sección 5.1.1, el cual contiene los valores de potencia de consumo para cada hora del año. En la Figura 15 se muestra la ventana de configuración de la carga eléctrica en HOMER Pro, donde se aprecia el perfil de demanda para el mes de enero y las métricas principales del sistema (consumo promedio diario de 2,407.9 kWh/día y potencia pico de 105.82 W).



Figura 15. Ventana de configuración de la carga eléctrica (HOMER PRO)

Tarifa eléctrica: para modelar el costo de la energía comprada a la red, se importó un archivo de precios horarios que contiene los costos de consumo de energía para cada periodo tarifario a lo largo del año. Estos precios se obtuvieron de la página oficial de la CFE y se estructuraron en un archivo de 8784 registros horarios. En la Figura 16 se muestra la ventana de configuración de la tarifa eléctrica en HOMER Pro, donde se importó el archivo de precios horarios para la compra de energía a la red.

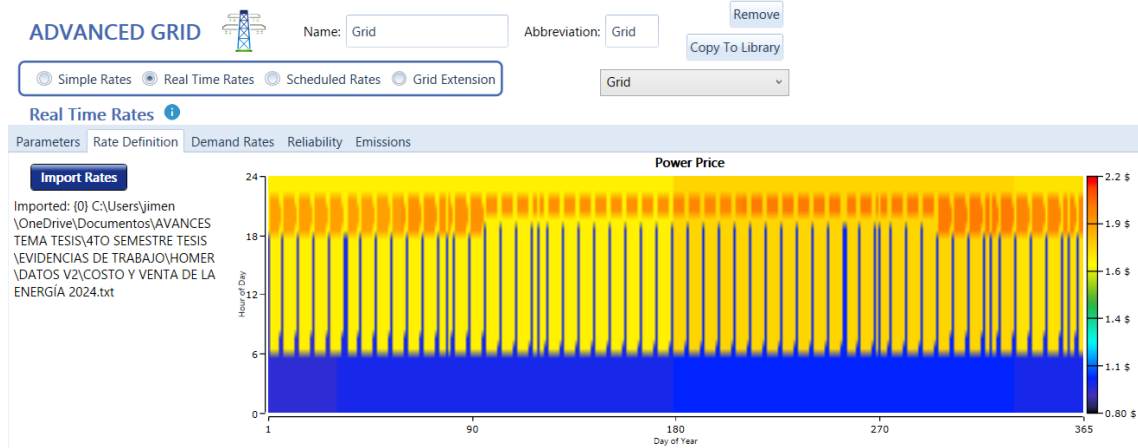


Figura 16. Ventana de configuración de la tarifa eléctrica (HOMER PRO)

5.2.3. Configuración de los componentes del sistema

Una vez definidos los datos de entrada, se configuraron los componentes del sistema híbrido dentro de HOMER Pro. Para cada componente, se utilizaron los parámetros técnicos obtenidos de las hojas de datos (datasheets) de los fabricantes, ajustándolos de acuerdo con la configuración final del sistema. En todos los casos, los componentes se modelaron como un solo módulo equivalente que representa el arreglo completo, con el fin de simplificar la simulación y enfocar el análisis en el desempeño global del sistema.

Panel fotovoltaico

El arreglo fotovoltaico se configuró a partir del panel JINKO 510W 51QL6-BDV 25Y, cuyas especificaciones técnicas se obtuvieron de la hoja de datos del fabricante [37]. En la Figura 17 se muestra la ventana de configuración del panel en HOMER Pro, donde se establecieron los siguientes parámetros:

- Capacidad nominal: 410 kWp (equivalente a 800 paneles de 510 W).
- Derating factor: 83 %, considerando pérdidas por temperatura, suciedad, cableado y otros factores.
- Coeficiente de temperatura: $-0.26 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$, que ajusta la potencia del panel en función de la temperatura de operación.
- Temperatura nominal de operación (NOCT): $45 \text{ }^{\circ}\text{C}$. La temperatura estimada de la célula fotovoltaica en condiciones de referencia (irradiación de 800 W/m^2 , temperatura ambiente de $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$) HOMER Pro utiliza este parámetro, junto con la temperatura ambiente del sitio, para estimar la temperatura real de la célula.
- Eficiencia en condiciones STC: 23.6 %.
- Vida útil: 25 años.

Estos parámetros permiten al software estimar la generación fotovoltaica horaria en función de la irradiación solar y la temperatura ambiente, considerando los efectos térmicos sobre el rendimiento del panel.

Jinko 510W 51QL6-BDV 25Y - this item is in your library.

General Converter Temperature Defaults

Electrical Bus: ☐ AC ☒ DC ☐ Requires one minute timestep

☒ Images

☐ Concentrating PV

DNI Rating Condition (kW/m²):

Lifetime (years):

Derating Factor (%):

Jinko 510W 51QL6-BDV 25Y - this item is in your library.

General Converter Temperature Defaults

☒ Consider temperature effects?

Using ambient temperature defined in the temperature resource.

Temperature effects on power (%/°C):

Nominal operating cell temperature (°C):

Efficiency at standard test conditions (%):

Figura 17. Configuración del panel fotovoltaico en HOMER Pro

Inversor

El inversor se configuró con el modelo Solis S6-EH3P (75–125) kW [38], considerando la capacidad total instalada de 410 kW. En la Figura 18 se muestra la ventana de configuración del inversor en HOMER Pro, donde se establecieron los siguientes parámetros:

- Capacidad nominal: 410 kW (modelada como un solo inversor equivalente).
- Eficiencia de conversión DC/AC: 97.6 %.
- Eficiencia del rectificador (AC/DC): 100 % (para simplificar el modelo).
- Vida útil: 10 años.

S6-EH3P(75-125)K10-NV-YD-H - this item is in your library.

General Defaults

Costs

	Capital	Replacement	O&M
1	\$0.0	\$0.0	\$0.0

[Click here to add new item](#)

Search Space

Size (kW)
410
0

Inverter Input

Lifetime (years):

Efficiency (%):

☒ Parallel with AC generator?

Rectifier Input

Relative Capacity (%):

Efficiency (%):

Figura 18. Configuración del inversor en HOMER Pro

El inversor se configuró para operar en paralelo con la red eléctrica, y la gestión del flujo de potencia entre los paneles, las baterías y la carga.

Sistema de almacenamiento (baterías)

El banco de baterías se configuró con el modelo LiFePO4 FLA48500, cuyas especificaciones se obtuvieron de la hoja de datos del fabricante [39]. En la Figura 19 y Figura 20 se muestran las ventanas de configuración de la batería en HOMER Pro, donde se establecieron los siguientes parámetros:

- Voltaje nominal: 819.2 V (por las 16 baterías por string, cada una de 51.2 V)
- Capacidad nominal: 2,000 Ah (por los 4 strings, cada uno de 500 Ah)
- Estado de carga mínimo (DoD): 20 % (profundidad de descarga máxima del 80 %).
- Eficiencia de ida y vuelta (round-trip): 95 %.

- Corriente máxima de carga y descarga: 300 A.
- Vida útil: 7 años

LiFePO4 Battery FLA48500 N1 - this item is in your library.

General | **Lifetime** | Defaults

Energy Model: Idealized Model; Storage type: Battery; Chemistry: Lithium Iron Pho:

Nominal Voltage (V): 819.20; Max. Charge Rate (A/Ah): 1.00

Round Trip Efficiency (%): 95.00; Max. Charge Current (A): 300.00

Minimum State of Charge (%): 20.00; Max. Discharge Current (A): 300.00

Nominal Capacity (Ah): 2,000.00

General | **Lifetime** | Defaults

Site Specific Input

Initial State of Charge (%): 100.00

Minimum State of Charge (%): 20.00

☐ Minimum storage life (yrs): 10.00; Maintenance Schedule...

☒ Use String Size

Figura 19. Configuración general de la batería en HOMER Pro

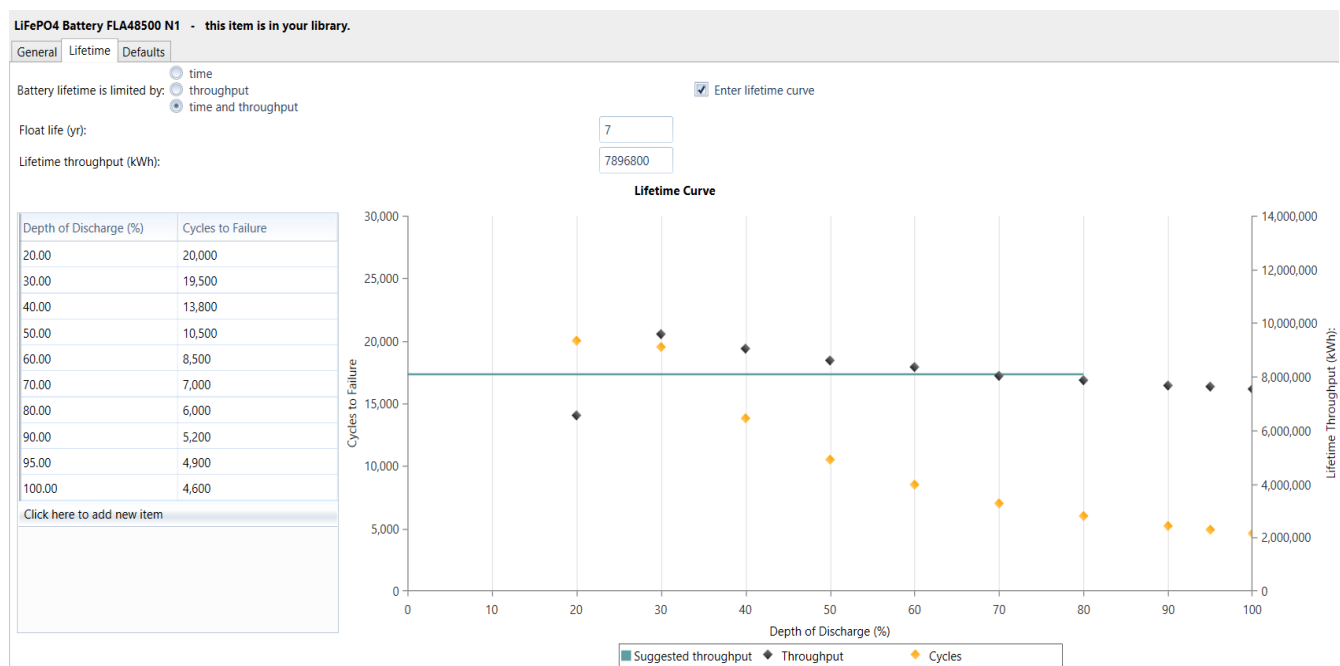


Figura 20. Curva de vida útil y parámetros de degradación de la batería

La curva de vida útil de la batería se configuró en función de la profundidad de descarga (DoD) y el número de ciclos, como se muestra en la Figura 20. Esta curva permite al software estimar el desgaste de la batería y programar su reemplazo en el momento adecuado.

5.2.4. Estimación de costos de inversión inicial, costos operativos y reemplazo

Los componentes considerados para la inversión inicial fueron: paneles fotovoltaicos, inversores, baterías e instalación. Los costos unitarios se obtuvieron mediante consulta en plataformas comerciales y cotizaciones con proveedores considerando precios de mercado actualizados.

En la Tabla 21 se presenta el desglose de la inversión inicial y el costo anual de mantenimiento del sistema de alimentación. Este desglose incluye los principales componentes del sistema híbrido, sus cantidades y el costo total por concepto, considerando la adquisición, instalación y puesta en operación.

Tabla 21. Desglose de costo inicial y mantenimiento del sistema de alimentación

COMPONENTE	MODELO	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	COSTO*CANTIDAD
PANEL FOTOVOLTAICO	Jinko Solar 510W 51 QL6-BDV	800	\$ 1,357.40	\$ 1,085,922.03
INVERSOR TRIFASICO	S6-EH3P(75-125)K10-NV-YD-H	4	\$ 179,550.60	\$ 718,202.40
BATERIA	LiFePO4 Battery FLA48500	64	\$ 91,465.19	\$ 5,853,772.03
INSTALACIÓN/OPERACIÓN				\$ 734,400.00
MANTENIMIENTO	\$ 102,000.00	TOTAL COSTO INICIAL		\$ 8,392,296.46

A partir de este desglose, se configuraron los costos de cada componente dentro del software HOMER Pro, distribuyendo el costo total de inversión y el mantenimiento anual entre los diferentes elementos del sistema. En las Figuras Figura 21, Figura 22 y Figura 23 se muestran las ventanas de configuración de costos para el panel fotovoltaico, el inversor y el sistema de almacenamiento, respectivamente.

Figura 21. Configuración de costos del panel fotovoltaico en HOMER Pro

Figura 22. Configuración de costos del inversor en HOMER Pro

STORAGE

Name: LiFePO4 Battery FLA48500 Abbreviation: Battery

Properties

Idealized Battery Model
 Nominal Voltage (V): 819
 Maximum Charge Rate (A/Ah): 1
 Maximum Charge Current (A): 300
 Maximum Discharge Current (A): 300

Cost

Quantity	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	6,098,572.03	5,853,772.03	34,000.00

Lifetime
 throughput (kWh): 7,680,000.0
 time (years): 7.00

Sizing

☐ HOMER Optimizer™
☒ Search Space

Buttons: Remove, Copy To Library

Figura 23. Configuración de costos del sistema de almacenamiento en HOMER Pro

El costo de inversión inicial total asciende a \$8,392,296.46 MXN, e incluye la adquisición e instalación de todos los componentes del sistema híbrido. El mantenimiento anual del sistema se estimó en \$102,000.00 MXN, el cual fue distribuido entre los componentes en el software de simulación:

- Paneles fotovoltaicos: \$34,000.00 MXN/año
- Inversores: \$34,000.00 MXN/año
- Baterías: \$34,000.00 MXN/año

Esta distribución permite a HOMER Pro calcular de manera individual los costos operativos de cada componente a lo largo de la vida útil del proyecto, facilitando el análisis de reemplazos y mantenimiento.

El análisis de costos operativos y reemplazo se realizó para un horizonte de 25 años de operación, correspondiente a la vida útil de los paneles fotovoltaicos. En cuanto a los reemplazos periódicos, se estableció que los inversores sean reemplazados cada 10 años y las baterías cada 7 años, conforme a sus respectivas vidas útiles. Estos periodos son consistentes con las especificaciones técnicas de los fabricantes y las condiciones de operación del sistema. Los costos asociados a estos reemplazos se incluyeron en la proyección de costos acumulados durante el periodo de análisis, considerando el efecto de la inflación en los precios futuros de los componentes.

El costo de energía eléctrica se calculó utilizando la estructura tarifaria GDMTH, la cual segmenta el consumo en tres periodos: Base (costo más bajo), Intermedio (costo moderado) y Punta (costo más alto). Los cálculos se realizaron a partir de los datos de consumo registrados en los recibos de luz del sistema de bombeo correspondientes al año 2024, obteniendo valores anuales de costo de energía. Este cálculo se aplicó tanto para el escenario del sistema convencional (alimentado exclusivamente por la red eléctrica) como para el sistema híbrido propuesto, permitiendo la comparación entre ambos casos.

5.2.5. Parámetros económicos generales

Los parámetros económicos utilizados en la simulación se obtuvieron de fuentes oficiales y se configuraron en HOMER Pro. La tasa de descuento nominal se obtuvo del Banco de México (Banxico) [41], tomando como referencia la Tasa de Interés vigente al momento del estudio. La inflación esperada se tomó de los indicadores económicos publicados por el mismo organismo.

En la Figura 24 se muestra la ventana de configuración de los parámetros económicos en HOMER Pro, donde se establecieron los siguientes valores:

- Tasa de descuento nominal: 8.00 %.
- Inflación esperada: 4.47 %.
- Vida útil del proyecto: 25 años.
- Moneda: Peso mexicano (MXN).

ECONOMICS ⓘ 

Nominal discount rate (%): ⓘ

Expected inflation rate (%): ⓘ

Project lifetime (years): ⓘ

System fixed capital cost (\$): ⓘ

System fixed O&M cost (\$/yr): ⓘ

Capacity shortage penalty (\$/kWh): ⓘ

Currency:

Real discount rate (%): 3.38

Figura 24. Parámetros económicos configurados en HOMER Pro

Estos parámetros permiten al software calcular indicadores financieros clave, como el Costo Neto Presente (NPC), que se utilizan para comparar la viabilidad económica de los diferentes escenarios evaluados.

5.2.6. Despacho óptimo seleccionado por HOMER Pro

Con los datos de entrada, configurando los componentes junto a sus costos y los parámetros económicos, HOMER Pro realiza una simulación de todos los posibles estados de operación del sistema, evaluando las distintas combinaciones de fuentes de energía y almacenamiento. En este proceso, el software selecciona automáticamente la estrategia de despacho más adecuada para cada escenario, con base en la optimización del costo total del sistema a lo largo de la vida útil del proyecto.

CONTROLLER ⓘ 

Name: HOMER Cycle Charging Abbreviation: CC

CAPABILITIES			
Component	Min Qty	Max Qty	Bus
Generator	0	20	AC or DC
Storage	0	10	DC
PV	0	10	AC or DC
WindTurbine	0	2	AC or DC
Converter	0	1	AC or DC
Boiler	0	1	Thermal
Hydroelectric	0	1	AC or DC
Hydrokinetic	0	1	AC or DC
Reformer	0	1	Hydrogen
Electrolyzer	0	1	AC or DC
HydrogenTan	0	1	Hydrogen
Grid	0	1	AC

Cost		
Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
0.00	0.00	0.00
Lifetime time (years): 25.00 ⓘ		
☒ Apply Setpoint State of Charge (%): 80.00 ⓘ ☒ Allow diesel-off Operation ☒ Allow generators to operate simultaneously ☒ Allow systems with generator capacity less than peak load		

CONTROLLER ⓘ 

Name: HOMER Load Following Abbreviation: LF

CAPABILITIES			
Component	Min Qty	Max Qty	Bus
Generator	0	20	AC or DC
Storage	0	10	DC
PV	0	10	AC or DC
WindTurbine	0	2	AC or DC
Converter	0	1	AC or DC
Boiler	0	1	Thermal
Hydroelectric	0	1	AC or DC
Hydrokinetic	0	1	AC or DC
Reformer	0	1	Hydrogen
Electrolyzer	0	1	AC or DC
HydrogenTan	0	1	Hydrogen
Grid	0	1	AC

Cost		
Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
0.00	0.00	0.00
Lifetime time (years): 25.00 ⓘ		
☒ Allow diesel-off Operation ☒ Allow generators to operate simultaneously ☒ Allow systems with generator capacity less than peak load		

Figura 25. Ventanas de configuración de estrategias de despacho en HOMER Pro

Para el caso de estudio, HOMER Pro evaluó las estrategias de despacho disponibles Cycle Charging (CC) y Load Following (LF) para cada escenario, determinando cuál de ellas minimiza el costo de operación y maximiza el aprovechamiento de los recursos disponibles.

- Sistema convencional (solo red eléctrica): En este escenario, al no contar con generación renovable ni almacenamiento, el software selecciona la estrategia (CC), ya que la red eléctrica actúa como la única fuente de energía y el sistema debe operar de manera continua para satisfacer la demanda.

- Sistema híbrido (paneles fotovoltaicos, baterías y red eléctrica): En este caso, al contar con fuentes renovables y almacenamiento, HOMER Pro selecciona la estrategia (LF), debido a que permite priorizar el uso de la generación fotovoltaica y las baterías para cubrir la demanda, reduciendo al mínimo la compra de energía de la red eléctrica.

En la Figura 25 se muestra las ventanas de configuración de las estrategias de despacho en HOMER Pro, donde el software selecciona la opción que minimiza el costo total del sistema para cada escenario.

5.2.7. Comparación económica entre sistema convencional y sistema híbrido

La comparación económica se realizó considerando el costo acumulado año con año durante la vida útil del proyecto (25 años). Para el sistema convencional (alimentado únicamente por la red eléctrica), se consideró el pago de la factura eléctrica correspondiente a la energía consumida, sin incluir los conceptos de distribución y capacidad que el software HOMER Pro no contempla en sus cálculos. Para el sistema híbrido, se incluyeron la inversión inicial, los costos anuales de mantenimiento y los reemplazos periódicos de inversores y baterías, conforme a lo establecido en la sección 5.2.4.

En la Figura 26 se presenta la gráfica comparativa del costo acumulado entre el sistema convencional y el sistema híbrido a lo largo del período de análisis. En ella se observa que, aunque el sistema híbrido requiere una inversión inicial significativamente mayor, el ahorro en el consumo de energía de la red permite que los costos acumulados se mantengan por debajo del sistema convencional a partir de ciertos años de operación.

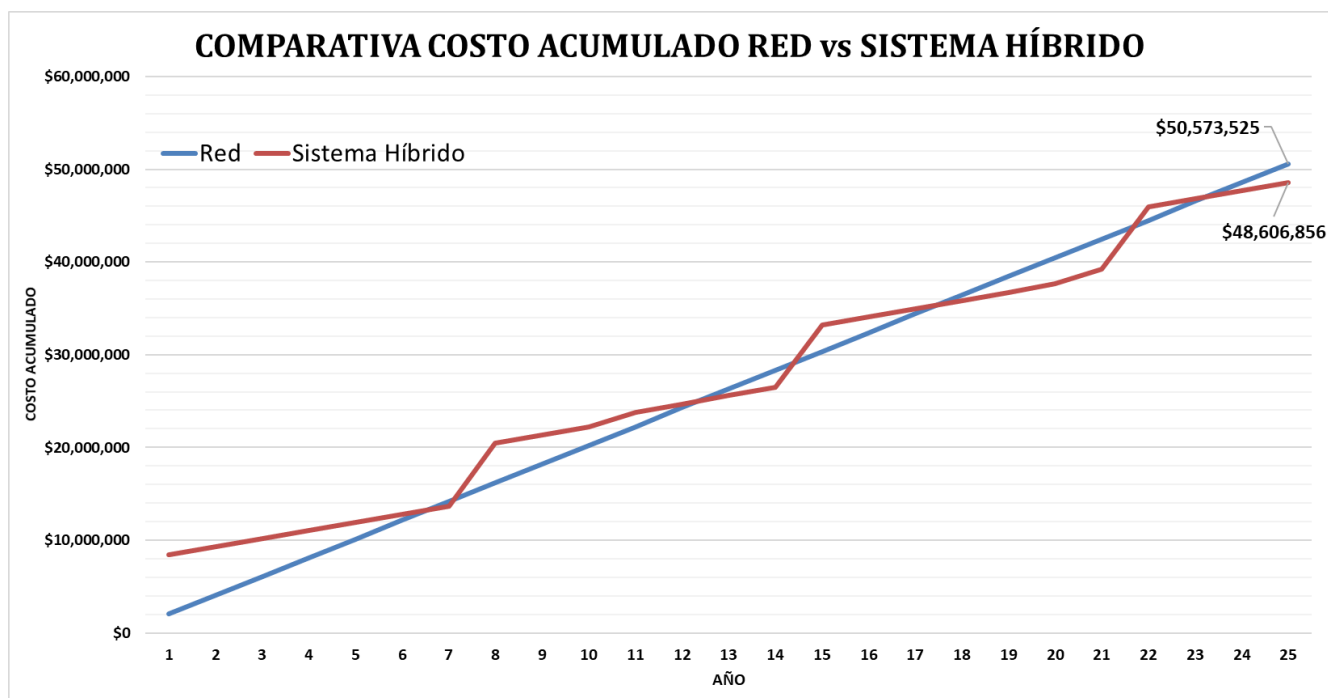


Figura 26. Comparativa de costo acumulado entre sistema convencional y sistema híbrido (HOMER Pro)

Los resultados de la simulación muestran que no existe una diferencia significativa entre ambos sistemas en términos de costo acumulado durante los primeros años. No obstante, es importante resaltar que el análisis tecno-económico con HOMER Pro no contempla en sus cálculos conceptos clave de la tarifa GDMTH, como los costos de distribución y capacidad, así como otras particularidades de la facturación eléctrica de CFE.

Estas limitaciones serán complementadas en el análisis derivado del uso del Sistema de Administración de Energía (EMS), presentado en el CAPÍTULO 6, donde se considerarán dichos conceptos junto con

las distintas variantes operativas, permitiendo una evaluación más precisa de los beneficios económicos del sistema híbrido propuesto.

5.3. Estrategia de Gestión de Energía

5.3.1. Desarrollo de estrategias EMS basadas en reglas

Se desarrollaron dos estrategias de EMS basadas en reglas para administrar el flujo energético entre el sistema fotovoltaico, el banco de baterías, la red eléctrica y la carga. Ambas estrategias fueron implementadas mediante lógica condicional considerando la potencia fotovoltaica (P_{PV}), la demanda eléctrica (P_L), la potencia del banco de baterías (P_{Bat}), la potencia de red (P_G), el estado de carga de las baterías (SoC) y, para la segunda estrategia, el periodo tarifario horario (T_h).

Como restricción operativa, se estableció un rango de operación del banco de baterías definido por:

$$20\% \leq SoC \leq 100\%$$

con el objetivo de evitar descargas profundas y sobrecargas del sistema de almacenamiento. El límite inferior de 20 % se estableció para proteger la vida útil de las baterías LiFePO₄, mientras que el límite superior del 100 % permite aprovechar al máximo la capacidad de almacenamiento disponible.

Las estrategias EMS operan mediante ocho modos de funcionamiento definidos de acuerdo con la relación entre la generación fotovoltaica, la demanda eléctrica, el estado de carga de las baterías y la disponibilidad de la red eléctrica. Estos modos permiten gestionar el suministro energético, la carga y descarga de baterías y la inyección de excedentes hacia la red.

5.3.2. EMS orientado a priorización de energía renovable

La estrategia EMS (1) fue desarrollada con el objetivo de maximizar el aprovechamiento de la generación fotovoltaica y reducir el consumo proveniente de la red eléctrica. La lógica de operación prioriza el autoconsumo fotovoltaico y utiliza el banco de baterías como sistema de respaldo energético, siguiendo el siguiente esquema de prioridad:

Generación fotovoltaica → Baterías → Red eléctrica

La operación del sistema bajo esta estrategia se divide en ocho modos de funcionamiento, definidos en función de la relación entre la generación fotovoltaica (P_{PV}), la demanda eléctrica (P_L), el estado de carga de las baterías (SoC) y la disponibilidad de la red eléctrica (P_G). En la Tabla 22 se presentan los modos de operación de EMS (1).

Tabla 22. Modos de operación de la estrategia EMS (1)

	CONDICIÓN DE OPERACIÓN	ACCIÓN DEL SISTEMA
1	$P_{PV} = P_L$	Suministrar energía a la carga con P_{PV} .
2	$P_{PV} > P_L$, baterías descargadas	Suministrar energía a la carga con P_{PV} , y cargar la batería con el excedente de P_{PV} .
3	$P_{PV} > P_L$, baterías cargadas	Suministrar energía a la carga con P_{PV} , e inyectar energía a la red desde P_{PV} .
4	$P_{PV} = 0, SoC > 20\%$	Suministra energía a la carga con P_{Bat} .
5	$P_{PV} = 0, SoC > 20\%, P_{Bat} < P_L$	Suministrar energía a la carga con P_{Bat} y P_G .
6	$P_{PV} = 0$, baterías descargadas	Suministrar energía a la carga con P_G .
7	$P_{PV} \neq 0$, baterías cargadas	Suministrar energía a la carga con P_{PV} y P_{Bat} .
8	$P_{PV} \neq 0$, baterías descargadas	Suministrar energía a la carga con P_{PV} y P_G .

El diagrama de flujo correspondiente a la estrategia EMS (1) se presenta en la Figura 27.

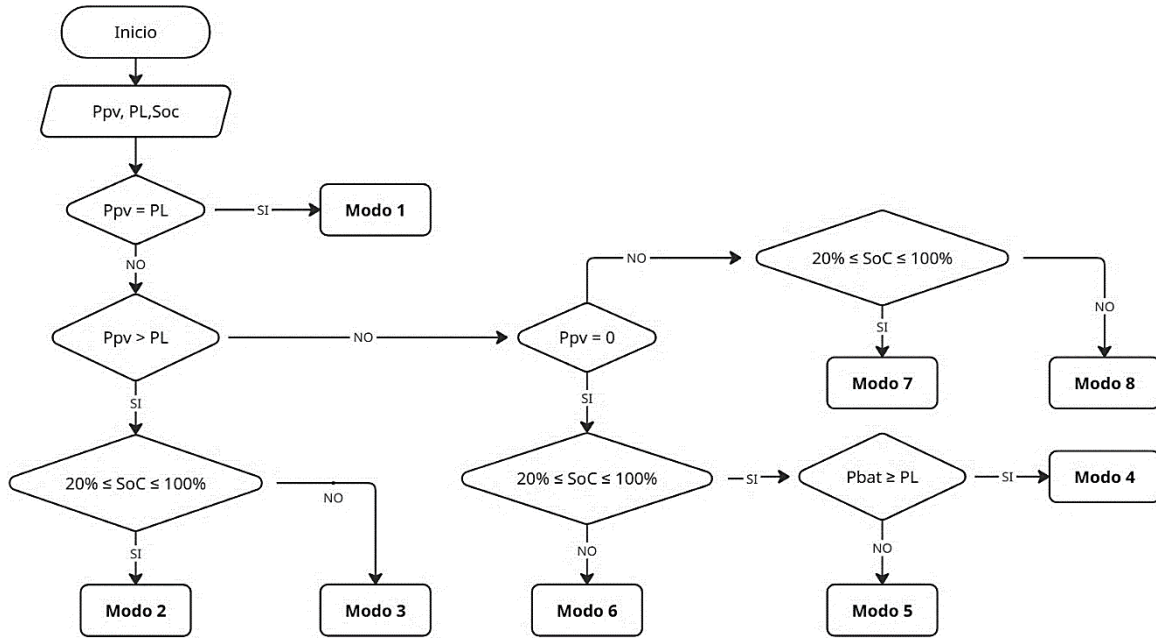


Figura 27. Diagrama de flujo EMS (1): priorizando energía renovable

5.3.3. EMS orientado bajo tarifa GDMTH

La estrategia EMS (2) incorpora criterios tarifarios asociados a la tarifa horaria GDMTH mediante la variable de periodo tarifario (T_h). Esta estrategia mantiene la prioridad sobre la generación fotovoltaica, pero considera adicionalmente el horario tarifario para coordinar el uso del banco de baterías y la interacción con la red eléctrica, siguiendo el siguiente esquema de prioridad:

Generación fotovoltaica → Baterías / Red eléctrica (según periodo tarifario)

La operación del sistema bajo esta estrategia utiliza los mismos ocho modos de funcionamiento presentados en la Tabla 22 pero con una lógica de decisión adicional que considera el periodo tarifario de la energía. La diferencia fundamental entre EMS (1) y (2) radica en la lógica adicional que incorpora el periodo tarifario para decidir cuándo utilizar las baterías y cuándo comprar energía de la red:

- Periodo Base (costo bajo): Se prioriza el uso de la red eléctrica, reservando las baterías para los periodos de mayor costo.
- Periodo Punta (costo alto): Se prioriza el uso de las baterías para cubrir la demanda, evitando comprar energía de la red en el periodo más costoso. Si las baterías no tienen suficiente energía, se recurre a la red solo cuando sea estrictamente necesario.

Por ejemplo, durante un periodo Punta (20:00–22:00 en horario de verano), si el banco de baterías tiene suficiente energía ($SoC > 20\%$), el sistema descarga las baterías para cubrir la demanda, evitando comprar energía a un costo elevado. En contraste, durante un periodo Base (0:00–6:00), si la generación fotovoltaica es nula, el sistema prefiere comprar energía de la red (más económica) antes de descargar las baterías, reservando el almacenamiento para los periodos de mayor costo.

Esta lógica adicional permite que el EMS (2) decida el flujo de operación del sistema, cargando las baterías en horarios de tarifa baja y descargándolas en horarios de tarifa alta, reduciendo así el costo total de facturación eléctrica. El diagrama de flujo correspondiente a la estrategia EMS (2) se presenta en la Figura 28.

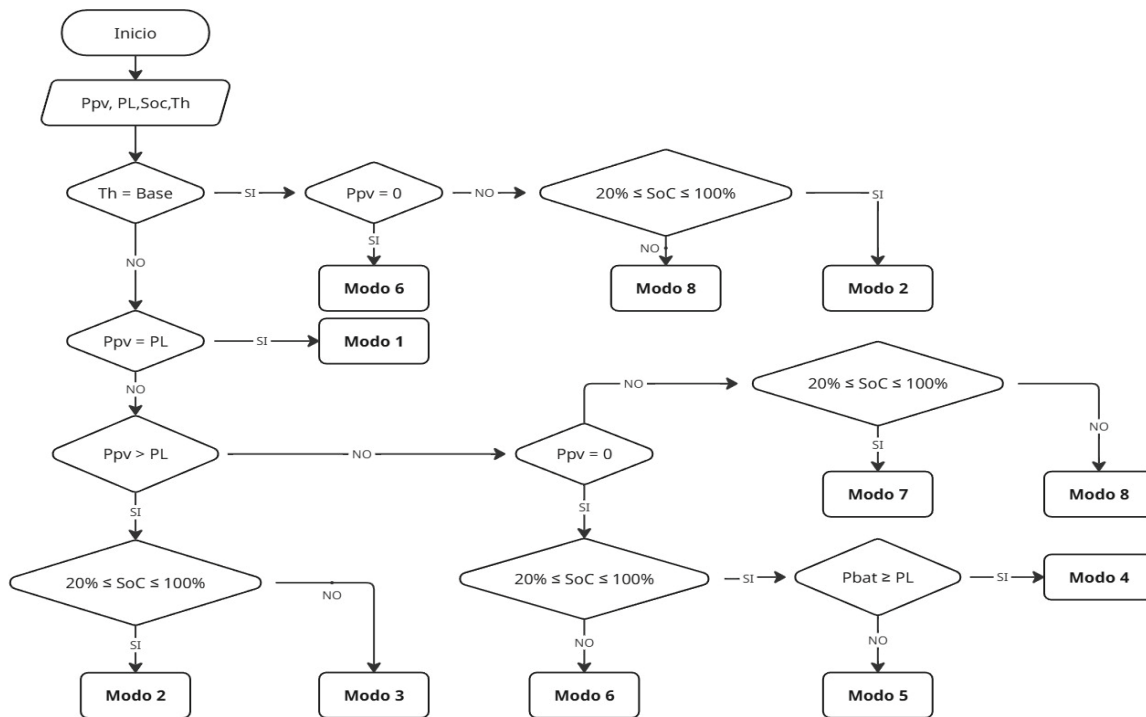


Figura 28. Diagrama de flujo EMS (2): orientado bajo tarifa GDMTH

5.3.4. Cálculo del costo de energía y facturación eléctrica para los sistemas con EMS

Con el propósito de evaluar el desempeño económico de las estrategias EMS implementadas, se realizó el cálculo de los costos de facturación eléctrica considerando la estructura tarifaria GDMTH establecida por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Los conceptos incluidos en el cálculo fueron: cargo fijo de suministro, cargo por energía consumida, cargo por demanda, costo por capacidad, costo por distribución, cargo por baja tensión (2 %), ajuste por factor de potencia, Impuesto al Valor Agregado (IVA) y descuento por venta de excedentes energéticos inyectados a la red eléctrica.

El costo de energía consumida se determinó a partir del consumo horario y los costos tarifarios correspondientes a cada periodo de la tarifa GDMTH. Asimismo, el cargo por demanda se calculó considerando tanto la demanda máxima mensual como la demanda máxima registrada en horario punta, lo que permitió representar adecuadamente el impacto del comportamiento energético del sistema sobre los costos de facturación.

Adicionalmente, se incorporó el análisis de venta de excedentes generados por el sistema fotovoltaico mediante el descuento económico asociado a la energía inyectada hacia la red, el cual fue integrado al importe neto de facturación antes de la aplicación del IVA correspondiente.

Las ecuaciones utilizadas para el cálculo detallado de cada cargo fueron presentadas previamente en el marco teórico, y a partir de ellas se evaluó el impacto económico de cada estrategia EMS sobre el consumo energético, la demanda eléctrica y el costo total de facturación del sistema híbrido fotovoltaico conectado a red.

CAPÍTULO 6. PRUEBAS Y RESULTADOS

6.1. Implementación de la estrategia EMS

Las estrategias de gestión de energía propuestas fueron implementadas mediante programación en MATLAB utilizando scripts, funciones y lógica condicional basada en estructuras IF-ELSE. Para el procesamiento y análisis de información se emplearon datos horarios correspondientes a los 8784 registros del año 2024 (1 enero – 31 diciembre), considerando que se trató de un año bisiesto. Los códigos desarrollados para la implementación de las estrategias EMS (1) y EMS (2) se presentan en el ANEXO J y ANEXO K, respectivamente.

La simulación del sistema híbrido consideró variables energéticas y ambientales, entre las que se incluyen irradiancia solar, temperatura, perfil de carga y tarifas horarias asociadas a la estructura tarifaria GDMTH. Estas variables permitieron representar el comportamiento operativo del sistema fotovoltaico, el banco de baterías y la interacción con la red eléctrica durante todo el periodo de análisis.

La validación de las estrategias EMS se realizó mediante el balance energético del sistema, verificando que la generación y el almacenamiento cubrieran adecuadamente la demanda. Se evaluó la reducción del consumo de la red y el comportamiento del banco de baterías bajo distintas condiciones de operación. Las principales variables de salida obtenidas durante la simulación fueron: potencia generada por el sistema fotovoltaico, potencia suministrada por las baterías, estado de carga (SoC), potencia consumida de la red, energía vendida a la red y costos de facturación eléctrica.

6.2. Implementación de la estrategia EMS orientado a priorización de energía renovable

La estrategia EMS (1) fue evaluada utilizando las variables de entrada (irradiación solar, temperatura, perfil de carga y estructura tarifaria) correspondientes al año 2024. Los resultados obtenidos permitieron analizar el comportamiento energético del sistema híbrido bajo un esquema de priorización del recurso renovable, basado en reglas lógicas IF-ELSE implementadas en MATLAB.

La Figura 29 presenta el perfil anual de generación fotovoltaica y la demanda eléctrica del sistema. Se observa que, durante los periodos de mayor irradiancia, la generación fotovoltaica logra cubrir gran parte de la carga eléctrica, reduciendo el consumo energético proveniente de la red eléctrica. La energía total generada por el arreglo fotovoltaico a lo largo del año fue de **890,167.07 MWh**, mientras que la energía total demandada por la carga fue de **881,346.64 MWh**.

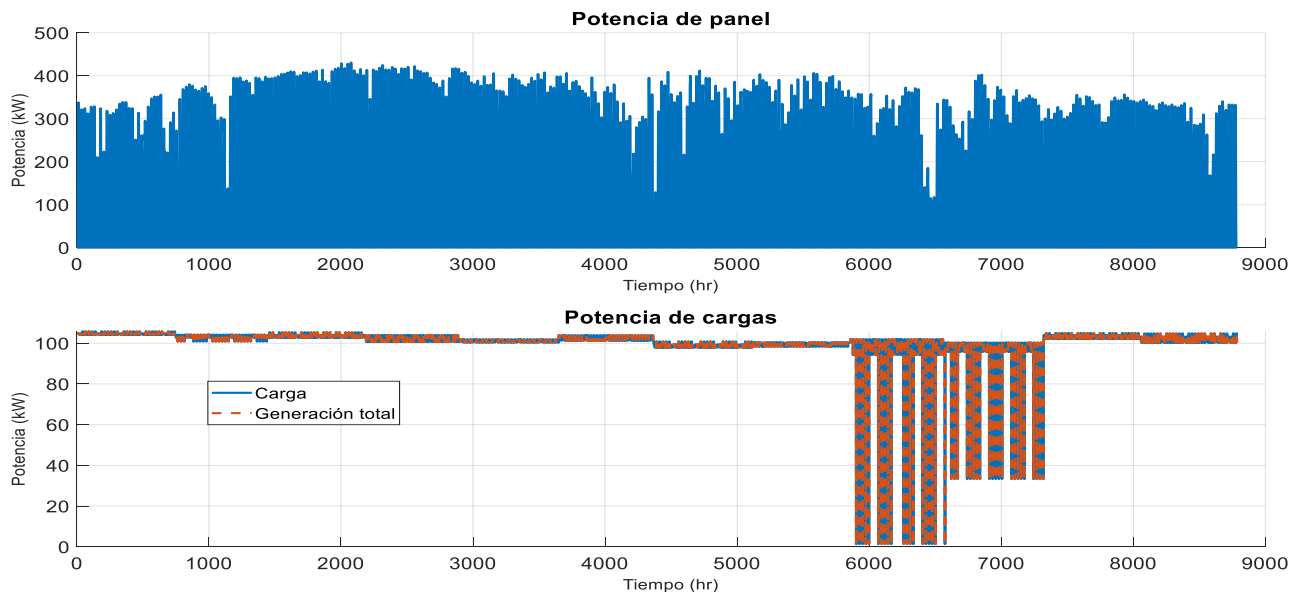


Figura 29. Perfiles anuales EMS (1) de potencia de panel y de cargas

En la Figura 30 se presentan los perfiles anuales de la potencia intercambiada con la red, el estado de carga del banco de baterías y la potencia de batería. El comportamiento de la potencia de red evidencia una disminución significativa en la energía demandada de la red, particularmente durante las horas de mayor generación solar. La energía total consumida de la red fue de **70,772.78 kWh**, mientras que la energía total inyectada a la red fue de **80,454.51 kWh**. Estos resultados indican que el sistema no solo redujo su dependencia de la red, sino que también generó excedentes que fueron inyectados a la red eléctrica.

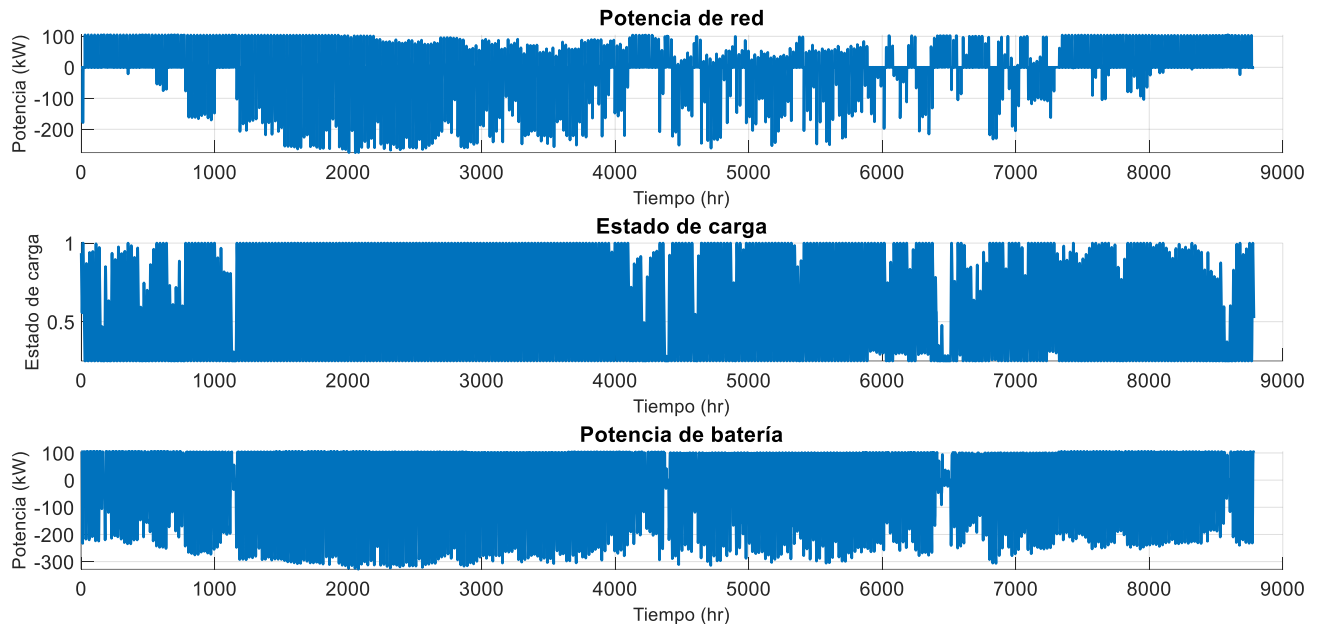


Figura 30. Perfiles anuales EMS (1): potencia intercambiada con la red, estado de carga y potencia de la batería

La evolución del estado de carga del banco de baterías mostró un comportamiento estable dentro del rango operativo establecido ($20\% \leq \text{SoC} \leq 100\%$), evitando descargas profundas y sobrecargas del sistema de almacenamiento. La potencia de batería presentó ciclos de carga y descarga asociados al comportamiento de la generación fotovoltaica y la demanda eléctrica.

La potencia máxima de carga de la batería alcanzó los **105,822.90 kW**, correspondiente a periodos de alta generación fotovoltaica donde el excedente energético fue canalizado hacia las baterías. Por otro lado, la potencia máxima de descarga fue de **328,097.97 kW**, registrada durante intervalos de baja irradiancia solar, cuando el sistema requirió cubrir la demanda con energía almacenada. Estos valores máximos ocurren en momentos puntuales a lo largo del año y demuestran que el banco de baterías opera con márgenes amplios para absorber o entregar potencia según las condiciones de generación y demanda.

Para propósitos ilustrativos, se tomaron 4 días (31 de agosto al 3 de septiembre) de la base de datos para una mejor visualización del comportamiento dinámico del sistema durante periodos con alta generación solar. En la Figura 31 se muestra la dinámica operativa del sistema para este periodo, donde se aprecia la alternancia entre la potencia de red y la potencia de batería en respuesta a la variación de la generación fotovoltaica y la demanda.

Complementariamente, en la Figura 32 se presenta el detalle de la potencia de cargas versus la generación total para el mismo periodo de 4 días. En esta figura se observa cómo la generación fotovoltaica cubre la demanda durante las horas centrales del día, mientras que en horas de baja

irradiancia el déficit es cubierto por el banco de baterías y, en menor medida, por la red eléctrica. Este comportamiento es consistente con la lógica de priorización definida para EMS (1).

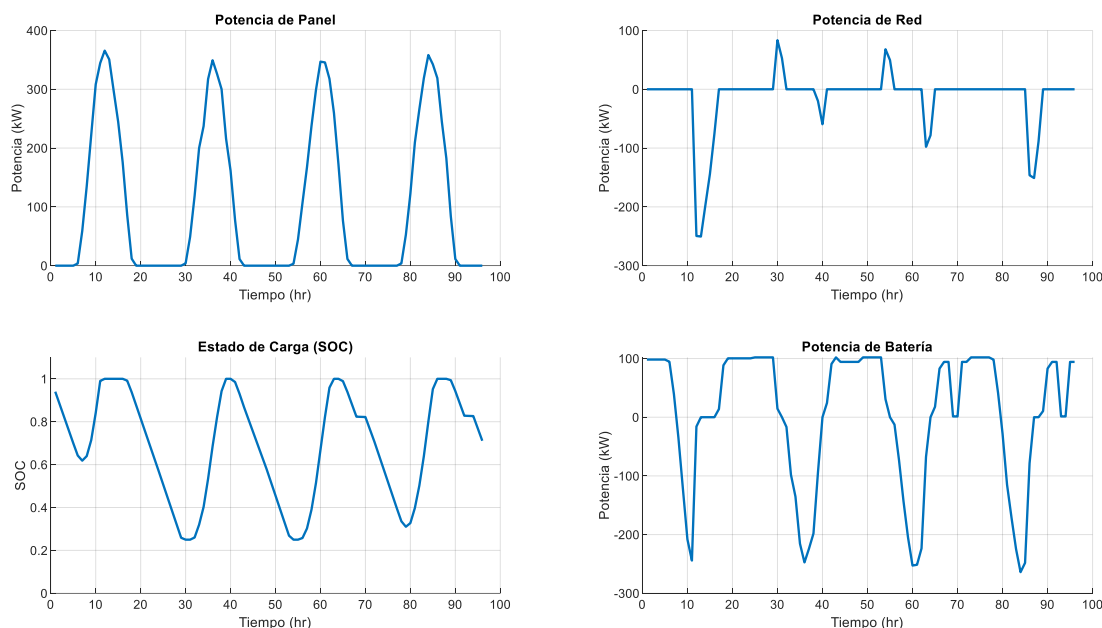


Figura 31. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (1)

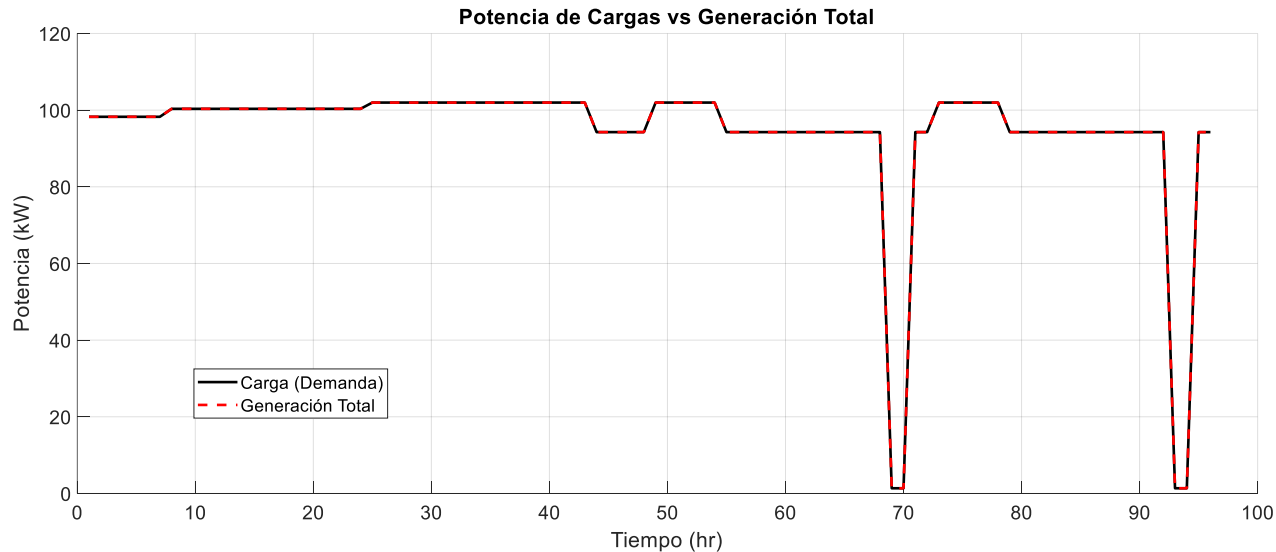


Figura 32. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (1) – Potencia de cargas

Desde el punto de vista económico, la estrategia EMS (1) permitió reducir considerablemente la compra de energía proveniente de la red eléctrica debido al mayor aprovechamiento de la generación fotovoltaica y al uso del sistema de almacenamiento energético. El análisis de facturación mostró además periodos con importes netos negativos debido a la venta de excedentes energéticos hacia la red eléctrica. El costo total anual obtenido para la estrategia **EMS (1)** fue de **\$115,296.37 MXN**.

6.3. Implementación de la estrategia EMS orientado bajo tarifa GDMTH

La estrategia EMS (2) fue evaluada considerando las mismas condiciones ambientales, energéticas y tarifarias utilizadas en la estrategia EMS (1). En este caso, la lógica de control incorporó criterios asociados al periodo tarifario horario de la tarifa GDMTH con el propósito de reducir los costos de facturación eléctrica del sistema híbrido, basado en reglas lógicas IF-ELSE implementadas en MATLAB.

Los perfiles de generación fotovoltaica y demanda eléctrica para EMS (2) son idénticos a los presentados en la Figura 29 para EMS (1), ya que estos dependen exclusivamente de los datos de entrada (irradiación solar, temperatura y perfil de carga) y no de la estrategia de gestión implementada. Por esta razón, no se incluye nuevamente dicha figura en esta sección.

La diferencia entre ambas estrategias se refleja en la gestión del flujo energético, particularmente en los perfiles de potencia de red, estado de carga de las baterías y potencia de batería, los cuales se presentan a continuación.

Sin embargo, la incorporación de la variable tarifaria modificó la interacción entre el sistema de almacenamiento y la red eléctrica durante distintos periodos horarios. En la Figura 33 se presentan los perfiles anuales de la potencia intercambiada con la red, el estado de carga del banco de baterías y la potencia de batería. El análisis de potencia de red evidenció una gestión energética orientada a disminuir el consumo durante ciertos periodos tarifarios (principalmente en horario Punta), mientras que el estado de carga de las baterías presentó un comportamiento coordinado con las condiciones de generación fotovoltaica y demanda eléctrica.

A partir de la operación mostrada, se cuantificó el balance energético anual. La energía total consumida de la red fue de **243,957.39 kWh**, mientras que la energía total inyectada a la red alcanzó los **253,559.23 kWh**, lo que evidencia que, bajo la estrategia de gestión implementada, la energía devuelta al sistema eléctrico supera a la energía tomada de la red.

El estado de carga del banco de baterías mostró un comportamiento estable dentro del rango operativo establecido ($20\% \leq \text{SoC} \leq 100\%$), evitando descargas profundas y sobrecargas del sistema de almacenamiento. La potencia de batería presentó ciclos de carga y descarga asociados al comportamiento de la generación fotovoltaica, la demanda eléctrica y los periodos tarifarios.

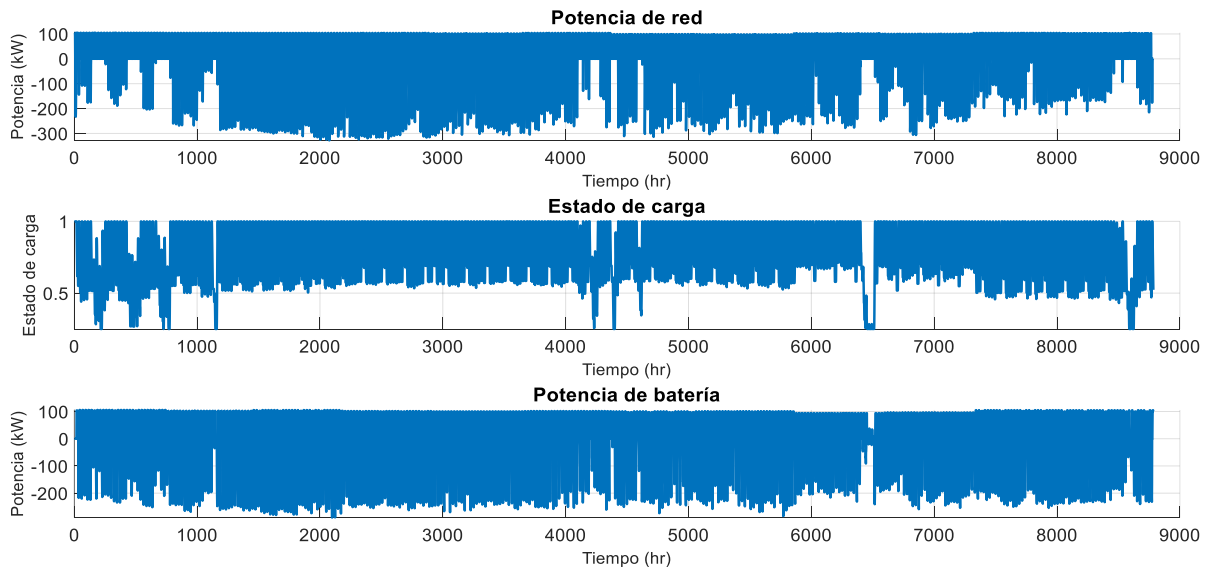


Figura 33. Perfiles anuales EMS (2): potencia intercambiada con la red, estado de carga y potencia de la batería

La potencia máxima de carga alcanzó los **105,822.90 kW**, correspondiente a periodos de alta generación fotovoltaica donde el excedente energético fue canalizado hacia las baterías. Por otro lado, la potencia máxima de descarga fue de **289,795.01 kW**, registrada durante intervalos de baja irradiancia solar, cuando el sistema requirió cubrir la demanda con energía almacenada.

Para propósitos ilustrativos, se tomaron 4 días (31 de agosto al 3 de septiembre) de la base de datos para una mejor visualización del comportamiento dinámico del sistema durante periodos con alta generación solar. En la Figura 34 se muestra la dinámica operativa del sistema para este periodo, donde se aprecia la alternancia entre la potencia de red y la potencia de batería en respuesta a la variación de la generación fotovoltaica, la demanda y el periodo tarifario.

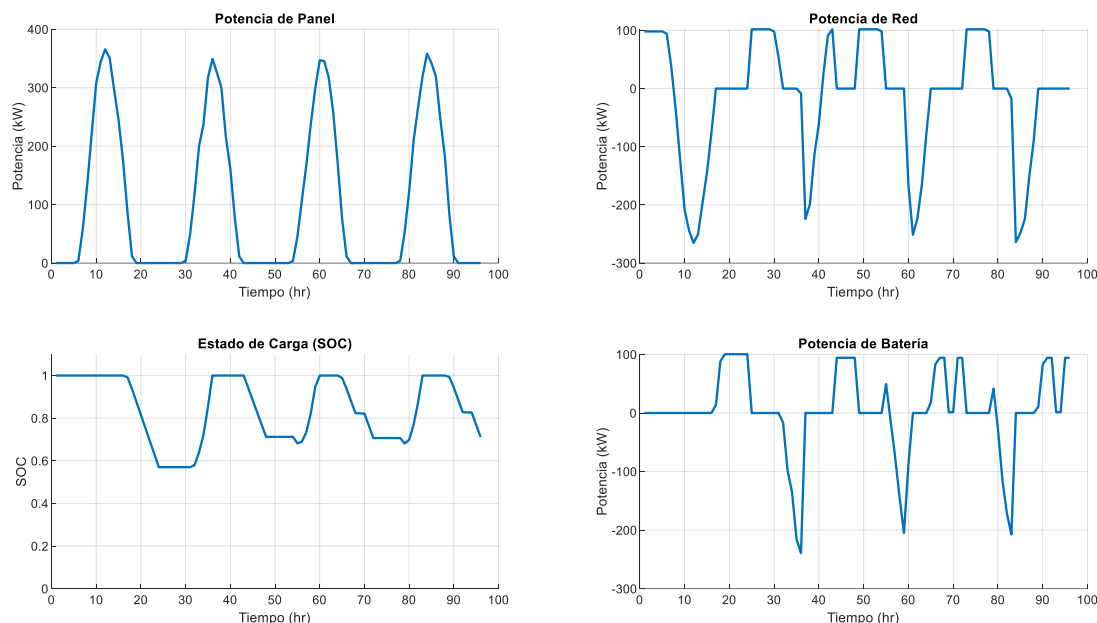


Figura 34. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (2)

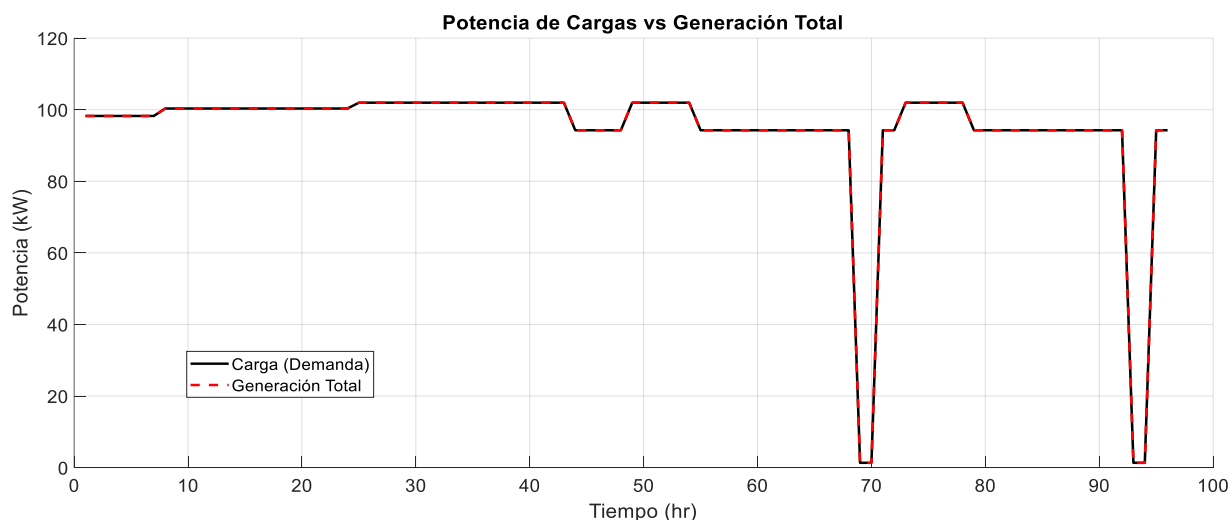


Figura 35. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (2) – Potencia de cargas

Complementariamente, en la Figura 35 se presenta el detalle de la potencia de cargas versus la generación total para el mismo periodo de 4 días. En esta figura se observa cómo la generación

fotovoltaica cubre la demanda durante las horas centrales del día, mientras que en horas de baja irradiancia el déficit es cubierto por el banco de baterías y, en menor medida, por la red eléctrica. La diferencia clave respecto a EMS (1) es que la decisión de descargar baterías o comprar de red está influenciada por el periodo tarifario, priorizando la descarga en horario Punta y la compra de red en horario Base.

Desde el punto de vista económico, la estrategia EMS (2) logró reducir los costos de facturación respecto al sistema convencional conectado únicamente a la red eléctrica. Asimismo, el sistema presentó ingresos asociados a la venta de excedentes energéticos hacia la red durante diversos periodos del año. No obstante, el costo anual obtenido para el EMS (2) fue de **\$252,055.70 MXN**, superior al registrado en la estrategia EMS (1) (**\$115,296.37 MXN**).

Este incremento se debe a que, al priorizar la compra de energía en horario Base y la descarga de baterías en horario Punta, el sistema consume más energía de la red en términos absolutos (**243,957.39 kWh en EMS (2) vs 70,772.78 kWh en EMS (1)**), aunque el costo unitario de esa energía es menor.

6.4. Comparación entre estrategias de gestión de energía

Se realizó una comparación entre las estrategias EMS (1) y EMS (2) para evaluar su desempeño energético y económico bajo las mismas condiciones de operación del sistema híbrido fotovoltaico conectado a red.

Desde el punto de vista energético, ambas estrategias redujeron el consumo de energía proveniente de la red eléctrica mediante el aprovechamiento de la generación fotovoltaica y el uso del banco de baterías. Sin embargo, el EMS (1) presentó una mayor reducción en la compra de energía de la red debido a la priorización del recurso renovable y del almacenamiento energético.

En la Tabla 23 se resumen los principales indicadores energéticos y económicos de ambas estrategias, lo que permite comparar de manera cuantitativa su desempeño. Como se observa, el EMS (1) presentó el menor costo acumulado total, mientras que el EMS (2) mostró un incremento aproximado de \$136,759.33 MXN en el costo anual respecto al EMS (1), lo que representa un costo mayor por el año.

Tabla 23. Comparativa energética y económica entre estrategias EMS

Variable	EMS (1)	EMS (2)	Diferencia
Energía generada (PV) [MWh]	890,167.07	890,167.07	0.0
Energía demandada (carga) [MWh]	881,346.64	881,346.64	0.0
Energía consumida de red [kWh]	70,772.78 kWh	243,957.39 kWh	173,184.61 kWh
Energía inyectada a red [kWh]	80,454.51 kWh	253,559.23 kWh	173,104.72 kWh
Potencia máxima de carga (P_{Bat}) [kW]	105,822.90 kW	105,822.90 kW	0.0
Potencia máxima de descarga (P_{Bat}) [kW]	328,097.97 kW	289,795.01 kW	38,302.96 kW
Costo total anual [MXN]	\$115,296.37 MXN	\$252,055.70 MXN	\$136,759.33 MXN

A continuación, se presentan las figuras que ilustran el comportamiento detallado de cada estrategia en términos de costo eléctrico tarifario y potencia de red consumida.

En la Figura 36 se muestra el costo eléctrico tarifario y la potencia de red anual consumida para la estrategia EMS (1), donde se observa la variación del costo en función del periodo tarifario y la reducción del consumo de red durante las horas de mayor generación solar.

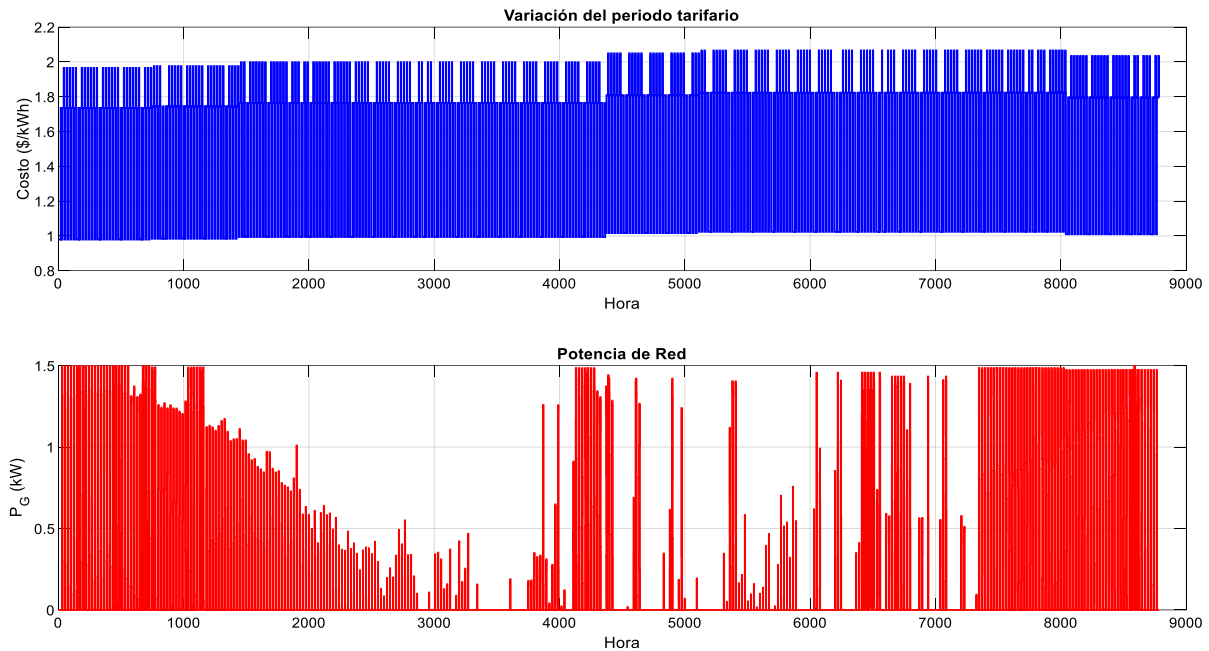


Figura 36. Costo eléctrico tarifario y potencia de red anual consumida EMS (1)

Para propósito ilustrativo se tomaron 4 días (31 de agosto al 3 de septiembre) de la base de datos para una mejor visualización del comportamiento del costo eléctrico tarifario y la potencia de red consumida bajo la estrategia EMS (1) (véase Figura 37).

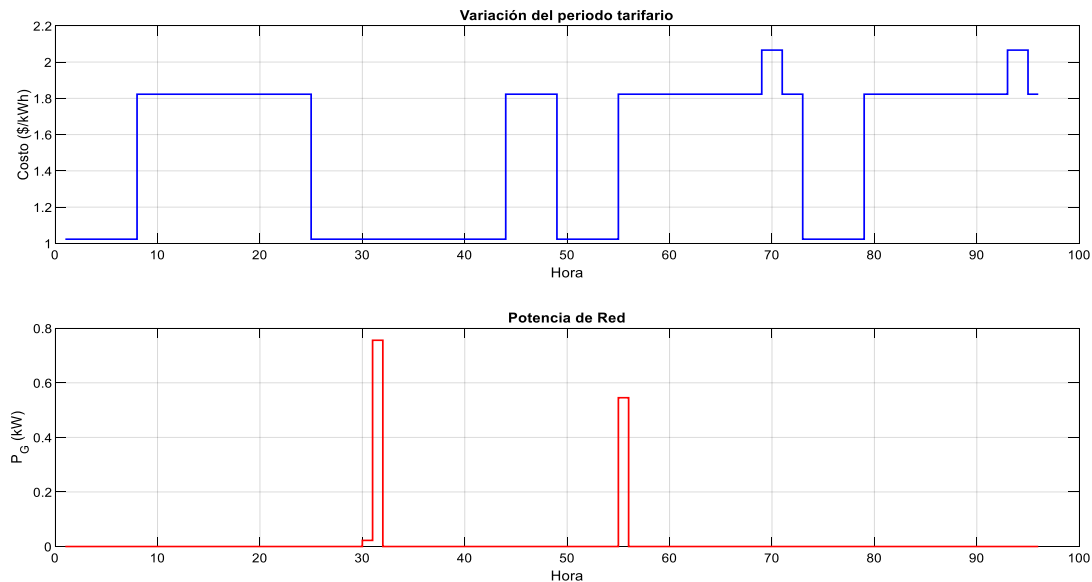


Figura 37. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (1) - Red

Como se puede ver, en el EMS (1) la demanda de energía de la red, sucede en pocas cantidades y en general, parece suceder en los periodos de menor costo de la energía (tarifa base). Sin embargo, el

que siempre se demande en esos periodos de bajo costo, no es una garantía, ya que el EMS (1), explícitamente, no está diseñado para que así suceda, a diferencia del EMS (2), que sí lo hace así.

Por otra parte, como se observa en la Figura 38, el EMS (2) incorporó criterios tarifarios asociados a la tarifa GDMTH, modificando la interacción entre el banco de baterías y la red eléctrica según el periodo horario de operación.

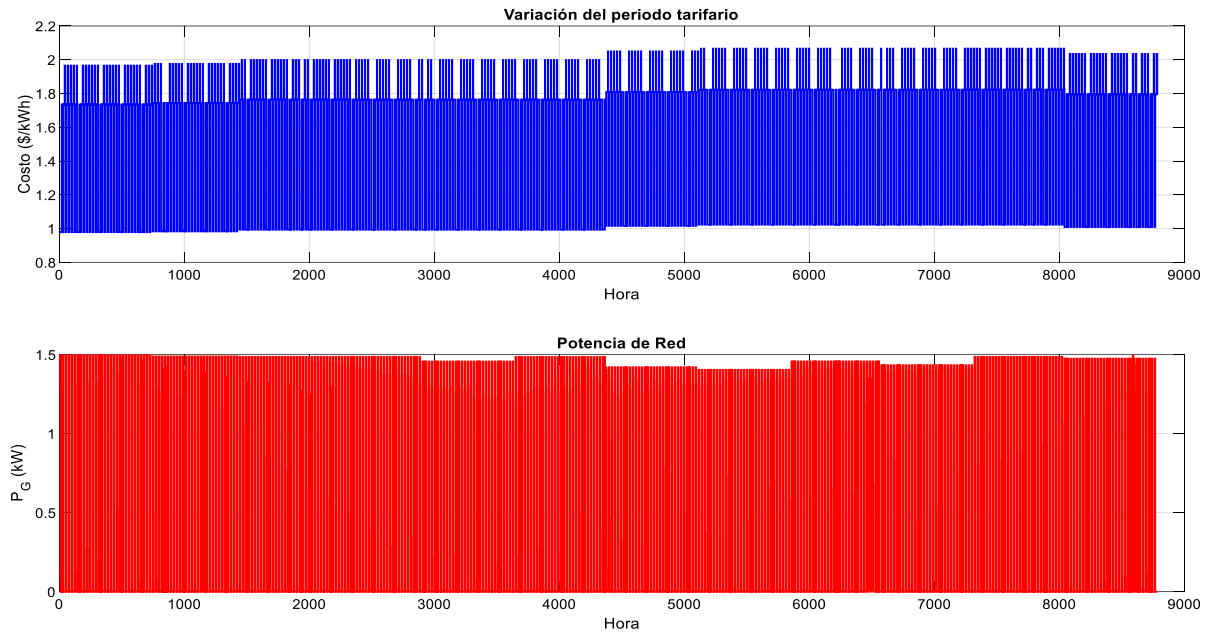


Figura 38. Costo eléctrico tarifario y potencia de red anual consumida EMS (2)

Para propósito ilustrativo, se tomaron 4 días (31 de agosto al 3 de septiembre) para una mejor visualización del costo eléctrico tarifario y la potencia de red consumida bajo la estrategia EMS (2) (véase Figura 39).

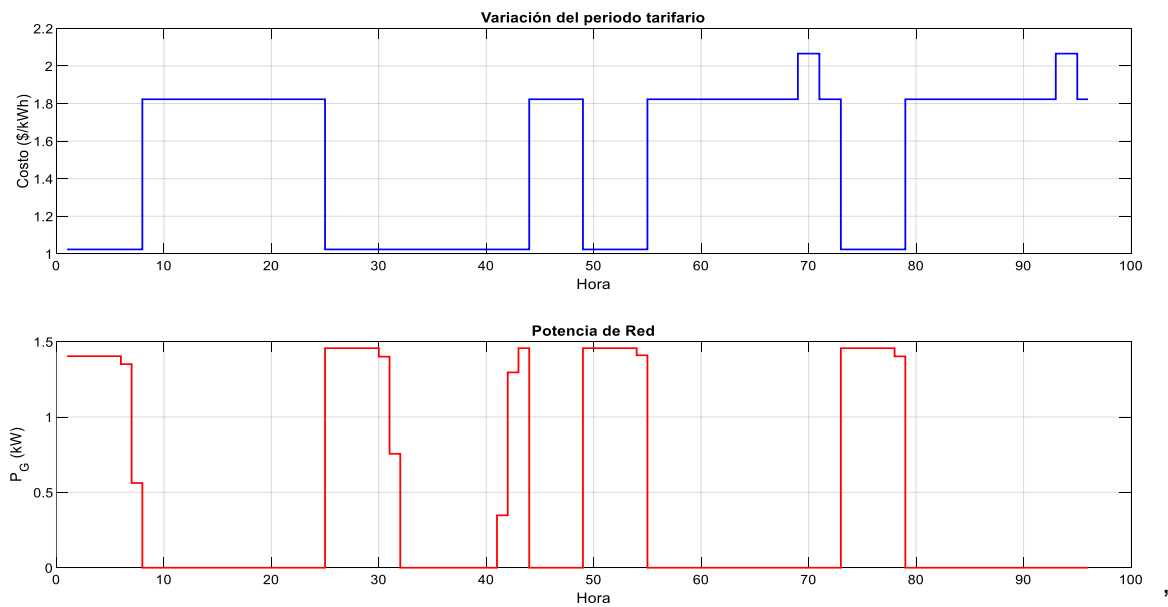


Figura 39. Dinámica operativa del sistema en 4 días EMS (2) - Red

En esta gráfica es más claro notar, cómo el EMS (2) prioriza la compra de energía en periodo tarifario más bajo, toda la compra de energía de la red sucede en los intervalos de tarifa base. Sin embargo, dado que esa es su prioridad, en cierta medida, depende más de la red, eso se nota en las cantidades mayores de energía de red (áreas bajo la curva más amplias); lo cual no sucede en el EMS (1).

Desde el punto de vista económico, ambas estrategias presentaron costos acumulados menores respecto al sistema convencional conectado únicamente a la red eléctrica. Como se mostró en la Tabla 10 del Capítulo 4, el sistema convencional alcanzó un costo anual de facturación de \$2,542,408. No obstante, el EMS (1) presentó el menor costo acumulado total, mientras que el EMS (2) mostró un incremento aproximado de \$136,759.33 MXN respecto al EMS (1).

6.4.1 Análisis económico: Costo Neto Presente (NPC)

Para complementar el análisis económico, se calcularon los indicadores financieros descritos en la sección 2.7.1, utilizando una tasa real de descuento del 2.42 % (calculada a partir de una tasa nominal del 7.00 % y una inflación del 4.47 %), un horizonte de evaluación de 25 años y un factor de recuperación de capital (CRF) de 0.0538.

En la Tabla 24 se presentan los resultados de Costo anual considerando red y mantenimiento al ser costos que se mantienen constantes como el Costo Neto Presente (NPC) para ambas estrategias EMS, considerando la inversión inicial, los costos anuales de operación y mantenimiento, y los reemplazos periódicos de componentes.

Tabla 24. Costo Neto Presente (NPC) por sistema evaluado

Sistema	Costo anual (MXN)	NPC (MXN)
Sistema híbrido EMS (1)	\$217,296.37	\$26,127,441.48
Sistema híbrido EMS (2)	\$354,055.70	\$28,673,081.10

La Figura 40 muestra la comparación de costos acumulados entre ambas estrategias durante el horizonte de evaluación de 25 años. Los incrementos observados corresponden principalmente a costos de mantenimiento y reemplazo de componentes del sistema híbrido, que ocurren en años específicos (baterías cada 7 años e inversores cada 10 años).

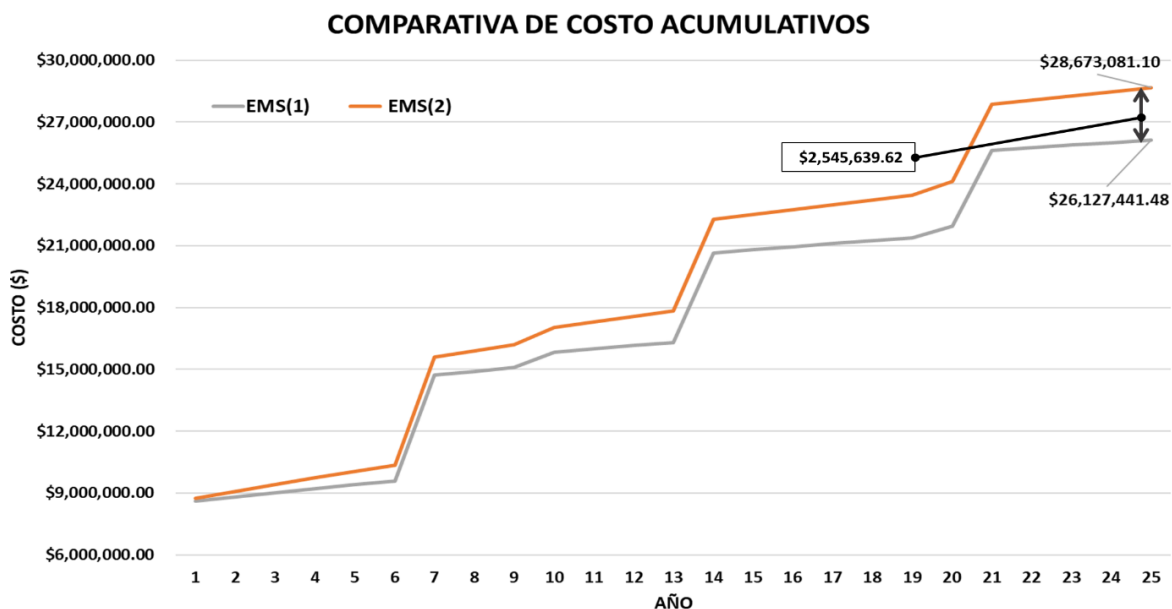


Figura 40. Gráfica comparativa entre EMS (1) y EMS (2)

Como se observa en la figura, el EMS (1) presenta un costo acumulado menor en comparación con el EMS (2) a lo largo de todo el horizonte de evaluación. Esta diferencia se debe a que el EMS (1) prioriza el autoconsumo fotovoltaico y reduce casi por completo la compra de energía de la red, mientras que el EMS (2), al considerar los periodos tarifarios, compra más energía de la red en horarios de tarifa baja para reservar las baterías para los periodos de mayor costo.

En términos numéricos, el EMS (1) alcanza un costo acumulado de \$26,127,441.48 al final de los 25 años, mientras que el EMS (2) alcanza los \$28,673,081.10 MXN, lo que representa una diferencia de \$2,545,639.62 MXN a lo largo del proyecto.

6.5. Comparación económica entre sistema convencional y sistema híbrido

A partir de los resultados obtenidos para las estrategias EMS (1) y EMS (2), se realizó una comparación económica entre el sistema híbrido fotovoltaico y el sistema convencional (sin EMS) durante un horizonte de operación de 25 años. El objetivo de esta comparación es cuantificar el beneficio económico de implementar un sistema de gestión de energía en el sistema de bombeo, en contraste con la operación tradicional alimentada exclusivamente por la red eléctrica.

Como se mostró en la Tabla 10, el sistema convencional presentó un costo anual de facturación de \$2,542,408.04 MXN. Al comparar este valor con los costos anuales de las estrategias EMS (considerando únicamente la compra de energía de la red), se obtiene un ahorro anual significativo:

- EMS (1): Ahorro anual de \$2,427,111.63 MXN (equivalente al 98.8 % de reducción en el costo de facturación anual).
- EMS (2): Ahorro anual de \$2,290,352.30 MXN (equivalente al 92.5 % de reducción en el costo de facturación anual).

Los resultados muestran que el sistema convencional presenta un crecimiento continuo del costo acumulado debido al consumo permanente de energía eléctrica de la red, sin posibilidad de generar sus propios recursos ni de almacenar energía para periodos de alta demanda o alto costo tarifario. Por otro lado, las estrategias EMS implementadas reducen significativamente el costo total de operación mediante la integración de generación fotovoltaica y almacenamiento energético, lo que permite disminuir la compra de energía de la red y, en muchos periodos, generar ingresos por la venta de excedentes.

En la Tabla 25 se presenta el desglose de costos por sistema y el costo acumulado durante 25 años para los tres escenarios evaluados. Debido a la extensión de la información, la tabla completa se incluye en los ANEXOS ANEXO L, ANEXO M y ANEXO N, mientras que en el cuerpo del texto se presenta un resumen con los valores más representativos.

Tabla 25. Desglose de costos por sistema y costo acumulativo de 25 años

AÑO	SISTEMA SOLO RED			SISTEMA HIBRIDO EMS(1)					SISTEMA HIBRIDO EMS(2)						
	RED	Factor de descuento por año	RED	COSTO INICIAL	RED	MANTENIMIENTO	REPLAZO	TOTAL EMS(1)	EMS(1)	COSTO INICIAL	RED	MANTENIMIENTO	REPLAZO	TOTAL EMA(2)	EMS(2)
1	\$2,542,408	0.98	\$ 2,542,408	\$ 8,392,296.46	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$8,609,592.83	\$ 8,609,592.83	\$ 8,392,296.46	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 8,746,352.16	\$ 8,746,352.16
2	\$2,542,408	0.95	\$ 4,966,008	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 8,816,734.80	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 9,083,862.61
3	\$2,542,408	0.93	\$ 7,332,302	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 9,018,978.93	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 9,413,392.67
4	\$2,542,408	0.91	\$ 9,642,645	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 9,216,441.02	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 9,735,131.04
5	\$2,542,408	0.89	\$ 11,898,360	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 9,409,234.16	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 10,049,261.96
6	\$2,542,408	0.87	\$ 14,100,740	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 9,597,468.72	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 10,355,965.29
7	\$2,542,408	0.85	\$ 16,251,044	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ 5,853,772.00	\$6,071,068.37	\$14,732,225.10	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ 5,853,772.00	\$ 6,207,827.70	\$15,606,389.25
8	\$2,542,408	0.83	\$ 18,350,505	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$14,911,663.34	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$15,898,760.14
9	\$2,542,408	0.81	\$ 20,400,325	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$15,086,858.79	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$16,184,217.96
10	\$2,542,408	0.79	\$ 22,401,676	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ 718,202.40	\$ 935,498.77	\$15,823,271.70	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ 718,202.40	\$1,072,258.10	\$17,028,286.10
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
23	\$2,542,408	0.58	\$ 44,494,987	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$25,885,614.33	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$28,279,055.73
24	\$2,542,408	0.56	\$ 45,926,623	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$26,007,974.50	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$28,478,425.45
25	\$2,542,408	0.55	\$47,324,409.42	\$ -	\$115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$26,127,441.48	\$ -	\$252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$28,673,081.10

Es importante señalar que los costos acumulados a 25 años presentados en esta tabla no son valores nominales (es decir, no son simplemente el costo anual multiplicado por 25 años), sino que representan el valor presente neto (NPC) de todos los flujos de efectivo del proyecto.

Esto significa que cada flujo de efectivo futuro (costos de operación, mantenimiento y reemplazos) ha sido descontado a su valor equivalente en el presente, utilizando una tasa real de descuento del 2.42 %. De esta manera, se refleja el principio económico de que el dinero tiene un valor diferente en el tiempo: un peso hoy vale más que un peso dentro de 10 años, debido al costo de oportunidad y la inflación. Por lo tanto, los costos acumulados presentados representan el costo total del proyecto medido en pesos de hoy (valor presente), lo que permite una comparación justa entre escenarios que tienen flujos de efectivo en diferentes momentos del tiempo.

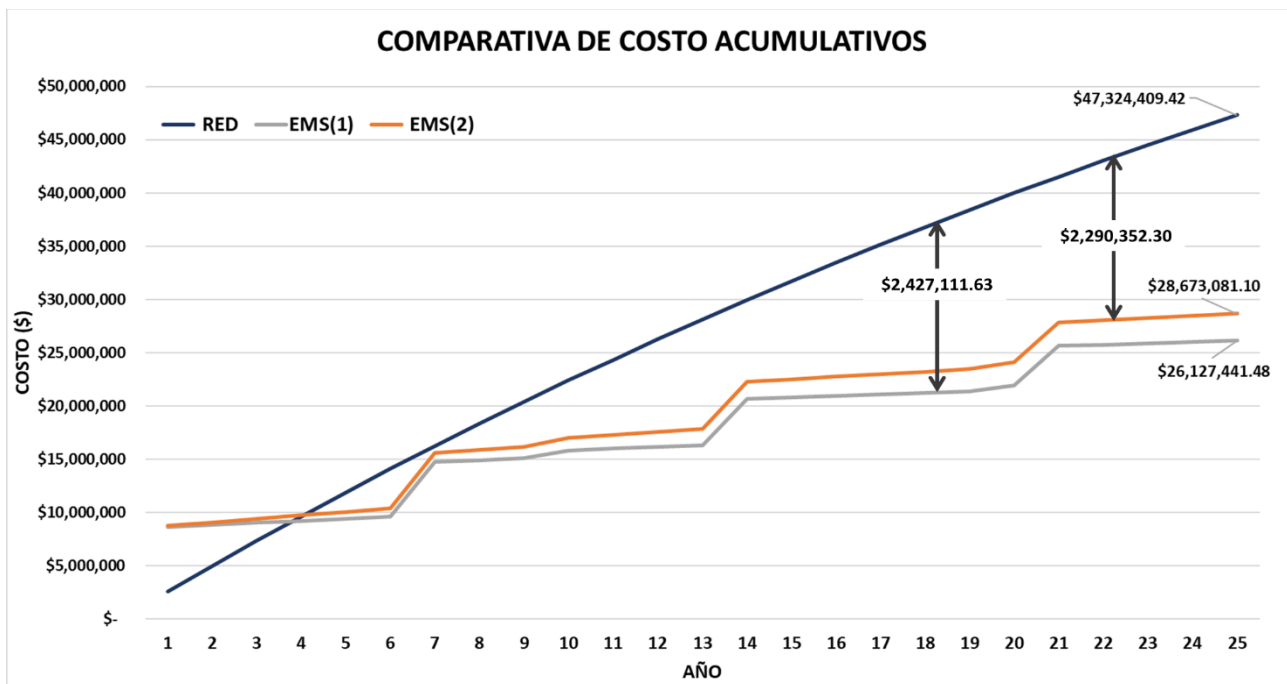


Figura 41. Gráfica comparativa entre EMS (1), EMS (2) y sistema sin EMS

En la Figura 41 se presenta la gráfica comparativa de costos acumulativos entre las estrategias EMS (1), EMS (2) y el sistema sin EMS. Aunque los sistemas híbridos presentan costos iniciales de inversión, mantenimiento y reemplazo de componentes, el ahorro obtenido por la disminución del consumo energético de la red y la venta de excedentes energéticos permite mantener costos acumulados inferiores al sistema convencional durante todo el periodo de evaluación.

En términos generales, la estrategia EMS (1) presentó el mejor desempeño económico global debido a la priorización del aprovechamiento del recurso renovable y la reducción casi total de la compra de energía de la red. Por su parte, la estrategia EMS (2) permitió una operación energéticamente eficiente considerando criterios tarifarios asociados a la estructura GDMTH, aunque con un costo ligeramente superior. No obstante, ambas estrategias demostraron ser económicamente viables y superiores al sistema convencional.

6.6. Interpretación de la recuperación de inversión y ahorros

Para evaluar el tiempo en el que el sistema híbrido logra recuperar la inversión inicial, se calculó el ahorro acumulado neto respecto al sistema convencional durante el horizonte de 25 años. Este indicador representa la diferencia entre el costo acumulado del sistema convencional y el costo

acumulado del sistema híbrido (incluyendo inversión, mantenimiento y reemplazos), descontados a valor presente.

La Figura 42 muestra el comportamiento del ahorro acumulado neto del sistema híbrido (utilizando la estrategia EMS (1), por ser la de mejor desempeño económico) respecto al sistema convencional. En el año 1 se observa un valor negativo de $-\$6,067,184.83$ MXN, correspondiente a la inversión inicial del sistema fotovoltaico y almacenamiento (paneles, inversores, baterías e instalación). Este valor negativo indica que, en el primer año, el sistema híbrido aún no ha recuperado el desembolso inicial.

A partir del tercer año, el ahorro acumulado comienza a reducir la brecha negativa, alcanzando el punto de equilibrio entre los años 3 y 4. Esto significa que el sistema híbrido logra recuperar completamente la inversión inicial en un periodo inferior a 4 años, a partir del cual comienza a generar beneficios netos positivos.

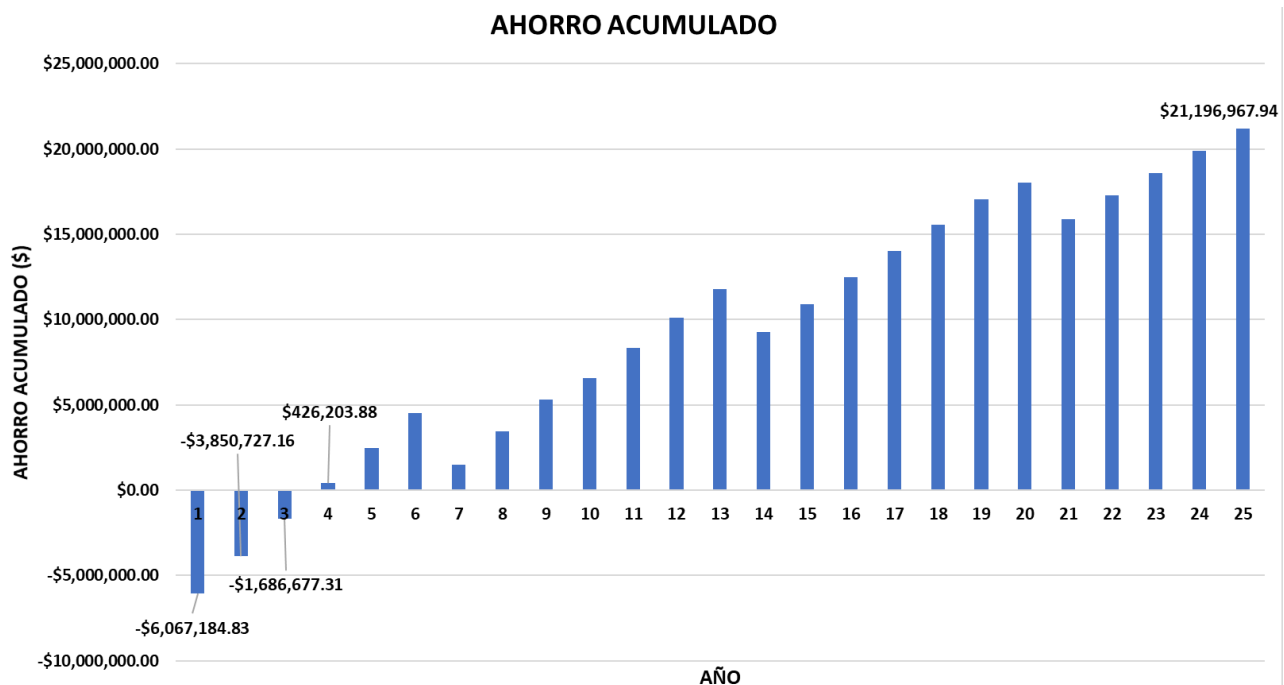


Figura 42. Gráfica de ahorro acumulado por 25 años

Una vez superado el punto de recuperación de la inversión, los ahorros acumulados presentan un crecimiento sostenido durante el resto del horizonte de evaluación. A partir del año 4, el ahorro neto del sistema híbrido supera el 50 % del costo que habría representado el sistema convencional conectado exclusivamente a la red eléctrica, lo que demuestra la viabilidad económica de la estrategia EMS (1) frente a un escenario sin generación renovable ni almacenamiento.

En términos generales, el sistema híbrido no solo recupera la inversión inicial en un periodo inferior a 4 años, sino que además genera ahorros significativos durante los 21 años restantes de operación. Al final del horizonte de evaluación (año 25), el ahorro acumulado neto alcanza los $\$21,196,967.94$ MXN en valor presente, lo que equivale a un ahorro del 44.79 % respecto al sistema convencional.

6.7. Discusión de resultados

En esta sección se analizan e interpretan los resultados obtenidos, relacionándolos con los objetivos del estudio, con la literatura existente y con otros enfoques reportados. Se discuten las implicaciones energéticas y limitaciones de las estrategias EMS implementadas.

Desempeño energético y económico de las estrategias EMS

Los resultados mostraron que la estrategia EMS (1) presentó el mejor desempeño económico, con un costo anual de compra de energía de \$115,296.37 MXN y un NPC de \$26,127,441.48 MXN, mientras que el EMS (2) alcanzó un costo anual de \$252,055.70 MXN y un NPC de \$28,673,081.10 MXN. Esto representa que el EMS (2) es 118.6 % más costoso en términos de compra de energía anual y 9.7 % más costoso en NPC en comparación con el EMS (1).

Esta diferencia se debe a que el EMS (1) prioriza exclusivamente el autoconsumo fotovoltaico y el uso de baterías, sin considerar el costo de la energía, lo que resulta en una operación orientada a maximizar el aprovechamiento del recurso renovable y reducir casi por completo la compra de energía de la red (70,772.78 kWh anuales).

Por su parte, el EMS (2), si bien incorpora criterios tarifarios para reducir el costo de operación, su lógica de decisión implica que durante los periodos tarifarios de costo bajo (Base), el sistema utiliza la red eléctrica como respaldo para cubrir la totalidad del déficit energético, incluso cuando el banco de baterías tiene carga disponible. Esto se debe a que la estrategia prioriza reservar la energía almacenada para los periodos de mayor costo (Punta), donde la energía de la red resulta más cara. Sin embargo, esta decisión tiene como consecuencia un mayor consumo de energía de la red en términos absolutos (243,957.39 kWh en EMS (2) vs 70,772.78 kWh en EMS (1)), lo que explica por qué el EMS (2) presenta un costo anual superior al EMS (1) en el presente caso de estudio. En periodos Punta, por el contrario, el sistema evita el uso de la red y prioriza la descarga de baterías, reduciendo el consumo en los momentos de mayor costo tarifario.

Esta diferencia en la lógica de operación refleja que la estrategia EMS (2) pone un mayor atención en los periodos tarifarios para tomar decisiones de operación, priorizando la compra de energía en horarios de bajo costo y reservando las baterías para los periodos de mayor costo. Sin embargo, en el contexto tarifario GDMTH analizado, el ahorro obtenido por comprar energía en horario Base no logra compensar el mayor consumo de energía de la red que implica esta estrategia, lo que resulta en un costo anual superior al del EMS (1).

Implicaciones prácticas de los resultados

Desde el punto de vista práctico, la estrategia EMS (1) ofrece una solución simple, basada en reglas, que es fácil de implementar en controladores industriales y que proporciona los mejores resultados económicos en el contexto tarifario analizado. Esto sugiere que, en sistemas con tarifas eléctricas estables como la GDMTH, la priorización del autoconsumo renovable y el almacenamiento es la opción más recomendable.

El tiempo de recuperación de la inversión de aproximadamente 3 a 4 años obtenido en este estudio indica que el sistema híbrido es económicamente viable, ya que logra recuperar la inversión inicial en un periodo relativamente corto y genera ahorros significativos durante los 21 años restantes de operación. Este resultado refuerza la viabilidad de implementar sistemas híbridos en aplicaciones de bombeo urbano de alta demanda energética.

Limitaciones y supuestos del estudio

Es importante reconocer las limitaciones del presente estudio para contextualizar adecuadamente los resultados obtenidos:

- Los datos de demanda se basan en facturación mensual, lo que implica que la distribución horaria de la demanda dentro de cada periodo tarifario (Base, Intermedio, Punta) fue estimada a partir de promedios y no de mediciones directas. Esto puede introducir incertidumbre en el perfil de carga horario, especialmente en los cambios entre periodos tarifarios.

- En relación con el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, el diseño se realizó exclusivamente con base en los requerimientos energéticos del sistema de bombeo y en la generación estimada para un día representativo, sin considerar las restricciones de espacio físico del terreno donde se pretende instalar el sistema. En un escenario real, la disponibilidad de área suficiente para albergar el arreglo de 800 paneles podría representar una limitación práctica, especialmente en zonas urbanas donde el espacio disponible es reducido. Un análisis más detallado debería incluir la evaluación de la superficie requerida y su compatibilidad con las condiciones del sitio, así como la posible necesidad de utilizar estructuras elevadas o sistemas de seguimiento solar para optimizar el uso del espacio.
- El análisis económico no consideró los costos asociados a la preparación del terreno, como limpieza, desmonte, nivelación o remoción de obstáculos, ni los costos de adecuación del sitio para la instalación de los paneles, inversores y sistemas de almacenamiento. Estos costos pueden ser significativos en terrenos no preparados y deberían ser incluidos en una evaluación más exhaustiva de la viabilidad del proyecto. Su omisión en el presente estudio implica que los costos de inversión estimados podrían ser inferiores a los reales, lo que afectaría el tiempo de recuperación de la inversión y el NPC calculado.

A pesar de estas limitaciones, los resultados son consistentes y demuestran la viabilidad técnica y económica de la integración de sistemas fotovoltaicos con almacenamiento en aplicaciones de bombeo urbano, particularmente bajo estrategias que priorizan el autoconsumo renovable.

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

7.1. Principales resultados

En el presente trabajo se desarrolló y evaluó un Sistema de Administración de Energía (EMS) aplicado a un sistema híbrido conformado por red eléctrica, generación fotovoltaica y almacenamiento en baterías, destinado a alimentar un sistema de bombeo urbano de agua. El estudio se realizó tomando como caso de estudio el Pozo Chamilpa No.1, perteneciente al SAPAC, utilizando datos reales de consumo eléctrico, condiciones tarifarias GDMTH y variables meteorológicas de la ciudad de Cuernavaca, Morelos.

Dada las especificaciones de la carga como potencia instalada de 150 HP equivalentes a 124.07 kW y una operación continua durante las 24 horas del día; como parte de los resultados obtenidos, se logró el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, obteniendo una capacidad aproximada de 440 kWp mediante un arreglo compuesto por 800 paneles fotovoltaicos.

Asimismo, los resultados del dimensionamiento mostraron que la selección de los inversores debe considerar tanto las condiciones nominales de operación como las demandas asociadas al arranque del motor. Debido a que la carga corresponde a un motor trifásico de alta potencia, las demandas de corriente adquieren especial relevancia durante el arranque. La consideración de estas condiciones, junto con un factor de seguridad del 15 %, permitió definir una capacidad de conversión acorde con los requerimientos operativos del sistema híbrido.

En relación con el sistema de almacenamiento, los resultados obtenidos mostraron que la capacidad seleccionada permite cubrir los periodos de déficit energético identificados en el sistema, manteniendo la operación dentro del rango de estado de carga considerada para el sistema de almacenamiento (100 % - 20 %). Asimismo, el dimensionamiento final fue ajustado de acuerdo con las especificaciones de integración del inversor híbrido, garantizando la compatibilidad técnica y operativa del sistema propuesto.

Por otra parte, se desarrollaron dos estrategias EMS basadas en reglas: una orientada a priorizar el uso de energía renovable (EMS 1) y otra enfocada en la gestión bajo la tarifa GDMTH (EMS 2). Ambas estrategias permitieron administrar el flujo energético entre las distintas fuentes disponibles, priorizando el uso de energía fotovoltaica y almacenamiento para reducir la dependencia de la red eléctrica y disminuir los costos operativos del sistema, en comparación con un sistema de bombeo que depende completamente de la red eléctrica. La estrategia EMS (1) resultó ser la mejor opción desde el punto de vista económico, con un costo anual de compra de energía de \$115,296.37 MXN y un NPC de \$26,127,441.48 MXN, superando al EMS (2) en un 118.6 % en costo anual de energía y un 9.7 % en NPC.

Desde el punto de vista tecnoeconómico, los resultados obtenidos demostraron que la implementación de un sistema híbrido con EMS puede representar una alternativa viable para sistemas de bombeo urbano de alta demanda energética. La incorporación del EMS permitió reducir el consumo de energía durante los horarios tarifarios más costosos, mejorar el aprovechamiento de la generación fotovoltaica y aumentar la adaptabilidad operativa ante posibles interrupciones de la red eléctrica. Además, la comparación con el sistema convencional alimentado únicamente desde la red permitió identificar beneficios económicos asociados a la reducción del costo de facturación eléctrica y al uso estratégico de la energía almacenada y generada localmente, con un tiempo de recuperación de la inversión de aproximadamente 3 a 4 años.

7.2. Aportación

La principal aportación de este trabajo consiste en el desarrollo de una metodología de análisis y administración energética aplicada a sistemas híbridos de bombeo urbano bajo condiciones reales de operación y tarifas eléctricas GDMTH. A diferencia de otros enfoques reportados en el estado del arte, donde la red eléctrica suele considerarse únicamente como respaldo, en esta investigación la red fue integrada como un recurso gestionable dentro de la estrategia EMS, permitiendo incorporar criterios tarifarios y esquemas de intercambio energético.

Otra aportación fue la integración conjunta de aspectos técnicos y económicos dentro del proceso de evaluación del sistema. El trabajo no solo contempló el dimensionamiento del sistema fotovoltaico, almacenamiento e inversores, sino también el análisis detallado de la facturación eléctrica, cargos tarifarios y comportamiento operativo del sistema de bombeo. Esto permitió obtener una visión más completa sobre el desempeño energético y financiero del sistema híbrido.

Asimismo, el uso de datos reales de consumo eléctrico y condiciones tarifarias proporcionó un caso de estudio representativo y aplicable a sistemas de abastecimiento urbano de agua con características similares. La metodología desarrollada puede servir como referencia para futuras investigaciones relacionadas con sistemas híbridos de bombeo, estrategias EMS y optimización energética en aplicaciones hidráulicas.

7.3. Actividades futuras

Finalmente, este trabajo abre la posibilidad de desarrollar futuras líneas de investigación relacionadas con:

- Estrategias EMS más avanzadas, como control predictivo o basado en algoritmos de optimización.
- Incorporación de predicción de demanda energética y generación fotovoltaica para mejorar la toma de decisiones.
- Análisis de degradación de baterías y su impacto en el desempeño económico a largo plazo.
- Evaluación de la viabilidad del sistema considerando restricciones de espacio físico y costos de preparación del terreno.

REFERENCIAS

- [1] E. J. Mejía V., "Design of an autonomous photovoltaic system for the supply of electrical energy to the Mechanical Engineering laboratory of the Politecnica Amazonica University " *Pakamuros*, 2019. <https://doi.org/10.37787/9psac759>
- [2] Williams Sergio Almanza Quispe, Fernanda Isabel Zapata Bobadilla, José Antonio Aguilar Cuchillo, and Leonardo Wilber Aycachi Huaricallo, "Evaluación de un Sistema Solar Fotovoltaico (SFV) para suministrar energía eléctrica en los exteriores de la Biblioteca Central de la Universidad Privada de Tacna," *TECNIA*, vol. 35, pp. 3-12, 07/16 2025.10.21754/tecnia.v35i1.2262
- [3] Ali M. Jasim, Basil H. Jasim, and Vladimír Bureš, "A novel grid-connected microgrid energy management system with optimal sizing using hybrid grey wolf and cuckoo search optimization algorithm," *Frontiers in Energy Research*, vol. Volume 10 - 2022, 2022-September-20 2022.10.3389/fenrg.2022.960141
- [4] Pacific Power Association (PPA) and Sustainable Energy Industry Association of the Pacific Islands (SEIAPI). (2020). *Grid Connected PV Systems with Battery Energy Storage Systems Design Guidelines. V1*. Available: <https://www.ppa.org.fj/wp-content/uploads/2020/10/Grid-Connected-PV-Systems-with-Battery-Energy-Storage-Systems-Design-Guideline-V1-July-2020.pdf>
- [5] Mohamed Ebeed, in *Uncertainties in Modern Power Systems*, A. F. Z. a. S. H. e. A. Aleem, Ed., ed, 2021, pp. 1-34.
- [6] Comisión Federal de Electricidad (CFE). (2024, 27 de noviembre). *Tarifas Gran Demanda a Media Tensión Horaria* Available: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>
- [7] Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), "Recibo de tarifa eléctrica: Gran Demanda en Media Tensión (GDMTH)," 2022.
- [8] Comisión Federal de Electricidad (CFE). (2026, 12 de marzo). *Factor de potencia*. Available: <https://www.cfe.gob.mx/industria/tarifas/Pages/disposiciones-complementariasant.aspx>
- [9] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). (2024, 17 de febrero). *Reportes originales de Precios de Energía y Servicios Conexos*. Available: Precios de Energía y Servicios Conexos MDA
- [10] Comisión Federal de Electricidad (CFE). (2024, 14 de diciembre). *Acuerdos para Negocio – Tarifas CRE*. Available: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCRENegocio/Acuerdos/AcuerdosNegocio.aspx>
- [11] N. Escobosa Pineda L. Flores Díaz, L. Espinosa Flores, "MANUAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE GESTIÓN DE LA ENERGÍA", ed: Conuee/GIZ, 2016.
- [12] Karim Amrouche, Radia Abdelli, and Naser-Eddine Benhacine, "Study and sizing of a multi-source pumping system," *Journal of Renewable Energies*, 05/09 2024.10.54966/jreen.v1i1.1179
- [13] H. Rezk, M. Al-Dhaifallah, Y. B. Hassan, and H. A. Ziedan, "Optimization and Energy Management of Hybrid Photovoltaic-Diesel-Battery System to Pump and Desalinate Water at Isolated Regions," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 102512-102529, 2020.10.1109/ACCESS.2020.2998720
- [14] Ali S. Aziz, Mohammad F. Tajuddin, Mohd R. Adzman, Makbul A. M. Ramli, and Saad Mekhilef. (2019, Energy Management and Optimization of a PV/Diesel/Battery Hybrid Energy System Using a Combined Dispatch Strategy. *Sustainability* 11(3).
- [15] Molu Reagan Jean Jacques, Moungnutou Inoussah, Paul Ella Nkouna, and Serge Dzonde Naoussi, "Technical, economic, and environmental evaluation of a grid-connected hybrid

- PV/biogas generator/battery microgrid system," *Energy Strategy Reviews*, vol. 61, 08/06 2025.10.1016/j.esr.2025.101819
- [16] Souhir Sallem, Maher Chaabene, and M. B. A. Kamoun, "Optimum energy management of a photovoltaic water pumping system," *Energy Conversion and Management*, vol. 50, pp. 2728-2731, 2009/11/01/ 2009.<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2009.06.036>
- [17] Abia Khiareddine, Chokri Ben Salah, and Mohamed Faouzi Mimouni, "Power management of a photovoltaic/battery pumping system in agricultural experiment station," *Solar Energy*, vol. 112, pp. 319-338, 2015/02/01/ 2015.<https://doi.org/10.1016/j.solener.2014.11.020>
- [18] A. Khiareddine, C. Ben Salah, and M. F. Mimouni, "Strategy of energy control in PVP/battery water pumping system," in *2014 First International Conference on Green Energy ICGE 2014*, 2014, pp. 49-54.
- [19] M. Cacciato, L. Finocchiaro, G. Nobile, G. Scarcella, and G. Scelba, "Assessment of energy management strategies for battery assisted solar pumping systems," in *2016 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM)*, 2016, pp. 575-581.
- [20] I. Ouachani, A. Rabhi, I. Yahyaoui, B. Tidhaf, and T. Fernando Tadeo, "Renewable Energy Management Algorithm for a Water Pumping System," *Energy Procedia*, vol. 111, pp. 1030-1039, 2017/03/01/ 2017.<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.266>
- [21] F. Zaouche, Z. Mokrani, and D. Rekioua, "Control and energy management of photovoltaic pumping system with battery storage," in *2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, 2016, pp. 917-922.
- [22] T. Poompavai and M. Kowsalya, "Control and energy management strategies applied for solar photovoltaic and wind energy fed water pumping system: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 107, pp. 108-122, 2019/06/01/ 2019.<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.023>
- [23] Mohammed Benzaouia, Bekkay Hajji, Abdelhamid Rabhi, Adel Mellit, Anas Benslimane, and Anne Migan Dubois, "Energy Management Strategy for an Optimum Control of a Standalone Photovoltaic-Batteries Water Pumping System for Agriculture Applications," in *Proceedings of the 2nd International Conference on Electronic Engineering and Renewable Energy Systems*, Singapore, 2021, pp. 855-868.
- [24] Ihor Shchur, Marek Lis, and Yurii Biletskyi. (2021, Passivity-Based Control of Water Pumping System Using BLDC Motor Drive Fed by Solar PV Array with Battery Storage System. *Energies* 14(23).
- [25] M. A. Mossa, O. Gam, N. Bianchi, and N. V. Quynh, "Enhanced Control and Power Management for a Renewable Energy-Based Water Pumping System," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 36028-36056, 2022.10.1109/ACCESS.2022.3163530
- [26] Zeineb Ben Safia, Moez Allouche, and Mohamed Chaabane, "Renewable energy management of an hybrid water pumping system (photovoltaic/wind/battery) based on Takagi–Sugeno fuzzy model," *Optimal Control Applications and Methods*, vol. 44, pp. 373-390, 2023/03/01 2023.<https://doi.org/10.1002/oca.2884>
- [27] Mercy W. Mahinda, Evan M. Wanjiru, and Jackson G. Njiri, "Optimal control of a grid-connected photovoltaic agricultural water pumping system," *Journal of Engineering and Applied Science*, vol. 70, p. 85, 2023/07/22 2023.10.1186/s44147-023-00256-y
- [28] Kanthapitchai Paul Joshua, Lenin Vadugapalayam Rangasamy, Chinthalacheruvu Venkata Krishna Reddy, and Rajangam Veeruchinnan, "Energy management of solar photovoltaic fed water pumping system based BLDC motor drive using NBO–SDRN approach," *Electrical Engineering*, vol. 106, pp. 3045-3059, 2024/06/01 2024.10.1007/s00202-023-02102-z
- [29] Ranganai Moyo, "Fuzzy logic-based energy management controller for a hybrid solar water pumping system," *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 15, pp. 1-11, 06/01 2024.10.5281/zenodo.13752274

- [30] Ibrahima Gueye, Abdoulaye Kébé, Oumar Dia, and Abdoulahi Sakho, "Intelligent Management of the Pumping System for Irrigation of MBAWAANDE Lands in Podor within the NANN-K Project," *The Eurasia Proceedings of Science Technology Engineering and Mathematics*, vol. 29, pp. 219-225, 12/15 2024.10.55549/epstem.1566176
- [31] Zuping Xu and Xing Chen. (2024, Optimization of the Coupling between Water and Energy Consumption in a Smart Integrated Photovoltaic Pumping Station System. *Water* 16(11).
- [32] Varjana Kumar, Ramnarayan Patel, Lalit Sahu, and Yugal Kishor, "Solar photovoltaic-integrated energy storage system with a power electronic interface for operating a brushless DC drive-coupled agricultural load," *Energy Harvesting and Systems*, vol. 11, 04/27 2024.10.1515/EHS-2023-0127
- [33] Rumbayan Meita, Pundoko Imanuel, U. Sompie Sherwin R. , and S. Ruindungan Dirko G. , "Integration of smart water management and photovoltaic pumping system to supply domestic water for rural communities," *Results in Engineering*, vol. 25, p. 103966, 2025.<https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.103966>
- [34] Vincent Anayochukwu Ani, Mustapha Abdullahi, and Izuchukwu Francis Okafor, "Solar-powered water solutions for sustainable irrigation in rural communities," *Frontiers in Sustainable Food Systems*, vol. Volume 10 - 2026, 2026-April-16 2026.10.3389/fsufs.2026.1804406
- [35] Comisión Federal de Electricidad (CFE). (2026, 5 de mayo). *Contratación de interconexión para hogar*. Available: https://www.cfe.gob.mx/hogar/nuevocontrato/pages/contratacion_interconexion_hogar.aspx
- [36] National Aeronautics and Space Administration (NASA) Langley Research Center. (2026, 20 de julio). *NASA POWER Data Access Viewer (DAV)*. Available: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>
- [37] Jinko Solar. "Datasheet Jinko Solar Tiger Neo 3.0 510W 51 QL6-BDV".
- [38] Solis. "Datasheet S6-EH3P(75-125)K10-NV-YD-H". Available: Nov. 11, 2025.[Online] [https://www.solisinverters.com/global/energy_storage_inverters38/S6-EH3P\(75-125\)K10-NV-YD-H_gl.html](https://www.solisinverters.com/global/energy_storage_inverters38/S6-EH3P(75-125)K10-NV-YD-H_gl.html)
- [39] Felicity solar. (2025, "USER GUIDE LiFePO4 Battery System for Households". 4. Available: Dic. 9,2025. [Online] https://latam.felicitysolar.com/wp-content/uploads/2025/05/358-010416-00_compressed.pdf
- [40] HOMER Energy. ([n.d.], 6 de enero). *HOMER Pro 3.16*. Available: <https://homerenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html>
- [41] Banco de México. (2026, Febrero 12). *Inicio Banco de México*. Available: <https://www.banxico.org.mx/>

ANEXOS

ANEXO A. Nomenclatura

Abreviación

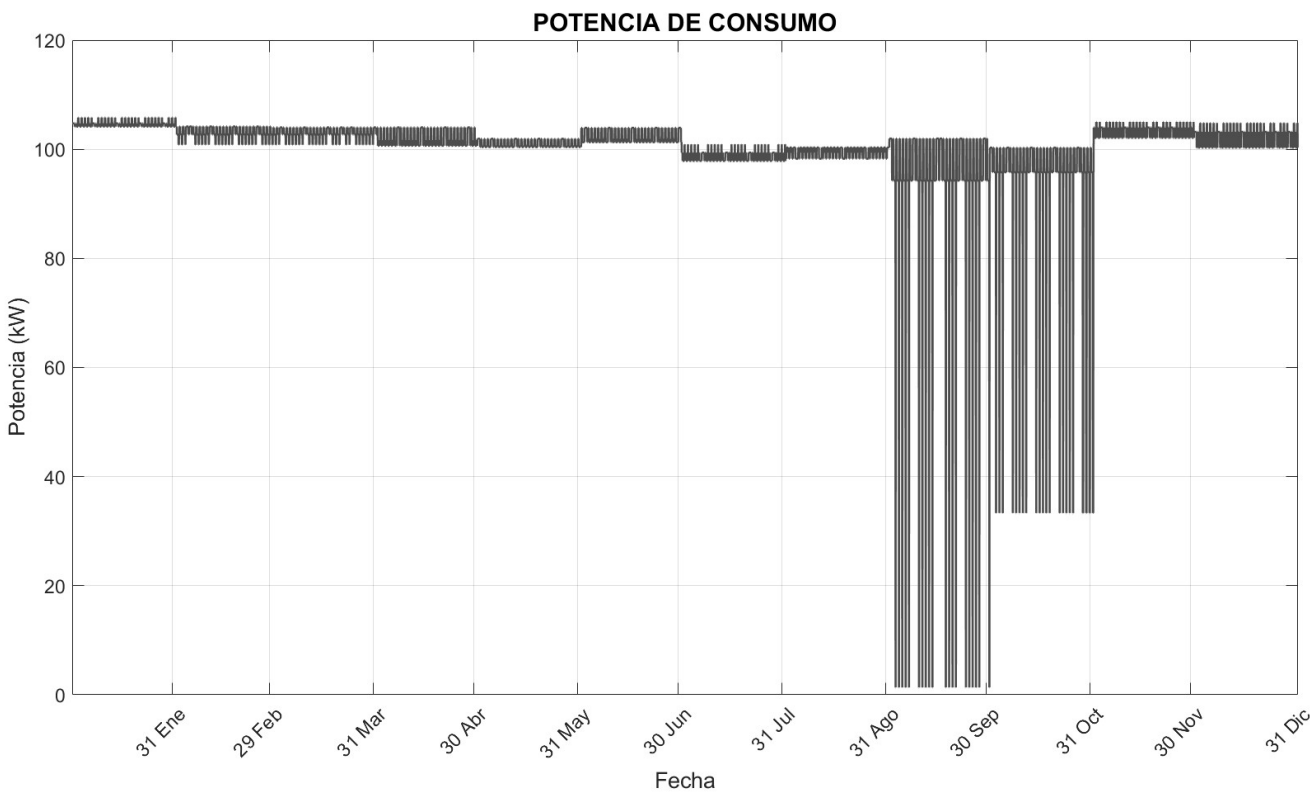
C_{BT}	Cargo 2% de baja tensión
C_{cap}	Costo por capacidad
C_{dem}	Cargo por demanda
C_{dist}	Costo por distribución
C_e	Cargo por energía
C_{FP}	Cargo por factor de potencia
C_{fs}	Cargo fijo de suministro
C_n	Capacidad nominal de la batería
C_{req}	Capacidad requerida
$Cargo_{cap}$	Cargo unitario de capacidad [\$/kW-mes]
$Cargo_{dist}$	Cargo unitario de distribución [\$/kW-mes]
CT_h	Costo de la tarifa en la hora h
C_t	Costo total de un año específico
C_{total}	Costo total de facturación
$CRF(i, N)$	Factor de recuperación de capital
C_{anual}	Costo anual total
DoD	Profundidad de descarga (Depth of Discharge)
D_{cap}	Demanda de la capacidad facturable
D_{dist}	Demanda de distribución facturable
$Dmax_{mensual}$	Demanda máxima mensual
$Dmax_{punta}$	Demanda máxima punta del mes
d	Días del mes
D_v	Descuento por venta de energía
E_{bat}	Energía almacenada en la batería
$E_{déf}$	Energía déficit del sistema
$E_{día}$	Energía consumida diaria promedio anual
E_{exc}	Energía excedente del sistema
$EC_{d,h}$	Energía consumida en el día d , hora h
E_B, E_I, E_P	Energía consumida por periodo tarifario
$Ev_{d,h}$	Energía vendida en el día d , hora h

Abreviación

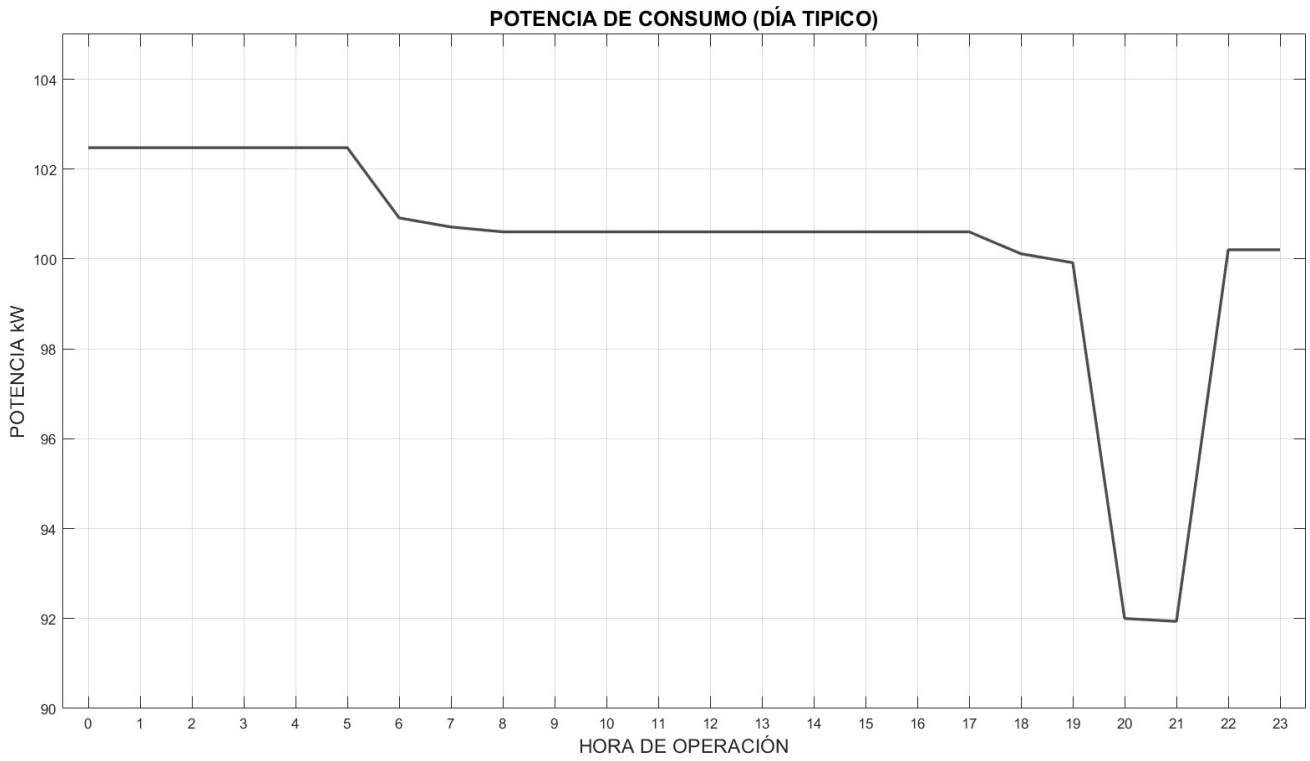
I_{sc}	Corriente en cortocircuito
I_{string}	Corriente máxima del string
I_{neto}	Importe neto
IVA	Impuesto al valor agregado
K_i	Coefficiente de temperatura de la corriente
K_v	Coefficiente de temperatura del voltaje
N_d	Número total de días del periodo analizado
N_{bat}	Número de baterías
$N_{bat'}$	Número de baterías configuración final
$N_{bat,inv}$	Número de baterías por inversor permitidas
$N_{bat,string}$	Número de baterías por string
N_{inv}	Número de inversores
N_p	Número de strings o paneles en paralelo
N_{pv}	Número de paneles
$N_{pv'}$	Número de paneles configuración final
N_s	Número de paneles en serie
$P_{consumo,h}$	Potencia consumida promedio horaria anual
P	Potencia activa
$P_{DC\ Total}$	Potencia DC total real del arreglo fotovoltaico
$P_{gen,h}$	Potencia de generación del sistema fotovoltaico
$P_{h,m}$	Potencia consumida promedio horaria mensual
P_L	Potencia de carga
$P_{máx}, P_{panel}$	Potencia máxima del panel
P_{pv}	Potencia fotovoltaica
$PML_{d,h}$	Precio marginal Local correspondiente al día d y hora h
P_{solar}	Potencia solar requerida
$P_{d,h}$	Potencia demandada por la carga de la hora h del día d
P_{real}	Potencia real de consumo
$P_{hora}(h, día)$	Potencia asignada a la hora h de un día
$P_{prom,h}$	Potencia promedio para la hora h (día típico)

E_{CFE}	Energía consumida registrada en la factura eléctrica	$P_B(m), P_I(m)$	Potencias de consumo para el mes m en cada periodo tarifario
f	Tasa de inflación	$P_P(m)$	
FD_t	Factor de descuento por año	$Q_{mensual}$	Demanda mensual
FP_{aj}	Factor de ajuste por factor de potencia	S	Potencia aparente
FP_{bon}	Factor de potencia por bonificación	$S_{arranque}$	Potencia aparente de arranque de la bomba
FP_{rec}	Factor de potencia por recargo	$S_{inversor}$	Potencia aparente nominal continua
$F.C.$	Factor de carga [0.57 → GDMTH]	S_{pico}	Potencia aparente de pico
FF	Factor de llenado (relación entre potencia máxima)	SOC	Estado de carga (State of Charge)
FP	Factor de potencia	STC	Condiciones Estándar de Prueba
FS	Factor de seguridad	t	Año específico
FCA	Factor de corriente de arranque	$T_{h,m}$	Temperatura promedio horario mensual (°C)
$G_{h,m}$	Irradiación promedio horario mensual (Wh/m²)	$T_{prom,h}$	Temperatura promedio de cada hora de un día típico
$G_{prom,h}$	Irradiación promedio para cada hora de un día típico	T_h	Tarifa en la hora h
$GDMTH$	Gran demanda en media tensión horaria	$V_{B-rango}$	Rango de voltaje en baterías en el inversor
$H_{periodo}$	Número de horas contabilizadas	V_{bat}	Voltaje de batería
H_B, H_I, H_P	Número de horas por periodo tarifario	V_{bomba}	Voltaje rms de la bomba
i'	Tasa de descuento nominal	$V_{DC\ Máx}$	Voltaje máximo del inversor (1000 V)
i'	Tasa de descuento nominal	V_{mp}	Voltaje máximo (del panel)
$I_{arranque}$	Corriente de arranque de la bomba	$V_{máx_{bat}}$	Voltaje máximo de batería
I_{bomba}	Corriente rms de la bomba	$V_{mp,real}$	Voltaje de operación del sistema fotovoltaico bajo condiciones reales
$I_{DC\ Total}$	Corriente DC total real del arreglo fotovoltaico	V_{oc}	Voltaje en circuito abierto
$I_{inversor}$	Corriente de salida nominal	$V_{trabajo}$	Voltaje de trabajo por string
I_{mp}	Corriente máxima (del panel)	VP_t	Valor presente por Año
$I_{mp,real}$	Corriente de operación del sistema fotovoltaico bajo condiciones reales	ΔP_h	Diferencia de potencia por hora (entre $P_{PV,h}$ y $P_{prom,h}$)

ANEXO B. Potencia de consumo anual del sistema de bombeo



ANEXO C. Potencia de consumo promedio de un día típico



ANEXO D. Comparación de paneles solares seleccionados (densidad/costo)

MODELO	POTENCIA (W)	ÁREA (m ²)	DENSIDAD (W/m ²)	COSTO USD	COSTO MXN
Trina 510W TSM-NEG18R.28	510	2.224	229.340	74.54	\$ 1,366.348
Jinko 510W TIGER-NEO-54HL4M-BDV-25Y	510	2.224	229.340	74.54	\$ 1,366.348
Jinko 510W 51QL6-BDV 25Y	510	2.161	235.958	74.54	\$ 1,366.348
Jinko 515W TIGER-NEO-54HL4M-BDV-25Y	515	2.224	231.588	75.27	\$ 1,379.743

ANEXO E. Análisis de eficiencia económica por unidad de densidad

MODELO	DENSIDAD (W/m ²)	COSTO MXN	DENSIDAD/COSTO (W/m ² · MXN)
Jinko 510W 51QL6-BDV 25Y	235.958	\$1,366.35	\$5.79
Jinko 515W TIGER-NEO-54HL4M-BDV-25Y	231.588	\$1,379.74	\$5.96
Trina 510W TSM-NEG18R.28	229.340	\$1,366.35	\$5.96
Jinko 510W TIGER-NEO-54HL4M-BDV-25Y	229.340	\$1,366.35	\$5.96

ANEXO F. Configuración de parámetros en NASA POWER DAV

Single Point

Data Resolution *
Select a resolution to conduct analysis and visualize data.
Standard Resolution

User Community *
Use the dropdown to select a community.
Renewable Energy

Temporal Level *
Use the dropdown to select a temporal level.
Hourly

Location *
Please enter a location or click on the map.
Latitude: 18.98
Longitude: -99.24

Time Extent
Please enter a time extent. The time span selection includes all hours.
Time Extent: 1/1/2024 to 12/31/2024

Parameters *
Select the parameters to be included in the data request.
All Sky Surface Shortwave Downward Irradiance
Temperature at 2 meters

PARAMETERS:

- All sky Surface shortwave downward irradiance
- Temperature at 2 meters

DATA RESOLUTION:
Standard Resolution

USER COMMUNITY:
Renewable Energy

TEMPORAL LEVEL:
Hourly

LOCATION:
Latitude - Longitude

TIME EXTENT:
Date Range

Esri Community Maps Contributors | CONANP | Esri | TomTom | Garmin | GeoTechnologies, Inc | METI/NASA | USGS | EPA | US Census Bureau | USDA
Powered by Esri

ANEXO G. Especificaciones técnicas del panel Jinko Solar 510W 51 QL6-BDV

Specifications (STC)

Maximum Power - Pmax [Wp]	495	500	505	510	515	520
Maximum Power Voltage - Vmp [V]	32.72	32.90	33.08	33.25	33.42	33.60
Maximum Power Current - Imp [A]	15.13	15.20	15.27	15.34	15.41	15.48
Open-circuit Voltage - Voc [V]	37.78	38.04	38.30	38.56	38.82	39.08
Short-circuit Current - Isc [A]	15.91	15.96	16.01	16.06	16.11	16.16
Module Efficiency STC [%]	22.90	23.13	23.36	23.60	23.83	24.06
Bifacial Factor	85 ± 5%					
Power Tolerance	0 ~ + 3 %					
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26 %/°C					
Temperature Coefficient of Voc	-0.24 %/°C					
Temperature Coefficient of Isc	0.046 %/°C					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, AM=1.5

ANEXO H. Especificaciones del inversor de la serie S6-EH3P(75-125)K10-NV-YD-H.

Models	75K	80K	100K	125K
Input DC (PV side)				
Recommended max. PV array size	150 kW	160 kW	200 kW	250 kW
Max. usable PV input power	150 kW	160 kW	200 kW	250 kW
Max. input voltage	1000 V			
Rated voltage	600 V			
Start-up voltage	180 V			
MPPT voltage range	150 - 950 V			
Max. input current	10 × 42 A			
Max. short circuit current	10 × 60 A			
MPPT number / Max. input strings number	10 / 20			
Battery				
Battery type	Li-ion			
Battery voltage range	300 - 950 V			
Max. charge / discharge current	200 A / 100 A + 100 A			
Number of battery ports	2			
Max. charge / discharge current of each port	100 A			
Communication	CAN / RS485			
Output AC (Grid side)				
Rated output power	75 kW	80 kW	100 kW	125 kW
Max. apparent output power	75 kVA	80 kVA	100 kVA	125 kVA
Rated grid voltage	3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V			
Rated grid frequency	50 Hz / 60 Hz			
Rated grid output current	114 A / 108.3 A	121.6 A / 115.5 A	152 A / 144.3 A	189.9 A / 180.4 A
Power factor	> 0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)			
THDi	< 3%			
Input AC (Grid side)				
Max. input current	250 A			

ANEXO I. Especificaciones técnicas LiFePO4 Battery FLA48500

Model	FLA48500
Capacity	25kWh
Battery Type	LiFePO4
Nominal Voltage	51.2V
Operating Voltage	44.8-57.6V
Recommend Charge/Discharge Current[1]	≤200A
Recommend Charge/Discharge Power[1]	≤10,000W
Maximum Charge/Discharge Current(15s)	300A
Maximum Charge/Discharge Power(15s)	15,000W
Depth of Discharge(DOD)	≥ 95%
Scalability	Up to 15 units in parallel(375kWh)
Communication	RS485 / CAN
Protection Level	IP21
Cycle Life[2]	≥ 6000 Cycles
Charging Temperature Range	0-55 °C
Discharging Temperature Range	-20-55°C
Display	LCD+LED
Installation	Floor-Mounted
Protection	Built-in smart BMS, Breaker, Fuse
Warranty	7 Years
Net Weight	218kg
Gross Weight	248kg
Product Dimension	718x380x990mm
Package Dimension	825x498x1162mm
[1] Recommend charge/discharge current/power is affected by temperature and SOC.	
[2] Test conditions: 0.2C Charging/Discharging @25°C , 80% DOD.	

ANEXO J. Código de EMS (1) en MATLAB

```

1 function resultados_ems = Ems_function(resultados, resultados_pv)
2 % Función que simula un sistema de gestión energética (EMS) para SB priorizando el uso de energía renovable
3 % BLOQUE 1: Cargar P_L desde resultados.datos_completos
4 if exist('resultados', 'var') && isstruct(resultados) && isfield(resultados, 'datos_completos')
5     try
6         datos_matriz = resultados.datos_completos;
7         P_L = (datos_matriz(:, 6))*1000;
8
9         catch ME
10            error('Error al cargar P_L: %s', ME.message);
11        end
12    else
13        error('No se encontró resultados.datos_completos');
14    end
15
16 % BLOQUE 2: Cargar P_pv desde resultados_pv
17 if exist('resultados_pv', 'var') && isstruct(resultados_pv) && isfield(resultados_pv, 'P_pv')
18     try
19         P_Pv = (resultados_pv.P_pv)*1000;
20         catch ME
21             error('Error al cargar P_pv: %s', ME.message);
22         end
23     else
24         error('No se encontró resultados_pv.P_pv');
25     end
26
27 N = length(P_L); % Número de horas
28 SOC_min = 0.20;
29 SOC_max = 1.0;
30 SOC_0 = 1;
31 deltaT = 1;
32 EBatMax = 1638400; % Capacidad máxima de la batería (Watt-hora)
33
34 % Inicialización de vectores
35 SoC = zeros(1, N);
36 P_Bat = zeros(1, N);
37 P_G = zeros(1, N);
38 P_Gen = zeros(1, N);
39 I_Bat = zeros(1, N);
40
41 for j = 1:N
42     if(P_Pv(j) == 0)
43         % Caso 1: No hay generación solar
44         if (j == 1)
45             SoC(j) = SOC_0;
46         else
47             SoC(j) = SoC(j-1);
48         end
49
50         if (SoC(j) > SOC_min && SoC(j) <= SOC_max)
51             P_Bat(j) = (SoC(j) - SOC_min) * EBatMax; % Energía disponible en batería
52             if(P_Bat(j) >= P_L(j))
53                 P_Bat(j) = P_L(j);
54                 P_G(j) = 0;
55             else
56                 P_G(j) = P_L(j) - P_Bat(j); % Energía de red
57             end
58             SoC(j) = SoC(j) - (deltaT / EBatMax) * P_Bat(j);
59         else
60             P_G(j) = P_L(j); % Toda la energía de red
61             P_Bat(j) = 0;
62             SoC(j) = SoC(j);
63         end
64
65         elseif (P_Pv(j) == P_L(j))
66             % Caso 2: Generación igual a consumo
67             P_G(j) = 0;
68             P_Bat(j) = 0;
69             SoC(j) = SOC_0;
70
71         elseif (P_Pv(j) > P_L(j))
72             % Caso 3: Exceso de generación
73             P_dif = P_Pv(j) - P_L(j);
74             if (j == 1)
75                 SoC(j) = SOC_0;
76             else
77                 SoC(j) = SoC(j-1);
78             end

```

```

79         P_Batp = (SOC_max - SoC(j)) * EBatMax; % Capacidad disponible en batería
80
81         if (SoC(j) >= SOC_min && SoC(j) < SOC_max)
82             % Cargar batería con el exceso
83             P_Bat(j) = -(min(P_dif, P_Batp));
84             SoC(j) = SoC(j) - (deltaT / EBatMax) * P_Bat(j);
85             P_G(j) = -(P_dif + P_Bat(j)); % Inyección a red (negativo)
86         else
87             P_G(j) = -(P_dif); % Todo el exceso a red
88             P_Bat(j) = 0;
89             SoC(j) = SoC(j);
90         end
91
92     else
93         % Caso 4: Déficit de generación
94         P_dif = -(P_Pv(j) - P_L(j));
95         if (j == 1)
96             SoC(j) = SOC_0;
97         else
98             SoC(j) = SoC(j-1);
99         end
100         P_Batp = (SoC(j) - SOC_min) * EBatMax; % Energía disponible en batería
101
102         if (SoC(j) >= SOC_min && SoC(j) <= SOC_max)
103             % Usar batería para cubrir déficit
104             P_Bat(j) = min(P_dif, P_Batp);
105             SoC(j) = SoC(j) - (deltaT / EBatMax) * P_Bat(j);
106             P_G(j) = P_dif - P_Bat(j); % Energía de red
107         else
108             P_G(j) = P_dif; % Todo de red
109             P_Bat(j) = 0;
110             SoC(j) = SoC(j);
111         end
112     end
113 end
114
115 % Cálculos adicionales
116 P_Gen = P_Pv + P_Bat' + P_G';

```

```

118 % Almacenar resultados en estructura
119 resultados_ems.P_G = P_G';
120 resultados_ems.SOC = SoC';
121 resultados_ems.P_Bat = P_Bat';
122 resultados_ems.P_Gen = P_Gen;
123 %resultados_ems.I_Bat = I_Bat;
124 resultados_ems.P_Pv = P_Pv;
125 resultados_ems.P_L = P_L;
126
127 % Crear gráficas de 2x2
128 crear_graficas_2x2(P_Pv, P_G, SoC, P_Bat);
129
130 %Potencias de cargas
131 crear_grafica_cargas(P_Gen, P_L, P_Pv);
132
133
134 disp('Simulación EMS completada exitosamente');
135 end
136
137 % Gráficas de 2x2 (Panel, Red, SOC y Batería)
138 function crear_graficas_2x2(P_Pv, P_G, SoC, P_Bat)
139     % Nueva ventana con gráficas 2x2
140     figure('Name', 'Resultados EMS - Panel, Red, SOC y Batería (2x2)', 'NumberTitle', 'off');
141
142     % Gráfica 1: Potencia de panel (fila 1, columna 1)
143     subplot(2, 2, 1);
144     hold on;
145     grid on;
146     plot(P_Pv/1000, 'LineWidth', 2);
147     title('Potencia de Panel', 'FontSize', 14, 'FontWeight', 'bold');
148     xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 12);
149     ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 12);
150     set(gca, 'FontSize', 11);
151     hold off;
152

```

```

153 % Gráfica 2: Potencia de red (fila 1, columna 2)
154 subplot(2, 2, 2);
155 hold on;
156 grid on;
157 plot(P_G/1000, 'LineWidth', 2);
158 title('Potencia de Red', 'FontSize', 14, 'FontWeight', 'bold');
159 xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 12);
160 ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 12);
161 set(gca, 'FontSize', 11);
162 hold off;
163
164 % Gráfica 3: Estado de carga - SOC (fila 2, columna 1)
165 subplot(2, 2, 3);
166 hold on;
167 grid on;
168 plot(SoC, 'LineWidth', 2);
169 title('Estado de Carga (SOC)', 'FontSize', 14, 'FontWeight', 'bold');
170 xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 12);
171 ylabel('SOC', 'FontSize', 12);
172 ylim([0 1.1]);
173 set(gca, 'FontSize', 11);
174 hold off;
175
176 % Gráfica 4: Potencia de batería (fila 2, columna 2)
177 subplot(2, 2, 4);
178 hold on;
179 grid on;
180 plot(P_Bat/1000, 'LineWidth', 2);
181 title('Potencia de Batería', 'FontSize', 14, 'FontWeight', 'bold');
182 xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 12);
183 ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 12);
184 set(gca, 'FontSize', 11);
185 hold off;
186 end

```

```

188 % Gráfica de potencias de cargas
189 function crear_grafica_cargas(P_Gen, P_L, P_Pv)
190     figure('Name', 'Comparación Carga vs Generación Total', 'NumberTitle', 'off', 'Position', [100 100 900 400]);
191     hold on;
192     grid on;
193
194     plot(P_L/1000, 'LineWidth', 2, 'Color', 'k');
195     plot(P_Gen/1000, '--', 'LineWidth', 2, 'Color', 'r');
196     title('Potencia de Cargas vs Generación Total', 'FontSize', 18, 'FontWeight', 'bold');
197     xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 15);
198     ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 15);
199     legend('Carga (Demanda)', 'Generación Total', 'Location', 'best');
200     set(gca, 'FontSize', 15);
201     hold off;
202
203 % Ventana 2: Potencia de panel y Potencia de cargas (2x1)
204 figure('Name', 'Resultados_P-pv_P-1', 'NumberTitle', 'off', 'Position', [100 100 900 600]);
205
206 subplot(2, 1, 1)
207 hold on
208 grid on
209 title('Potencia de panel');
210 plot(P_Pv/1000, 'LineWidth', 2);
211 xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 14);
212 ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 14)
213
214 subplot(2, 1, 2);
215 hold on
216 title('Potencia de cargas');
217 plot(P_L/1000, 'LineWidth', 2);
218 plot(P_Gen/1000, '-x', 'LineWidth', 2)
219 xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 14);
220 ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 14)
221 legend('Carga', 'Generación total')
222 grid on
223 end

```

ANEXO K. Código de EMS (2) en MATLAB

```

1 function resultados_ems = Ems_function(resultados, resultados_pv)
2 % Función que simula un sistema de gestión energética (EMS) para SB orientado bajo tarifa GDMTH
3 % BLOQUE 1: Cargar P_L desde resultados.datos_completos
4 if exist('resultados', 'var') && isstruct(resultados) && isfield(resultados, 'datos_completos')
5     try
6         datos_matriz = resultados.datos_completos;
7         P_L = (datos_matriz(:, 6))*1000;
8
9         catch ME
10            error('Error al cargar P_L: %s', ME.message);
11        end
12    else
13        error('No se encontró resultados.datos_completos');
14    end
15
16 % BLOQUE 2: Cargar P_pv desde resultados_pv
17 if exist('resultados_pv', 'var') && isstruct(resultados_pv) && isfield(resultados_pv, 'P_pv')
18     try
19         P_Pv = (resultados_pv.P_pv)*1000;
20         catch ME
21            error('Error al cargar P_pv: %s', ME.message);
22        end
23    else
24        error('No se encontró resultados_pv.P_pv');
25    end
26
27 N = length(P_L); % Número de horas
28 SOC_min = 0.20;
29 SOC_max = 1.0;
30 SOC_0 = 1;
31 deltaT = 1;
32 EBatMax = 1638400; % Capacidad máxima de la batería (Watt-hora)
33
34 % Inicialización de vectores
35 SoC = zeros(1, N);
36 P_Bat = zeros(1, N);
37 P_G = zeros(1, N);
38 P_Gen = zeros(1, N);
39 I_Bat = zeros(1, N);
40 for j = 1:N
41
42     % Inicialización de SOC
43     if j == 1
44         SoC(j) = SOC_0;
45     else
46         SoC(j) = SoC(j-1);
47     end
48     % Evaluación según diagrama de flujo
49     if T_h(j) == 1 % Th = BASE
50
51         if P_Pv(j) == 0
52             % Modo 6: Ppv = 0, todo de red
53             P_G(j) = P_L(j);
54             P_Bat(j) = 0;
55         else % Ppv != 0
56             if SoC(j) < SOC_max
57                 % Modo 2: batería descargada, se carga con excedente
58                 P_dif = P_Pv(j) - P_L(j);
59                 if P_dif > 0
60                     % Hay excedente, cargar batería
61                     P_Bat_cap = (SOC_max - SoC(j)) * EBatMax;
62                     P_Bat(j) = -min(P_dif, P_Bat_cap);
63                     SoC(j) = SoC(j) - (deltaT / EBatMax) * P_Bat(j);
64                     P_G(j) = -(P_dif + P_Bat(j)); % Excedente a red si sobra
65                 else
66                     % No hay excedente, se toma de red
67                     P_dif_neg = -P_dif; % Déficit
68                     P_Bat(j) = 0;
69                     P_G(j) = P_dif_neg;
70                 end
71             else
72                 % Modo 8: batería cargada, red suple o recibe excedente
73                 P_dif = P_Pv(j) - P_L(j);
74                 P_Bat(j) = 0;
75                 P_G(j) = -P_dif; % Negativo si sobra, positivo si falta
76             end
77         end
78     end

```

```

80     else % Th = INTERMEDIA o PUNTA
81         if P_Pv(j) == 0
82             % Evaluar SOC
83             if SoC(j) > SOC_min
84                 P_Bat_disp = (SoC(j) - SOC_min) * EBatMax;
85
86                 if P_Bat_disp >= P_L(j)
87                     % Modo 4: P_Bat >= PL
88                     P_Bat(j) = P_L(j);
89                     P_G(j) = 0;
90                 else
91                     % Modo 5: P_Bat < PL
92                     P_Bat(j) = P_Bat_disp;
93                     P_G(j) = P_L(j) - P_Bat(j);
94                 end
95                 SoC(j) = SoC(j) - (deltaT / EBatMax) * P_Bat(j);
96             else
97                 % Modo 6: baterías descargadas
98                 P_G(j) = P_L(j);
99                 P_Bat(j) = 0;
100             end
101         elseif P_Pv(j) == P_L(j)
102             % Modo 1: Ppv = PL
103             P_G(j) = 0;
104             P_Bat(j) = 0;
105         elseif P_Pv(j) > P_L(j)
106             % Exceso de generación
107             P_dif = P_Pv(j) - P_L(j);
108             P_Bat_cap = (SOC_max - SoC(j)) * EBatMax;
109
110             if SoC(j) < SOC_max
111                 if P_dif <= P_Bat_cap
112                     % Modo 2: toda la energía excedente va a la batería
113                     P_Bat(j) = -P_dif;
114                     P_G(j) = 0;
115                 else
116
117                     % Modo 8: se llena batería y el resto a red
118                     P_Bat(j) = -P_Bat_cap;
119                     P_G(j) = -(P_dif - P_Bat_cap);
120                 end
121                 SoC(j) = SoC(j) - (deltaT / EBatMax) * P_Bat(j);
122             else
123                 % Modo 3: batería cargada, todo a red
124                 P_G(j) = -P_dif;
125                 P_Bat(j) = 0;
126             end
127         else % P_Pv(j) < P_L(j)
128             % Déficit de generación
129             P_dif = P_L(j) - P_Pv(j);
130
131             if SoC(j) > SOC_min
132                 P_Bat_disp = (SoC(j) - SOC_min) * EBatMax;
133
134                 if P_Bat_disp >= P_dif
135                     % Modo 7: batería cubre todo el déficit
136                     P_Bat(j) = P_dif;
137                     P_G(j) = 0;
138                 else
139                     % Modo 8: batería se descarga completamente y red cubre resto
140                     P_Bat(j) = P_Bat_disp;
141                     P_G(j) = P_dif - P_Bat(j);
142                 end
143                 SoC(j) = SoC(j) - (deltaT / EBatMax) * P_Bat(j);
144             else
145                 % Modo 8: batería descargada, toda la demanda de red
146                 P_G(j) = P_dif;
147                 P_Bat(j) = 0;
148             end
149         end
150     end
151 end

```

```

153     % Cálculos adicionales
154     P_Gen = P_Pv + P_Bat' + P_G';
155
156     % Almacenar resultados en estructura
157     resultados_ems.P_G = P_G';
158     resultados_ems.SOC = SoC';
159     resultados_ems.P_Bat = P_Bat';
160     resultados_ems.P_Gen = P_Gen;
161     %resultados_ems.I_Bat = I_Bat;
162     resultados_ems.P_Pv = P_Pv;
163     resultados_ems.P_L = P_L;
164
165     % Crear gráficas de 2x2
166     crear_graficas_2x2(P_Pv, P_G, SoC, P_Bat);
167
168     %Potencias de cargas
169     crear_grafica_cargas(P_Gen, P_L, P_Pv);
170
171
172     disp('Simulación EMS completada exitosamente');
173 end
174
175 % Gráficas de 2x2 (Panel, Red, SOC y Batería)
176 function crear_graficas_2x2(P_Pv, P_G, SoC, P_Bat)
177     % Nueva ventana con gráficas 2x2
178     figure('Name', 'Resultados_EMS - Panel, Red, SOC y Batería (2x2)', 'NumberTitle', 'off');
179
180     % Gráfica 1: Potencia de panel (fila 1, columna 1)
181     subplot(2, 2, 1);
182     hold on;
183     grid on;
184     plot(P_Pv/1000, 'LineWidth', 2);
185     title('Potencia de Panel', 'FontSize', 14, 'FontWeight', 'bold');
186     xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 12);
187     ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 12);
188     set(gca, 'FontSize', 11);
189     hold off;
190
191     % Gráfica 2: Potencia de red (fila 1, columna 2)
192     subplot(2, 2, 2);
193     hold on;
194     grid on;
195     plot(P_G/1000, 'LineWidth', 2);
196     title('Potencia de Red', 'FontSize', 14, 'FontWeight', 'bold');
197     xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 12);
198     ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 12);
199     set(gca, 'FontSize', 11);
200     hold off;
201
202     % Gráfica 3: Estado de carga - SOC (fila 2, columna 1)
203     subplot(2, 2, 3);
204     hold on;
205     grid on;
206     plot(SoC, 'LineWidth', 2);
207     title('Estado de Carga (SOC)', 'FontSize', 14, 'FontWeight', 'bold');
208     xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 12);
209     ylabel('SOC', 'FontSize', 12);
210     ylim([0 1.1]);
211     set(gca, 'FontSize', 11);
212     hold off;
213
214     % Gráfica 4: Potencia de batería (fila 2, columna 2)
215     subplot(2, 2, 4);
216     hold on;
217     grid on;
218     plot(P_Bat/1000, 'LineWidth', 2);
219     title('Potencia de Batería', 'FontSize', 14, 'FontWeight', 'bold');
220     xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 12);
221     ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 12);
222     set(gca, 'FontSize', 11);
223     hold off;
224 end

```

```

226 % Gráfica de potencias de cargas
227 function crear_grafica_cargas(P_Gen, P_L, P_Pv)
228     figure('Name', 'Comparación Carga vs Generación Total', 'NumberTitle', 'off', 'Position', [100 100 900 400]);
229     hold on;
230     grid on;
231
232     plot(P_L/1000, 'LineWidth', 2, 'Color', 'k');
233     plot(P_Gen/1000, '--', 'LineWidth', 2, 'Color', 'r');
234     title('Potencia de Cargas vs Generación Total', 'FontSize', 18, 'FontWeight', 'bold');
235     xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 15);
236     ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 15);
237     legend('Carga (Demanda)', 'Generación Total', 'Location', 'best');
238     set(gca, 'FontSize', 15);
239     hold off;
240
241 % Ventana 2: Potencia de panel y Potencia de cargas (2x1)
242 figure('Name', 'Resultados_P-pv_P-l', 'NumberTitle', 'off', 'Position', [100 100 900 600]);
243
244 subplot(2, 1, 1)
245 hold on
246 grid on
247 title('Potencia de panel');
248 plot(P_Pv/1000, 'LineWidth', 2);
249 xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 14);
250 ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 14)
251
252 subplot(2, 1, 2);
253 hold on
254 title('Potencia de cargas');
255 plot(P_L/1000, 'LineWidth', 2);
256 plot(P_Gen/1000, '-x', 'LineWidth', 2)
257 xlabel('Tiempo (hr)', 'FontSize', 14);
258 ylabel('Potencia (kW)', 'FontSize', 14)
259 legend('Carga', 'Generación total')
260 grid on
261 end

```

ANEXO L. Tabla 10 completa solo red a 25 años

AÑO	SISTEMA SOLO RED			
	RED	Factor de descuento por año	Valor presente por año	RED
1	\$ 2,542,408	0.98	\$ 2,542,408	\$ 2,542,408
2	\$ 2,542,408	0.95	\$ 2,423,600	\$ 4,966,008
3	\$ 2,542,408	0.93	\$ 2,366,294	\$ 7,332,302
4	\$ 2,542,408	0.91	\$ 2,310,343	\$ 9,642,645
5	\$ 2,542,408	0.89	\$ 2,255,716	\$ 11,898,360
6	\$ 2,542,408	0.87	\$ 2,202,379	\$ 14,100,740
7	\$ 2,542,408	0.85	\$ 2,150,305	\$ 16,251,044
8	\$ 2,542,408	0.83	\$ 2,099,461	\$ 18,350,505
9	\$ 2,542,408	0.81	\$ 2,049,819	\$ 20,400,325
10	\$ 2,542,408	0.79	\$ 2,001,352	\$ 22,401,676
11	\$ 2,542,408	0.77	\$ 1,954,030	\$ 24,355,706
12	\$ 2,542,408	0.75	\$ 1,907,827	\$ 26,263,534
13	\$ 2,542,408	0.73	\$ 1,862,717	\$ 28,126,251
14	\$ 2,542,408	0.72	\$ 1,818,673	\$ 29,944,924
15	\$ 2,542,408	0.70	\$ 1,775,671	\$ 31,720,595
16	\$ 2,542,408	0.68	\$ 1,733,686	\$ 33,454,280
17	\$ 2,542,408	0.67	\$ 1,692,693	\$ 35,146,973
18	\$ 2,542,408	0.65	\$ 1,652,669	\$ 36,799,642
19	\$ 2,542,408	0.63	\$ 1,613,592	\$ 38,413,235
20	\$ 2,542,408	0.62	\$ 1,575,439	\$ 39,988,674
21	\$ 2,542,408	0.61	\$ 1,538,188	\$ 41,526,862
22	\$ 2,542,408	0.59	\$ 1,501,818	\$ 43,028,679
23	\$ 2,542,408	0.58	\$ 1,466,307	\$ 44,494,987
24	\$ 2,542,408	0.56	\$ 1,431,637	\$ 45,926,623
25	\$ 2,542,408	0.55	\$ 1,397,786	\$ 47,324,409.42

ANEXO M. Tabla 10 completa EMS (1) a 25 años

AÑO	SISTEMA HIBRIDO EMS(1)						
	COSTO INICIAL	RED	MANTENIMIENTO	REPLAZO	TOTAL EMS(1)	Valor presente por año	EMS(1)
1	\$ 8,392,296.46	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 8,609,592.83	\$ 8,609,592.83	\$ 8,609,592.83
2	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 207,141.97	\$ 8,816,734.80
3	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 202,244.13	\$ 9,018,978.93
4	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 197,462.09	\$ 9,216,441.02
5	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 192,793.13	\$ 9,409,234.16
6	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 188,234.56	\$ 9,597,468.72
7	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ 5,853,772.00	\$ 6,071,068.37	\$ 5,134,756.38	\$ 14,732,225.10
8	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 179,438.24	\$ 14,911,663.34
9	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 175,195.45	\$ 15,086,858.79
10	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ 718,202.40	\$ 935,498.77	\$ 736,412.91	\$ 15,823,271.70
11	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 167,008.46	\$ 15,990,280.15
12	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 163,059.56	\$ 16,153,339.71
13	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 159,204.04	\$ 16,312,543.76
14	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ 5,853,772.00	\$ 6,071,068.37	\$ 4,342,847.33	\$ 20,655,391.09
15	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 151,764.34	\$ 20,807,155.42
16	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 148,175.89	\$ 20,955,331.31
17	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 144,672.29	\$ 21,100,003.60
18	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 141,251.54	\$ 21,241,255.14
19	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 137,911.66	\$ 21,379,166.80
20	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ 718,202.40	\$ 935,498.77	\$ 579,695.01	\$ 21,958,861.81
21	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ 5,853,772.00	\$ 6,071,068.37	\$ 3,673,070.64	\$ 25,631,932.45
22	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 128,358.44	\$ 25,760,290.90
23	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 125,323.43	\$ 25,885,614.33
24	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 122,360.17	\$ 26,007,974.50
25	\$ -	\$ 115,296.37	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 217,296.37	\$ 119,466.98	\$ 26,127,441.48

ANEXO N. Tabla 10 completa EMS (2) a 25 años

AÑO	SISTEMA HIBRIDO EMS(2)						EMS(2)
	COSTO INICIAL	RED	MANTENIMIENTO	REEMPLAZO	TOTAL EMA(2)	Valor presente por año	
1	\$ 8,392,296.46	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 8,746,352.16	\$ 8,746,352.16	\$ 8,746,352.16
2	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 337,510.45	\$ 9,083,862.61
3	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 329,530.06	\$ 9,413,392.67
4	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 321,738.37	\$ 9,735,131.04
5	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 314,130.91	\$ 10,049,261.96
6	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 306,703.33	\$ 10,355,965.29
7	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ 5,853,772.00	\$ 6,207,827.70	\$ 5,250,423.97	\$ 15,606,389.25
8	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 292,370.89	\$ 15,898,760.14
9	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 285,457.82	\$ 16,184,217.96
10	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	718202.4	\$ 1,072,258.10	\$ 844,068.14	\$ 17,028,286.10
11	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 272,118.19	\$ 17,300,404.29
12	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 265,684.00	\$ 17,566,088.29
13	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 259,401.94	\$ 17,825,490.22
14	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ 5,853,772.00	\$ 6,207,827.70	\$ 4,440,676.05	\$ 22,266,166.28
15	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 247,279.92	\$ 22,513,446.19
16	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 241,433.02	\$ 22,754,879.21
17	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 235,724.37	\$ 22,990,603.58
18	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 230,150.70	\$ 23,220,754.28
19	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 224,708.82	\$ 23,445,463.09
20	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	718202.4	\$ 1,072,258.10	\$ 664,439.86	\$ 24,109,902.95
21	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ 5,853,772.00	\$ 6,207,827.70	\$ 3,755,811.71	\$ 27,865,714.66
22	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 209,143.11	\$ 28,074,857.77
23	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 204,197.95	\$ 28,279,055.73
24	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 199,369.72	\$ 28,478,425.45
25	\$ -	\$ 252,055.70	\$ 102,000.00	\$ -	\$ 354,055.70	\$ 194,655.65	\$ 28,673,081.10