



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES**

**INSTITUTO DE INGENIERÍA**

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS SUPERIORES-JURIQUILLA**

**Itinerarios de carga y descarga  
mediante técnicas basadas en  
datos en la región de Baja  
California Sur**

**TESIS**

Que para obtener el título de  
**Ingeniero en Energías Renovables**

**P R E S E N T A**

Samuel Salinas Trujillo

**TUTOR DE TESIS**

Dr. Mario Antonio Tovar Rosas

Temixco, Mor., a 21 de marzo de 2024





Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**OF/IER/LIER/020/2024**  
**ASUNTO:** Notificación de jurado y  
fecha para examen profesional.

**LIC. IVONNE RAMÍREZ WENCE**  
**DIRECTORA GENERAL DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR**  
**Presente**

Por medio de la presente le informo que el día jueves 21 de marzo de 2024, a las 09:30 h, en el Instituto de Energías Renovables, el **C. SAMUEL SALINAS TRUJILLO**, con número de cuenta 417105624 de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, llevará a cabo la presentación de su trabajo de titulación y examen profesional titulado:

***“Itinerarios de carga y descarga mediante técnicas basadas en  
datos en la región de Baja California Sur”***

Debido a que el alumno ha cumplido con los requisitos que establece el Reglamento General de Exámenes, el Comité Académico de la Licenciatura de Ingeniería en Energías Renovables, le asigna el Jurado de Examen Profesional integrado por los siguientes académicos.

**PRESIDENTE: DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ**  
**VOCAL: DRA. CELIA ANGELINA SÁNCHEZ PÉREZ**  
**SECRETARIO: DR. MARIO ANTONIO TOVAR ROSAS**  
**SUPLENTE: DRA. KARLA GRACIELA CEDANO VILLAVICENCIO**  
**SUPLENTE: DR. MIGUEL ROBLES PÉREZ**

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

Atentamente,  
**“Por mi raza hablará el espíritu”**  
Temixco, Mor., a 6 de marzo de 2024



**Dr. Jorge Alejandro Wong Loya**  
**Coordinador de la LIER**  
**IER-UNAM**

JAWL´mfp.



Priv. Xochicalco s/n,  
Col. Centro,  
62580 Temixco, Morelos, México  
T. 01 (777) 362 00 90  
(52) 55 56 22 97 00

[ier.unam.mx](http://ier.unam.mx)



# Abstract

The growing problem of environmental pollution is possibly the biggest challenge that our society will have to deal with in the coming years. It is difficult to know exactly the complexity of the problem and all the aspects that are involved when we refer to environmental pollution, but it is a proven fact that one of the main causes is the use of fossil energy sources. As one of the solutions, in the last decades more efficient and less polluting ways of obtaining energy have been developed, among them: renewable energy, which is one of the most remarkable for its great potential. As this energy is obtained from natural processes all over the world, its application hardly has limits and can be used to solve many problems that are not only focused on pollution.

Renewable energy is a good solution on which other types of proposals and technologies have been created to facilitate its application. The BESS (Battery Energy Storage System) is one of them that together with renewable sources can expand the possibilities of its application. The ability to store part of the energy is a great advantage due to its low generation stability. On the other hand, micro-grids is a concept that has not yet been introduced in this field for a long time, on which much research is being done, where again renewable energy seems to have a great opportunity to be exploited and benefit greatly to a user, which now with these alternatives could, after a long time become a prosumer again.

The main objective of this work is to integrate these technologies into a single solution to help solve one of the biggest problems that the electrical system in Mexico has had for several years: The isolation of the state of Baja California Sur (BCS) from the rest of the SEN (Sistema Electrico Nacional). For this, it is proposed to use a BESS in conjunction with renewable sources, which in turn will take into consideration the connection to a node within a micro-grid, to meet the demand of a fishing industry located in the area of Mulegé.

The solution begins with the creation of two scenarios, one for wind energy generation and the other for photovoltaic generation. Both will have a BESS and will be interconnected to a micro-grid node. Charging and discharging schedules were designed for the BESS according to the hourly energy tariff established by the CFE. With the help of software and programming, the necessary simulations were performed to obtain results summarized in graphs showing all possible scenarios with the different variables considered.

It is shown that the complete solution has great advantages for a photovoltaic system, by making use of the BESS and being within a node of the micro-grid; however, the same solution does not have the same scope within wind energy due to several factors that are discussed at the end of this thesis.

# Resumen

La creciente problemática de la contaminación ambiental es posiblemente el mayor reto con el que nuestra sociedad tendrá que lidiar durante los próximos años. Es difícil saber con exactitud la complejidad del problema y todos los aspectos que están involucrados cuando nos referimos a la contaminación del ambiente, pero es un hecho comprobado que uno de los principales causantes es el uso de fuentes de energía fósiles. Como una de las soluciones, en las últimas décadas se han estado desarrollando formas más eficientes y menos contaminantes de obtener energía, entre ellas: la energía renovable, la cual, es por mucho una de las más destacables por su gran potencial. Como esta energía es obtenida de procesos naturales en todo el mundo, su aplicación difícilmente tiene límites y puede ser usada para resolver muchas problemáticas que no solo se centran en la contaminación.

La energía renovable es una buena solución sobre la cual se han creado otro tipo de propuestas y tecnologías que facilitan su aplicación. El BESS (Battery Energy Storage System) es una de ellas que en conjunto con las fuentes renovables pueden ampliar las posibilidades de su aplicación. La capacidad de almacenar parte de la energía es una gran ventaja debido a su poca estabilidad de generación. Por otra parte, las micro-redes es un concepto que tiene aún poco de haber sido introducido en este campo, sobre lo cual se realiza mucha investigación, donde nuevamente la energía renovable parece tener una gran oportunidad para ser aprovechada y beneficiar en gran medida a un usuario, el cual ahora con estas alternativas podría, después de mucho tiempo convertirse nuevamente en un prosumidor.

Este trabajo tiene como objetivo principal integrar estas tecnologías en una sola solución para ayudar resolver una de las mayores problemáticas que el sistema eléctrico en México ha tenido durante varios años: El aislamiento del estado de Baja California Sur (BCS) del resto del SEN (Sistema Eléctrico Nacional). Para ello, se propone utilizar un BESS en conjunto con fuentes renovables, que a su vez se tendrá como consideración

la conexión a un nodo dentro de una micro-red, para satisfacer la demanda de una industria pesquera ubicada en la zona de Mulegé.

La solución comienza con la creación de dos escenarios, uno para generación de energía eólica y otro para generación fotovoltaica. Ambas tendrán un BESS y estarán interconectadas a un nodo de la micro-red. Se diseñaron itinerarios de carga y descarga para el BESS de acuerdo a la tarifa horaria de la energía establecida por la CFE. Con ayuda de software y programación, se hicieron las simulaciones necesarias para obtener resultados resumidos en gráficas que muestran todos los posibles escenarios con las distintas variables consideradas.

Se demuestra que la solución completa tiene grandes ventajas para un sistema fotovoltaico, al hacer uso del BESS y estar dentro de un nodo de la micro-red; sin embargo, la misma solución no tiene el mismo alcance dentro de la energía eólica por diversos factores que se discuten al final de esta tesis.



# Índice general

<b>Índice general</b>	<b>VIII</b>
<b>Índice de cuadros</b>	<b>X</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>XI</b>
<b>Introducción</b>	<b>1</b>
Justificación . . . . .	2
Objetivos . . . . .	3
Metodología . . . . .	3
Glosario de términos . . . . .	4
Estructura de la tesis . . . . .	8
<b>Conceptos básicos sobre una nueva generación con micro-fuentes</b>	<b>9</b>
Introducción . . . . .	9
Sistemas eléctricos . . . . .	10
Micro-Redes . . . . .	14
Fuentes renovables . . . . .	16
<b>Descripción del Modelo para el sistema de almacenamiento basado en un sistema de almacenamiento (BESS)</b>	<b>25</b>
<b>Sistema Eléctrico Mulegé - Baja California Sur: Estado Actual.</b>	<b>29</b>
Introducción . . . . .	29
Sistema Mulegé - Baja California Sur . . . . .	30
Variables climáticas en la región de Mulegé-BCS . . . . .	36
Recurso solar en la región de Mulegé-BCS . . . . .	37
Recurso eólico en la región de Mulegé . . . . .	39

<b>Planteamiento de los itinerarios de carga y descarga en Mulegé - BCS.</b>	<b>43</b>
Introducción . . . . .	43
Algoritmo de optimización para los horarios de carga y descarga del sistema de almacenamiento . . . . .	43
<b>Resultados</b>	<b>49</b>
Dimensionamiento y simulaciones en SAM de NREL . . . . .	49
Código y simulación en Python . . . . .	54
Discusión . . . . .	63
<b>Conclusiones</b>	<b>67</b>
<b>Trabajo futuro</b>	<b>69</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>71</b>

# Índice de cuadros

1.	Diferentes terrenos y su rugosidad reportada [1] . . . . .	18
2.	Centrales y su tecnología en la zona Mulegé (BCS), zona Snta Rosalía [2], [3], [4] . . . . .	31
3.	Nodos de carga en BCS . . . . .	32
4.	Principales variables del viento en la zona de BCS-Mulege [5] . . . . .	41
5.	Características del sistema fotovoltaico simulado en SAM NREL . . . . .	50
6.	Producción anual de energía del sistema fotovoltaico simulado con SAM NREL	51
7.	Características de la turbina eólica simulada en SAM NREL . . . . .	52

# Índice de figuras

1.	Recurso eólico y solar en BCS [6] . . . . .	2
2.	Diagrama sobre el proceso de generación, transmisión y distribución de los sistemas eléctricos de potencia [7]. . . . .	10
3.	Representacion fasorial de un numero complejo [8] . . . . .	11
4.	Triángulo representativo de la potencia activa, reactiva y aparente [9] . . .	12
5.	Representacion de una Micro-red ideal [10] . . . . .	15
6.	Clasificación de la radiación solar [11]. . . . .	18
7.	Composición de la radiación global [11] . . . . .	19
8.	Capas de la tierra [12] . . . . .	21
9.	Esquema del funcionamiento de una planta de vapor flash Fuente:[13] . . .	22
10.	Esquema del funcionamiento de una planta de ciclo binario Fuente:[13] . .	22
11.	BESS ideal cargándose con PVPG. [14] . . . . .	27
12.	Division de regiones descritas por el SEN[15] . . . . .	29
13.	Mapa de la red de transmisión de Mulegé. . . . .	30
14.	Diagrama unifilar de la zona de Mulegé. . . . .	33
15.	Simbología utilizada dentro del diagrama unifilar [16]. . . . .	34
16.	Costo de la energía a lo largo del día, para la zona de Mulegé [17] . . . . .	35
17.	Demanda en Mulegé - BCS (Fuente: SENER 2021) . . . . .	35
18.	VARIABLES climáticas en Mulegé, BCS [14]. . . . .	36
19.	Mapa de Irradiancia global estimada, para la zona de BCS[18] . . . . .	38
20.	Perfil de Irradiancia (anual) para la zona de Mulegé. . . . .	38
21.	Perfiles de irradiancia global en dos temporadas, a lo largo de 24 h, en la zona de Mulegé . . . . .	39
22.	Mapa de las velocidades de viento estimadas, para la zona de BCS[19] . .	40
23.	Perfil del Recurso eólico en la región de BCS . . . . .	40

24.	Perfiles de las velocidades de viento, en dos temporadas, a lo largo de 24 h, en la zona de Mulegé . . . . .	41
25.	Diagrama de flujo para la optimización de itinerarios. . . . .	44
26.	Perfil de consumo energético para la refrigeración dentro de la industria pesquera en Mulegé . . . . .	49
27.	Energía producida por el sistema fotovoltaico en 24 h. . . . .	50
28.	Energía producida por el sistema fotovoltaico a lo largo del año. . . . .	51
29.	Energía producida por la turbina eólica en 24 h. . . . .	52
30.	Energía producida por la turbina eólica a lo largo del año . . . . .	53
31.	Estado de la demanda, generación fotovoltaica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, dirigiendo el flujo de energía únicamente hacia la batería . . . . .	56
32.	Estado de la demanda, generación eólica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, dirigiendo el flujo de energía únicamente hacia la batería . . . . .	57
33.	Estado de la demanda, generación fotovoltaica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, dirigiendo el flujo de energía generado únicamente para disminuir la demanda de la industria pesquera . . . . .	58
34.	Estado de la demanda, generación eólica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, dirigiendo el flujo de energía generado únicamente para disminuir la demanda de la industria pesquera . . . . .	59
35.	Estado de la demanda, generación fotovoltaica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, utilizando la generación para satisfacer parte de la demanda y cargar el BESS. . . . .	61
36.	Estado de la demanda, generación eólica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, utilizando la generación para satisfacer parte de la demanda y cargar el BESS. . . . .	62
37.	Herramienta diseñada en Flask para administrar itinerarios energéticos. . .	69

# Introducción

Aunque la integración de fuentes de energías renovables propone una solución al dilema de la energía limpia, la fluctuación en este tipo de generación, por su naturaleza intermitente, involucra uno de los retos más grandes en cuestión de la administración y aprovechamiento de la energía.

Por esta razón, surgen técnicas para incrementar el desempeño de los sistemas de generación renovables de la mano de sistemas de almacenamiento (Battery Energy Storage Systems, BESS). En este trabajo se propone tomar como caso de estudio la zona de Mulegé para proponer un esquema de micro-red en la zona con itinerarios de carga y descarga, primeramente se dimensionarán dos sistemas de tipo solar fotovoltaico y eólico, se utilizarán datos de la localidad para generar modelos basados en datos que arrojen predicciones para diseñar estos itinerarios. De esta forma, se busca priorizar la carga de un sistema de almacenamiento ideal con energía renovable y la descarga en los picos de las tarifas locales de consumo, para proponer así un esquema de itinerarios de un consumidor de alta demanda en media tensión en la micro-red de Mulegé.

Entonces, podemos dividir el problema en dos partes, un problema de regresión y, por otra parte, el de los itinerarios en sí. En el presente trabajo utilizaremos datos de dominio público, en la zona de Mulegé, como se muestra en la Figura 1, la zona estudiada se encuentra al norte de la región de distribución de BCS. Por otro lado, usaremos los datos del NREL[20] para simular la generación de un sistema fotovoltaico de 5 MW y una central eólica de 4.5 MW. Estos datos nos serán de ayuda para poder construir un programa que nos permita definir los itinerarios de carga y descarga, tomando en cuenta también los esquemas tarifarios definidos por la CFE [17]. Con este programa además podremos visualizar el comportamiento de los distintos escenarios propuestos para poder estudiar el problema con mayor detalle.

## Justificación

Dada la situación de Baja California Sur con uno de los sistemas de generación de electricidad más contaminantes y costosos del país[3], la introducción de energías renovables en un modelo de generación compartida se presenta como una solución altamente beneficiosa. BCS posee características ideales para el desarrollo de micro-redes eléctricas que utilizan generación distribuida a partir de energías renovables en todo el estado, aprovechando su potencial en energías geotérmica, solar y eólica. Además, su sistema eléctrico opera de manera independiente al sistema eléctrico nacional.

Investigaciones como la llevada a cabo por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de EE. UU., publicada en 2016 bajo el auspicio de la Alianza de los Sistemas Eléctricos del Siglo XXI (21CPP), revelan que BCS tiene un alto potencial para el desarrollo de energía solar y eólica (Figura 1) [6]. Este estudio específicamente sugiere un futuro donde el 33.9% de la generación eléctrica podría provenir de fuentes renovables (Tovar, 2018) [14].

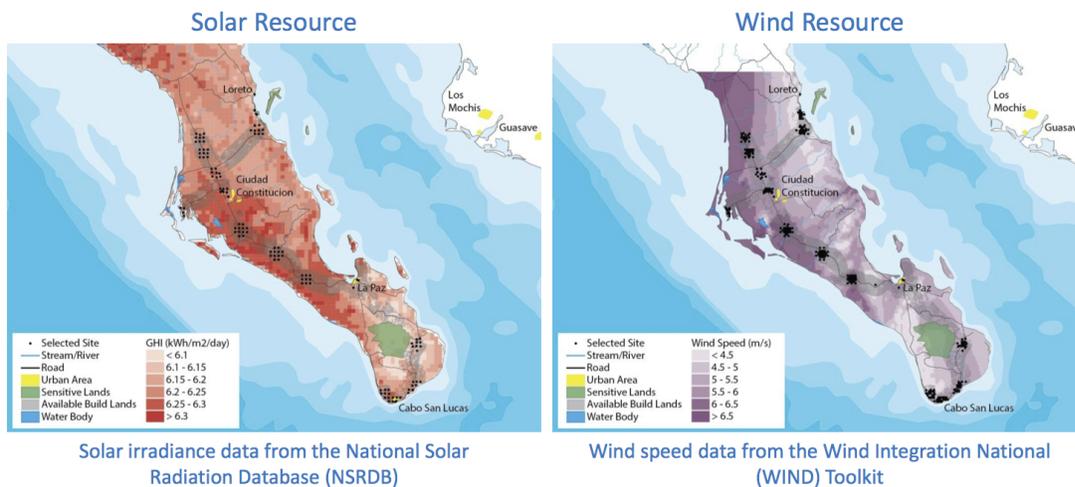


Figura 1: Recurso eólico y solar en BCS [6]

Teniendo en cuenta estas características específicas de BCS, es claro que la integración de generación eléctrica a través de fuentes renovables podría ocupar un lugar significativo en la región. Esto no solo transformaría el sistema eléctrico de BCS de uno altamente contaminante y costoso a uno limpio, moderno y sostenible, sino que también

marcaría un cambio significativo en su modelo energético.

Debido a estas circunstancias, es fundamental realizar estudios que examinen cómo afectaría la inclusión de sistemas de generación de energía renovable en los prosumidores (consumidores con alta demanda en media tensión) en la región de BCS, especialmente en relación con el impacto en sus tarifas eléctricas. Esta investigación sería clave para entender mejor tanto los beneficios como las limitaciones de estos sistemas, incluyendo el efecto en los usuarios de la red. Los hallazgos de esta tesis podrían motivar a los prosumidores a considerar la adopción de sistemas de energía renovable, según sugiere (Tovar, 2018)

## Objetivos

Establecer esquemas de itinerarios para carga y descarga de un sistema de almacenamiento ideal para un consumidor de gran demanda en media tensión, en el territorio de BCS, específicamente en la zona de Mulegé.

### Objetivos específicos

- Proponer y dimensionar un sistema conjunto de generación, eólica y fotovoltaica con un sistema de almacenamiento en la región de Mulegé, BCS, para un consumidor de gran demanda en media tensión.
- Programar una función en Python para generar itinerarios de carga y descarga de un sistema ideal de almacenamiento (BESS), con el fin de otorgar al usuario el máximo ahorro económico posible y proponer así despachos óptimos de energía.
- Este mismo programa deberá tomar en cuenta la generación renovable, la demanda local en Mulegé, la energía residual (definida más adelante), el tamaño de la batería y su perfil de carga y descarga, así como variables de pérdidas asociadas a la transmisión de energía.

## Metodología

Para estimar el recurso de energía renovable y dimensionar las plantas de generación, se utilizan datos climáticos de Mulegé disponibles en la base de datos del NREL

y el software de simulación System Advisor Model (SAM). Esto permite calcular la generación de energía renovable en esa ubicación.

Posteriormente, se pasará a resolver el problema de optimización para diseñar dichos itinerarios con el fin de hacer uso de la batería para maximizar el ahorro económico y energético del usuario. Se planteará el algoritmo necesario para dar solución a las diversas variables que estarán en juego, dando como resultado un árbol de decisiones que se empleará en cada intervalo de tiempo.

Con ayuda del algoritmo obtenido se procederá a realizar el programa en el lenguaje python, el cual, deberá ser programado para hacer uso del árbol de decisiones y hacer que la batería se cargue o descargue dependiendo de las características de las variables. El programa deberá evaluar para cada intervalo de tiempo si la batería debe entrar en funcionamiento o no, además de asignar las pérdidas de transmisión de energía en caso de que entre en funcionamiento. Por último, todos los datos obtenidos podrán visualizarse mediante gráficas representativas de cada escenario (los escenarios se explican en la sección de resultados).

Se analizarán los resultados obtenidos del programa y se discutirá si el planteamiento fue correcto, si el sistema de micro-red con energía renovable puede ser aplicable en Mulegé tomando en cuenta los itinerarios y si la batería representa una ventaja considerable tanto en la energía fotovoltaica como en la eólica en este aspecto.

Además, para evaluar el comportamiento del uso de diferentes sistemas en la demanda residual, se basarán en tres indicadores estadísticos que se detallarán en los capítulos siguientes.

## Glosario de términos

A continuación se presentan algunos conceptos básicos que se usaran a lo largo de todo este trabajo.

- **Carga eléctrica:**

Este término alude a cualquier componente eléctrico que requiera potencia. En este estudio, se enfocará en las cargas eléctricas que varían con el tiempo, es decir, aquellas cuyo consumo de potencia fluctúa. Representan el último eslabón en el sistema de distribución de electricidad [21].

- Demanda eléctrica:

La demanda se define como la potencia eléctrica asociada a un período de tiempo determinado, necesaria para el funcionamiento de una carga eléctrica. Es una magnitud que varía y se mide específicamente para cada red eléctrica [21].

- Potencia eléctrica:

La potencia activa (P) es la que realiza trabajo útil, medida en watts (W). Para corriente continua (DC), se calcula con la fórmula :  $P = VI$  y en AC:  $P = V_{RMS}I_{RMS}\cos(\theta)$ . Donde  $V_{RMS}$  y  $I_{RMS}$  representan los valores efectivos de las señales senoidales [21].

La potencia reactiva (Q) está relacionada con los campos electromagnéticos y se genera por dispositivos inductivos y capacitivos. Se determina mediante:  $Q = V_{RMS}I_{RMS}\sin(\theta)$ , su unidad de medición es Volt Ampere Reactivo (VAR) [21].

La potencia aparente (S), o potencia compleja, es la totalidad de la potencia eléctrica, abarcando tanto la activa como la reactiva. Se representa como la suma vectorial de ambas:  $S = P + jQ$ . Alternativamente, se puede calcular como el producto fasorial del voltaje por el conjugado de la corriente,  $S = VI^*$ . Se mide en Volt Ampere (VA) [21].

- Generación distribuida (GD):

Este término alude a fuentes de generación de pequeña escala situadas tan cerca como sea posible de los puntos de consumo, idealmente utilizando energías limpias. Fundamentalmente, se trata de producir electricidad a través de una variedad de micro fuentes de generación [22].

- Generación renovable (GR):

Se trata del uso de tecnologías avanzadas para producir energía eléctrica transformando diversas fuentes de energía proporcionadas por la naturaleza. La característica principal de estas fuentes es su virtual inagotabilidad, es decir, su abundancia es tan grande que las actividades humanas no podrían agotarlas [23].

- Generación eólica (GE):

Este proceso implica la producción de energía eléctrica a partir de la transformación de la energía cinética del viento. Se realiza mediante aerogeneradores, que

son turbinas de gran envergadura equipadas con aspas diseñadas para captar la energía cinética del viento. El impacto del viento sobre estas aspas aerodinámicamente diseñadas provoca el giro de la turbina, generando así electricidad. La cantidad de energía eléctrica producida está directamente relacionada con el tamaño de la turbina y la velocidad del viento [24].

- Generación solar fotovoltaica (GSFV):

Se hace referencia al uso de paneles fotovoltaicos para la conversión de la energía radiante proveniente de los rayos solares en energía eléctrica. Estos paneles fotovoltaicos contienen pequeñas celdas solares que haciendo uso de las propiedades eléctricas y químicas de sus materiales, captan los fotones provenientes del sol para generar electricidad. En este caso no se hace referencia a la energía solar térmica ni ninguna de sus tecnologías. Tampoco se hace distinción entre generación de plantas, arreglos fotovoltaicos o mediante módulos individuales [25].

- Generación geotérmica (GGT):

Uso de la energía térmica proveniente del subsuelo para la producción de energía eléctrica mediante la implementación de plantas de vapor flash, ciclo binario y vapor seco, entre otras tecnologías. La presencia de fenómenos geotérmicos hace posible el uso de la energía térmica que generan (el origen de estos fenómenos se detallan en capítulos posteriores). La energía geotérmica puede presentarse bajo diferentes características geológicas y termodinámicas, pero su destino final siempre será la generación de energía eléctrica, por lo que no se hace referencia alguna a los usos directos de la energía térmica ni a ningún tipo de tecnología asociado a este proceso [26].

- Carga base (CB):

La carga base en una red eléctrica es el nivel mínimo de demanda durante un período específico. Esta demanda puede ser satisfecha por centrales de potencia invariable, por generación despachable, o por una colección de fuentes de energía intermitentes más pequeñas, según qué opción ofrezca la mejor combinación de bajo coste, disponibilidad y alta fiabilidad en un mercado eléctrico determinado. El resto de la demanda, que cambia durante el día, se satisface, por una parte mediante generación despachable, centrales de seguimiento de carga y centrales de punta, las cuales pueden ser rápidamente conectadas o desconectadas de la

red. Por otra parte también se satisface con la reserva operativa, la respuesta a la demanda y el almacenamiento de energía.

Las centrales eléctricas que no pueden variar rápidamente la cantidad de energía que entregan a la red, como las nucleares o las grandes térmicas de carbón, generalmente se denominan en español centrales de base.

- Generación a base centrales de turbogás (GTB):

Una central turbogás se constituye esencialmente por varios componentes: un dispositivo de arranque, un compresor, una cámara de combustión, una turbina de gas, un generador eléctrico y sistemas auxiliares como los de combustible, lubricación y arranque. El dispositivo de arranque ayuda a la unidad generadora durante el arranque para superar la inercia y acelerar la turbina de gas hasta alcanzar la velocidad necesaria para la ignición. El compresor centrífugo aumenta la presión del aire atmosférico y lo conduce a la cámara de combustión, donde se quema el combustible, ya sea gas o diésel. Los gases de escape resultantes de alta presión se expanden en las etapas de la turbina, impulsándola. A su vez, el generador eléctrico, acoplado a la turbina de gas y funcionando a velocidad nominal, produce energía eléctrica. Finalmente, los gases de escape son liberados a la atmósfera.

Las centrales de turbogás tienen la ventaja de poder iniciarse rápidamente, lo que les permite responder con prontitud a las demandas de energía eléctrica en los momentos de mayor consumo, conocidos como horas pico. Por esta razón, se les conoce como generadores de generación pico. Estas centrales pueden funcionar tanto como fuente de energía auxiliar como de manera continua, pero su uso implica un considerable impacto negativo en el medio ambiente.

- Sistemas de almacenamiento eléctrico (EESS):

Los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (EESS) a menudo se asocian total y exclusivamente con el intercambio de energía, por ejemplo, la generación con el consumo eléctrico, como su función única o principal en la red eléctrica. Sin embargo, estos sistemas no se limitan solo a esa aplicación, también pueden proporcionar una amplia variedad de funciones estables, confiables y económicas a la red eléctrica. Los EESS se pueden dividir por su tecnología de almacenamiento, como pueden ser sistemas eléctricos como los supercapacitores, mecánicos como

los volantes de inercia, térmicos o bien los más conocidos, electro-químicos como las baterías de iones de litio [22].

- **Micro-red:**

Una micro-red eléctrica se define como un conjunto interconectado de cargas y varios recursos de energía distribuida, con fronteras eléctricas claramente establecidas. Lo fundamental de una micro-red es su capacidad para funcionar de manera autónoma respecto a la red principal. Esto significa que puede conectarse o desconectarse de la red principal (modo isla), operando de forma independiente. Las micro-redes incluyen sistemas con recursos energéticos distribuidos, como micro-turbinas hidroeléctricas, turbinas eólicas, generadores a base de combustibles y energía fotovoltaica, además de sistemas de almacenamiento de energía y cargas flexibles. La operación eficiente y bien coordinada de estas micro fuentes dentro de la red puede ofrecer múltiples beneficios para el rendimiento general del sistema [22] [2].

## Estructura de la tesis

El primer capítulo introdujo la justificación y objetivos de este trabajo, definiendo términos clave que se usarán a lo largo de la tesis y su estructura general.

En el capítulo 2, se exponen conceptos fundamentales para comprender los sistemas eléctricos, con un enfoque inicial en la energía solar fotovoltaica y la energía eólica. También se introducen los conceptos de generación distribuida y micro-redes.

El capítulo 3 presenta las características técnicas de la actual red de potencia de BCS, evaluando los recursos solares y eólicos en la zona para dimensionar adecuadamente las plantas de generación renovables.

En el capítulo 4, se desarrolla el planteamiento para modelar el sistema de generación con energía renovable dentro de una micro-red en BCS, definiendo todas las variables (demanda energética, esquema tarifario, sistema eléctrico de la micro-red, características del BESS, y los recursos de energía renovable) descritas en los capítulos previos.

El capítulo 5 muestra los resultados obtenidos con los itinerarios propuestos, analizándolos y discutiendo diferentes aspectos de su eficacia.

Finalmente, el capítulo 6 resume las conclusiones y cómo se alcanzaron los objetivos planteados en la tesis.

# Conceptos básicos sobre una nueva generación con micro-fuentes

## Introducción

Los términos “micro-redes eléctrica” y “generación distribuida” (GD) están estrechamente relacionados. La GD se considera un componente esencial de las micro-redes. Las micro-redes eléctricas consisten en un conjunto interconectado de cargas y varias fuentes de generación distribuida, capaces de funcionar de manera autónoma respecto a la red principal [2]. La GD implica un cambio significativo en el enfoque tradicionalmente centralizado de la generación de energía eléctrica. Originalmente, la industria eléctrica priorizaba la generación cerca de los puntos de consumo. Sin embargo, con el crecimiento de las centrales generadoras, la generación eléctrica se ha centralizado en una estructura unidireccional que conocemos hoy en día, abarcando generación, transmisión, distribución y consumo. Este modelo ha permitido suministrar energía eléctrica a lugares distantes de los centros de generación [2].

En la actualidad, los desafíos ecológicos y el creciente aumento en la demanda de electricidad han llevado a la búsqueda de alternativas tecnológicas. Estas buscan garantizar un suministro de energía eléctrica confiable y de alta calidad, al tiempo que promueven el ahorro y la eficiencia en el uso de los recursos naturales [2]. Una de estas alternativas es la generación de electricidad lo más cerca posible del lugar de consumo, integrando los beneficios de las energías renovables y el soporte del sistema eléctrico tradicional. A esta aproximación se le denomina generación distribuida, generación in-situ o generación dispersa [27].

Como se mencionó anteriormente, las micro-redes emplean la generación distribuida

(GD) para cubrir sus necesidades energéticas. En la actualidad, se observa una tendencia creciente hacia la integración de fuentes de energía renovable en el esquema de generación de las micro-redes. Este enfoque contribuye a la reducción de los costos de generación asociados al uso de combustibles fósiles y disminuye el impacto ambiental. No obstante, la GD supone un desafío en términos de operación, ya que requiere una gestión óptima de las múltiples fuentes de energía, incluyendo aquellas intermitentes, para satisfacer constantemente la demanda eléctrica de la micro-red (Tovar, 2018) [14].

## Sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos de potencia representan los sistemas dinámicos más extensos creados por el hombre, consistiendo en redes que comúnmente abarcan miles de nodos. Su dinámica es comparable a la de miles de ecuaciones diferenciales no lineales de primer orden. Estos sistemas necesitan ser capaces de equilibrar su generación con la demanda en todo momento, a lo largo del tiempo. Para lograr esto, los componentes de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica deben funcionar de manera coordinada y equilibrada, actuando como un sistema unificado [28](Figura 2).

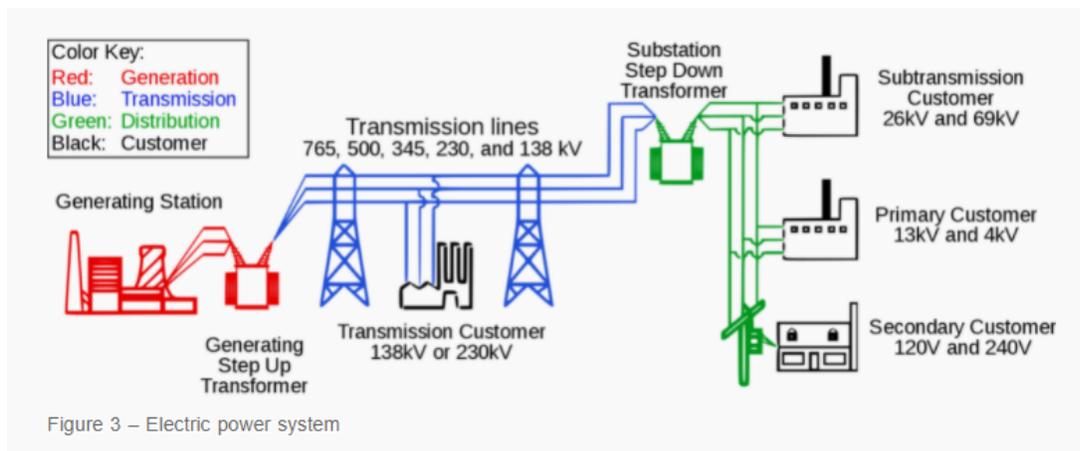


Figura 2: Diagrama sobre el proceso de generación, transmisión y distribución de los sistemas eléctricos de potencia [7].

Para formular, modelar y analizar micro-redes, es esencial entender los principios básicos que rigen la operación de los sistemas eléctricos. Aunque la teoría fundamental de la transmisión de energía eléctrica se describe a través de la interacción de campos electromagnéticos, el análisis de estos sistemas se centra en el intercambio de potencia

en términos de voltaje y corriente. Aquí, la corriente representa el flujo de electrones y el voltaje es la fuerza que impulsa su movimiento. Los sistemas eléctricos de potencia utilizan corriente alterna, en la cual tanto los voltajes como las corrientes son ondas senoidales que se desplazan a una velocidad angular  $\omega$ , y presentan un desfase  $\theta$ , tal como se muestra en las ecuaciones correspondientes (Tovar, 2018) [14].

$$v = V \cos(\omega t + \theta_v) \quad (1)$$

$$i = I \cos(\omega t + \theta_i) \quad (2)$$

Conforme a la identidad de Euler, una señal senoidal como la onda de voltaje puede representarse en forma fasoria (Ec.3) y también de manera compleja, como se ilustra en la Figura 3:

$$\mathbf{V} = V e^{j\theta_v} = V(\cos \theta_v + j \sin \theta_v) \quad (3)$$

De igual manera, en el caso de la corriente se describe

$$\mathbf{I} = I e^{j\theta_i} = I(\cos \theta_i + j \sin \theta_i) \quad (4)$$

El voltaje y la corriente, en su forma fasorial, se pueden representar gráficamente de acuerdo a lo ilustrado en la figura 3

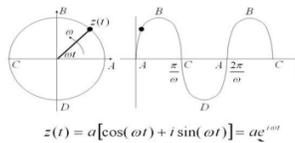


Figura 3: Representacion fasorial de un numero complejo [8]

Así, la potencia compleja (Ec.5) se describe como,

$$\mathbf{S} = \mathbf{V}\mathbf{I}^* = V e^{j\theta_v} I e^{-j\theta_i} = VI e^{j\theta} \quad (5)$$

En donde  $\theta = \theta_v - \theta_i$  se conoce como el ángulo de desfase entre voltaje y corriente. Por lo tanto, la potencia compleja se puede expresar como (Ec.6):

$$\mathbf{S} = VI(\cos \theta + j \sin \theta) = P + jQ \quad (6)$$

Al separar los términos real e imaginario, obtenemos (Ecs. 7 y 8):

$$P = VI \cos \theta \quad (7)$$

$$Q = VI \sin \theta \quad (8)$$

La componente real de la potencia en un sistema eléctrico, conocida como potencia activa  $P$ , (Ec. 7), se define como el promedio en torno al cual oscila la potencia instantánea. Representa la energía útil, es decir, la que es capaz de realizar trabajo efectivo. Por otro lado, la componente imaginaria, llamada potencia reactiva  $Q$ , (Ec. 8), corresponde al valor pico de la segunda componente de la potencia instantánea. Debido a que su promedio es cero, la potencia reactiva no puede realizar un trabajo útil y se intercambia continuamente entre la fuente y la carga.

El triángulo de potencias, ilustrado en la Figura 4, es una herramienta gráfica empleada para establecer las relaciones entre las componentes de la potencia eléctrica. El coseno del ángulo de fase  $\theta$  entre el voltaje y la corriente, conocido como factor de potencia, refleja la proporción entre la potencia útil y la potencia total del sistema [9], y se expresa matemáticamente como  $fp = \frac{P}{S} = \cos(\theta)$ .

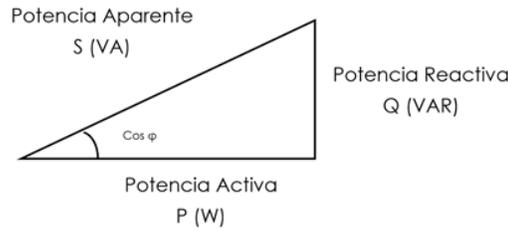


Figura 4: Triángulo representativo de la potencia activa, reactiva y aparente [9]

Es crucial establecer un modelo matemático para el problema de flujos de potencia a fin de comprender cómo se distribuyen estos flujos en una red. Se parte de la premisa de que cada nodo tiene una demanda de potencia constante, y asumiendo un valor para el voltaje en dicho nodo, se calcula la corriente correspondiente. La potencia compleja  $S_m$ , inyectada en el nodo  $m$ , se describe mediante la ecuación 9 [29], donde  $I_m^*$  representa el conjugado de la corriente inyectada en el nodo  $m$ :

$$S_m = V_m I_m^* \quad (9)$$

De esta manera el valor de  $V_m$  está dado como (Ec. 10):

$$V_m = \left( \frac{S_m}{I_m} \right)^* = \frac{P_m^{neta} - jQ_m^{neta}}{I_m^*} \quad (10)$$

El análisis de flujos de potencia es un componente esencial en el estudio de los sistemas de potencia, y está íntimamente relacionado con la estabilidad del voltaje en la red.

Es crucial entender el concepto de inyección de potencia. Para una fuente de generación, la inyección es positiva, mientras que para las cargas, la inyección tiene un valor negativo. Esto nos lleva al concepto de potencia neta en el nodo  $m$ , definida como la diferencia entre la potencia generada y la potencia demandada (Ecs. 11, 12 y 13) [29]. Separando la parte real y la parte imaginaria, se obtiene:

$$S_m^{neta} = S_{Gm} - S_{Dm} \quad (11)$$

$$P_m^{neta} = P_{Gm} - P_{Dm} \quad (12)$$

$$Q_m^{neta} = Q_{Gm} - Q_{Dm} \quad (13)$$

Al comenzar el proceso iterativo en el análisis de flujos de potencia, es habitual asumir que los voltajes en todos los nodos del sistema tienen un valor inicial igual al del nodo de referencia. Por ejemplo, es común iniciar el proceso iterativo con un voltaje de  $1\angle 0^\circ$  en todos los nodos, lo cual se denomina arranque a voltaje plano [29].

En cada iteración del proceso, la solución se deriva del método iterativo empleado. La diferencia entre los voltajes nodales se calcula en cada iteración, comparando el voltaje calculado  $V^{k+1}$  con el voltaje de la iteración anterior  $V^k$ , para todos los nodos a excepción del nodo compensador (Ec. 14) [29]. En cada paso, los voltajes se actualizan y se considera que el método ha convergido cuando la diferencia entre iteraciones consecutivas, en términos de valor absoluto, es menor que un umbral de tolerancia establecido,  $\epsilon_v$ . (Ec. 15):

$$\Delta V = V_m^{k-1} - V_m^k \quad (14)$$

$$|\Delta V| \leq \epsilon_v \quad (15)$$

El concepto de convergencia en los cálculos de flujos de potencia también se puede verificar examinando los desequilibrios tanto en la potencia activa como en la reactiva. Este desequilibrio se identifica como la discrepancia entre la potencia neta establecida y la potencia que resulta de los cálculos. A partir de la Ec. 11, se procede a estimar las corrientes en cada nodo usando los datos actuales de voltaje nodal. Durante la

iteración  $k$ , se realiza el cálculo de la potencia compleja en cada nodo, permitiendo así la evaluación de la precisión de la iteración en curso [29].

$$S_m^{calc} = V_m^k (I_m^{calc})^* = P_m^{calc} + jQ_m^{calc} \quad (16)$$

Utilizando los valores calculados de  $P_m^{calc}$ , se procede a determinar los desajustes tanto en la potencia real como en la reactiva, conforme a las Ecuaciones 17 y 19. En una solución adecuada, estos desajustes deben ser inferiores a las tolerancias predefinidas,  $\epsilon_p$  para la potencia real y  $\epsilon_Q$  para la potencia reactiva, como se detalla en las Ecuaciones 18 y 20:

$$\Delta P_m = P_m^{neta} - P_m^{calc} \quad (17)$$

$$\Delta P_m \leq \epsilon_p \quad (18)$$

$$\Delta Q_m = Q_m^{neta} - Q_m^{calc} \quad (19)$$

$$\Delta Q_m \leq \epsilon_Q \quad (20)$$

El ciclo iterativo se completa una vez que los valores absolutos de los desajustes satisfacen las tolerancias establecidas [9][29]. La información crucial que se deriva de un estudio de flujos de potencia incluye la magnitud y el ángulo de fase de los voltajes en cada nodo, junto con los detalles de la potencia real y reactiva que circula a través de las líneas de transmisión.

## Micro-Redes

Siguiendo la definición proporcionada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos [27], una micro-red se conceptualiza como un conjunto interconectado de cargas y una variedad de recursos de energía distribuida. Esta cuenta con fronteras eléctricas bien delimitadas. Un aspecto clave es que la micro-red funciona como una entidad autónoma en relación con la red principal. Esto significa que puede conectarse y desconectarse de la red principal (modo isla), operando de manera independiente

Aunque las micro-redes suelen abarcar sistemas de distribución de bajo voltaje (BV), no están limitadas a estos. En este trabajo particular, se enfocará en micro-redes operando a voltajes de alta tensión (115 kv y 230 kv). Estas micro-redes incorporarán recursos

energéticos distribuidos como turbinas eólicas, generadores basados en combustibles, energía fotovoltaica, etc., además de sistemas de almacenamiento de energía y cargas flexibles [22] (Figura 5).

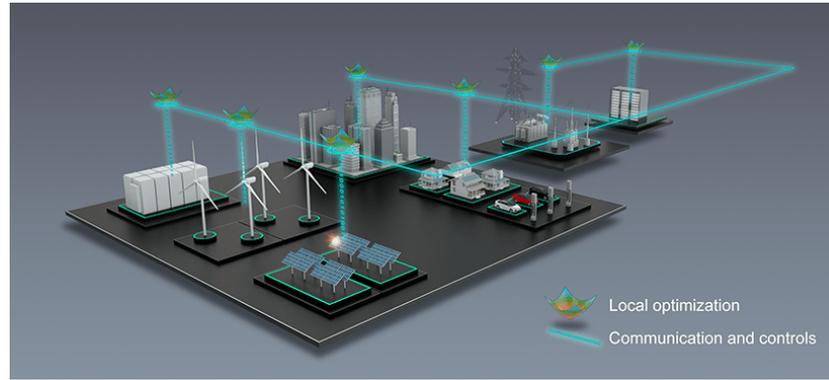


Figura 5: Representación de una Micro-red ideal [10]

Una distinción clave entre las micro-redes eléctricas y el sistema eléctrico nacional radica en la proximidad de su generación al centro de consumo, conocida como generación in situ o generación distribuida. En contraste, la generación en la red eléctrica nacional es centralizada, y los centros de consumo suelen estar distantes del punto de generación.

Hasta hace algunos años, se recurría comúnmente a generadores diésel en las micro-redes para satisfacer la demanda eléctrica, lo que implicaba altos costos asociados al transporte de combustible y un impacto negativo directo sobre el medio ambiente. Sin embargo, con el auge de las energías renovables, el enfoque de las micro-redes se está desplazando hacia la sustentabilidad y la independencia energética.

La operación eficiente de las micro fuentes en una red puede aportar beneficios significativos al rendimiento del sistema si se manejan y coordinan adecuadamente [27], transformándola en una red inteligente. A diferencia de las redes convencionales, el flujo de energía dentro de una micro-red puede ser multidireccional; es decir, la energía no solo se dirige a los consumidores, sino que también puede ser aportada por ellos a la red. Estos usuarios se conocen como prosumidores [30], y para participar activamente en la red, generalmente disponen de fuentes de energía renovable. De esta manera, no solo satisfacen su propia demanda, sino que también pueden vender energía, por ejemplo, cuando tienen un excedente de producción, para que sea utilizada en otro nodo de la micro-red. A este tipo de transacción se le denomina “Peer to peer energy trading” o

intercambio de energía entre pares [31]. Este flujo multidireccional de energía, procedente de diversas fuentes, añade múltiples niveles de complejidad a la red. Por ello, es crucial contar con modelos de gestión de energía capaces de mantener el equilibrio en la micro-red, asegurando que la generación y la demanda se correspondan. Actualmente, se están investigando varios modelos que abordan esta problemática, incluyendo aspectos económicos para establecer el precio de la energía [32].

## Fuentes renovables

A diferencia de las energías convencionales, tanto la energía eólica como la solar fotovoltaica tienen un impacto ambiental significativamente menor. La producción de electricidad a través del viento y la radiación solar no emite gases tóxicos, lo que significa que no contribuyen al efecto invernadero ni a la lluvia ácida. Aunque es cierto que su impacto ambiental no es completamente nulo y se debe prestar atención a este aspecto, estas fuentes de energía siguen siendo soluciones sostenibles y sustentables. No obstante, su principal limitación radica en su carácter intermitente

- **Recurso Eólico.** La valoración del potencial utilizable en una región específica incluye etapas de exploración, análisis de datos y registros previos de estaciones cercanas, reconocimiento geográfico del terreno y la aplicación de técnicas estadísticas pertinentes [1]. Esta revisión de datos ofrece una perspectiva cuantitativa sobre la capacidad potencial de energía eólica en el área de estudio, sirviendo como base para el desarrollo de un proyecto energético.

La velocidad del viento es el criterio clave para decidir la instalación de un sistema de aerogeneración. La velocidad media del viento es un buen indicador para evaluar si una ubicación es idónea para un aerogenerador. Esto se debe a que la energía producida por el viento varía proporcionalmente al cubo de su velocidad [1], como se muestra en la ecuación 21:

$$P = \frac{\rho A v^3 C_p}{2} \quad (21)$$

Aquí, el coeficiente de potencia, denotado como  $C_p$ , representa la fracción de energía que el rotor eólico logra extraer del viento, siendo además un parámetro específico de diseño para cada aerogenerador. El valor máximo teórico de  $C_p$ , derivado de la teoría del rotor desarrollada por Betz, es  $C_{pBetz} = 16/27 = 0,5926$ .

No obstante, en aplicaciones prácticas, el  $C_p$  suele alcanzar valores cercanos a 0.4 [1].

Un concepto clave en el entendimiento de los sistemas eólicos es el factor de planta (CF, por sus siglas en inglés de “capacity factor”). Este indicador de rendimiento se define como la proporción entre la energía efectivamente generada por el sistema eólico ( $P_w$ ) y la energía que el sistema podría producir si operase constantemente a su capacidad nominal ( $P_R$ ) durante un período de tiempo específico [20].

$$CF = \frac{P_w}{P_R} \quad (22)$$

Finalmente, exploraremos el modelo de capa límite [1] (Ec. 23), que es fundamental para extrapolar las velocidades del viento a diferentes alturas.

La capa límite es un fenómeno que resulta de la interacción entre un fluido y un objeto. Esta interacción se ve influenciada por las propiedades del fluido, como la viscosidad y la compresibilidad, así como por la forma del objeto. Bajo este fenómeno, la velocidad del fluido incrementa a medida que se distancia del objeto, tomando como punto de referencia la superficie del mismo. En la superficie del objeto, la velocidad del fluido es cero, lo que podría interpretarse como si el fluido estuviera adherido al objeto, y a medida que nos alejamos, el fluido se desplaza con mayor libertad [33].

Basándose en esta teoría, en el campo de la energía eólica se ha propuesto una ecuación que permite extrapolar la velocidad del viento a distintas alturas, teniendo en cuenta las características del terreno y la velocidad del viento a una altura conocida. Esta extrapolación es de gran utilidad para determinar la potencia potencial de una turbina eólica a una altura específica. La ecuación es la siguiente.

$$\frac{U(Z)}{U(Z_r)} = \frac{\ln(Z/Z_0)}{\ln(Z_r/Z_0)} \quad (23)$$

Donde:

$U(Z)$  es la extrapolación de la velocidad del viento a cierta altura.

$Z$  es la altura referenciada sobre la cual se extrapolara.

$U(Z_r)$  Velocidad del viento a una altura dada.

$Z_r$  es la referencia de altura de la velocidad de viento que si se conoce.

$Z_0$  se utiliza como parámetro de rugosidad.

Cuadro 1: Diferentes terrenos y su rugosidad reportada [1]

Descripción del terreno	$Z_0(mm)$
Hielo o lodo suave	0.01
Mar abierto tranquilo	0.20
Mar picado	0.50
Superficie nevada	3.00
Pasto suave	8.00
Pasto áspero	10.00
Campo de barbecho	30.00
Cultivos	50.00
Pocos árboles	100.00
Muchos árboles, cercos y pocos edificios	250.00
Bosques	500.00
Suburbio	1500.00
Centros de ciudades con edificios altos	3000.00

- Recurso Solar.** La generación de energía fotovoltaica se lleva a cabo a través de arreglos compuestos por múltiples paneles FV, los cuales están integrados por celdas fotovoltaicas. Estas celdas transforman la radiación solar en energía eléctrica por medio del efecto fotoeléctrico [20].

La radiación solar, ilustrada en la Figura 6, incide de dos maneras distintas: como radiación solar directa ( $G_b$ ), donde la radiación proviene directamente del Sol, y como radiación solar difusa ( $G_d$ ), que no sigue una trayectoria directa desde el Sol. El término  $G_{SC}$  hace referencia a la constante solar, que tiene un valor de  $G_{SC} = 1367[W/m^2]$ .

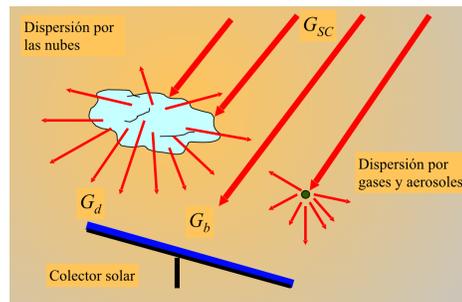


Figura 6: Clasificación de la radiación solar [11].

Así, la radiación global ( $G_h$ ), que se presenta de manera gráfica en la Figura 7, se puede expresar de la siguiente forma (Ec. 24):

$$G_h = G_b \cdot \cos(\theta_z) + G_d \quad (24)$$

Considerando que la irradiancia se define como la radiación incidente por unidad de área sobre una superficie [11] (medida en  $[W/m^2]$ ), podemos relacionar el primer término de la ecuación ( $G_b \cdot \cos(\theta_z)$ ) con la irradiancia normal directa (DNI). Por su parte,  $G_d$  (la radiación difusa) se asocia con la irradiancia horizontal difusa (DIF). La radiación global,  $G_h$ , que incluye tanto la radiación normal como la difusa, está relacionada con la irradiancia horizontal global (GHI). Esta última es un dato clave utilizado en los archivos de irradiancia solar en el software System Advisor Model (SAM) de NREL [34] para el dimensionamiento fotovoltaico. En este estudio, se utilizaron archivos que contienen la GHI de las bases de datos de NREL [20] para la región de BCS.

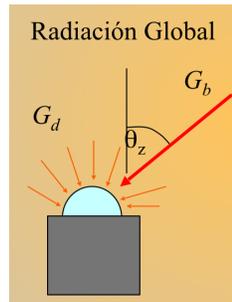


Figura 7: Composición de la radiación global [11]

Para dimensionar un sistema fotovoltaico (FV), es primordial primero analizar el recurso disponible, es decir, la irradiancia, en la zona de interés. El recurso solar Ec.25, depende directamente de las condiciones específicas de radiación solar en una ubicación determinada.

Mediante el uso de software especializado y bases de datos, es posible obtener información sobre el recurso solar a lo largo de varios años, utilizando simplemente la latitud y longitud del lugar en cuestión. Con estos datos del recurso solar del área estudiada y los registros históricos del consumo de demanda, se puede calcular la potencia pico que debería tener el arreglo fotovoltaico (Ec.25).

$$P_{pico} = \frac{E_L}{R_s R_t \eta_T} \quad (25)$$

Donde:

$E_L$  - Energía de la carga medida en Watts.

$R_s$  - Radiación Solar con medidad de HSP (Horas Solares Pico - Ec.26).

$$1[HSP] = 1[KWh/m^2] \quad (26)$$

$R_t$  - El rendimiento térmico se determina utilizando los registros históricos de temperatura del área y considerando las características específicas del panel fotovoltaico

$\eta_T$  - Eficiencia de todo el sistema

Basándose en el tipo de panel fotovoltaico seleccionado, se determina la configuración adecuada que satisfaga la potencia pico calculada previamente (Ec. 33).

$$N_{pvs} \cdot N_{pvp} \cdot P_{panel} = P_{pico} \quad (27)$$

Donde:

$N_{pvs}$  es la cantidad de paneles FV que se conectan en serie

$N_{pvp}$  es la cantidad de paneles FV que fueron conectados en paralelo.

$P_{panel}$  Potencia reportada del panel solar.

- **Recurso Geotérmico.** La energía geotérmica es una de las energías renovables con menos popularidad; sin embargo, tiene un gran potencial de aprovechamiento y puede tener múltiples usos dependiendo de las características del recurso. Como es bien sabido el interior de la tierra no es sólido a gran profundidad, sino que está constituida principalmente por roca líquida conocida como magma que fluye desde el núcleo interno hasta la superficie. El magma a su vez se produce por el calor que el núcleo interno genera debido a la formación del planeta y la descomposición de elementos radioactivos. Básicamente, la energía geotérmica aprovecha esta fuente de calor que proviene del interior de la tierra, el cual puede presentarse incluso en su superficie (Un claro ejemplo son los volcanes y géiseres).



Figura 8: Capas de la tierra [12]

Como ya se ha descrito, la energía geotérmica aprovecha el calor del interior de la tierra para distintos fines los cuales dependerán de las características del sistema geotérmico. Como es de esperar, no es posible aprovechar este recurso en cualquiera lugar o no al menos con el mismo potencial. Esto estará directamente relacionado con el tipo de sistema geotérmico y su composición.

Actualmente, no existe un consenso global sobre la clasificación de sistemas geotérmicos. Algunas clasificaciones usan la temperatura como principal criterio [35] mientras que otros autores prefieren hacer un análisis más riguroso y usar varias propiedades termodinámicas [36]. También se hacen clasificaciones de acuerdo al tipo de fuente de calor, su uso o incluso las propiedades geológicas. En este trabajo usaremos la clasificación por temperatura para simplificar su explicación.

Es importante tener en cuenta que el uso que se le dará al recurso geotérmico dependerá de la temperatura que este pueda entregar, siendo la generación de energía eléctrica entre la que necesita más altas temperaturas. Existen diversas formas de aprovechar la energía geotérmica que, como se mencionó, dependerá principalmente de la temperatura. Puede tener diversos usos dentro de diferentes industrias como una fuente de calor, pero, para poder usarse dentro de una micro-red, requiere que su finalidad sea la de producción de energía eléctrica.

Generación de electricidad: Cuando el recurso geotérmico tiene una temperatura superior a 150-200°C es viable hacer uso de tecnologías para la generación eléctrica [13]. Entre las más populares se encuentran las plantas de vapor flash simples, dobles, de ciclo binario y vapor seco. Para los objetivos de este trabajo no es necesario detallar cada tecnología, pero el esquema de su funcionamiento puede verse en las figuras 9 y 10

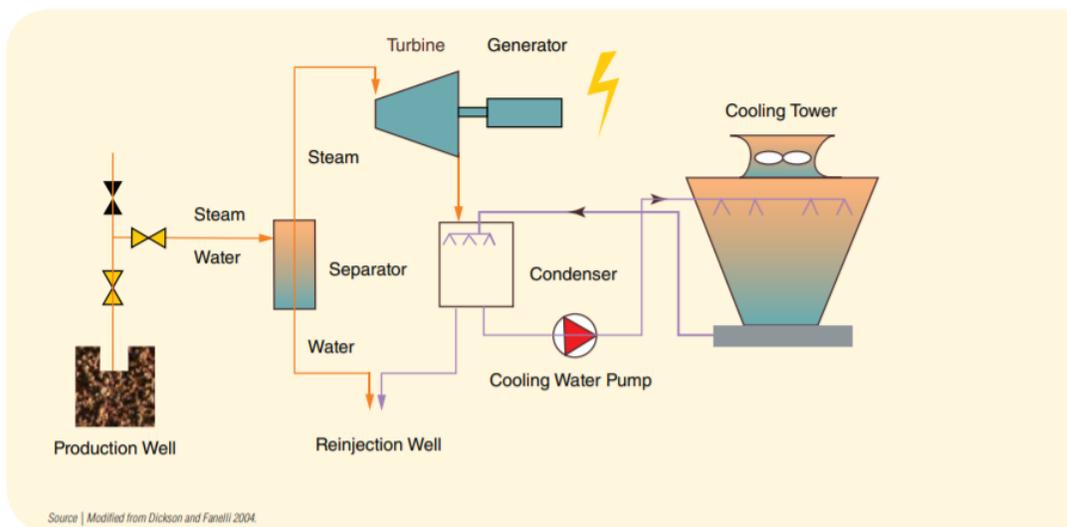


Figura 9: Esquema del funcionamiento de una planta de vapor flash Fuente:[13]

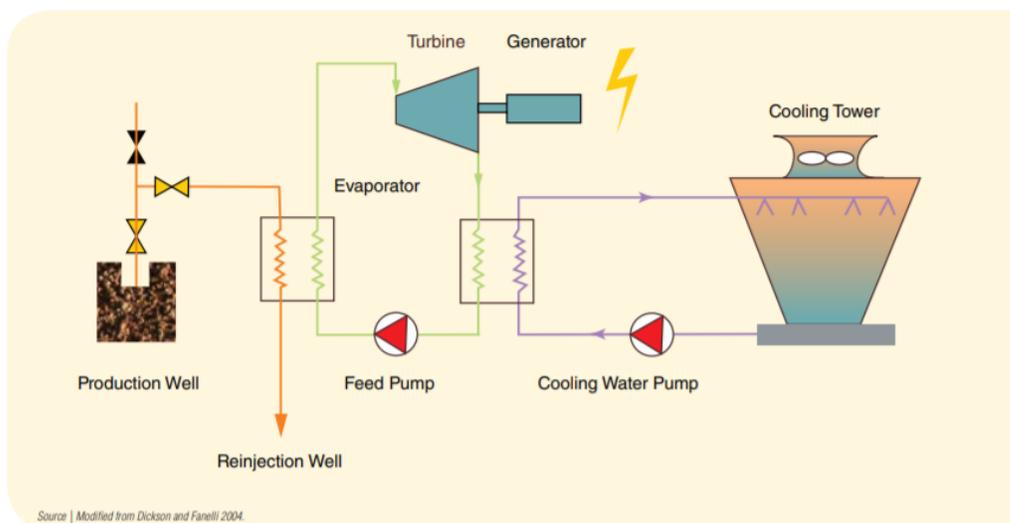


Figura 10: Esquema del funcionamiento de una planta de ciclo binario Fuente:[13]

Por último, es importante tener en cuenta que a diferencia de algunas otras fuen-

tes de energía renovable, la energía geotérmica es constante e independiente de cualquier factor climático. Esto se traduce en una gran ventaja, ya que puede considerarse como una fuente de energía confiable, de la cual puede hacerse uso en el momento que se requiera. Esto a su vez la hace ideal para implementar proyectos a largo plazo donde muchos de los costos y proyecciones pueden ser calculados con una mayor precisión a diferencia de otras fuentes renovables [37]



# Descripción del Modelo para el sistema de almacenamiento basado en un sistema de almacenamiento (BESS)

Para fines de esta tesis es importante conocer el principio de funcionamiento del BESS propuesto, por ello a continuaciones se explica el modelo que se ocupara para los itinerarios con ayuda de la batería, con ayuda de un ejemplo gráfico para su comprensión.

El objetivo del modelo para el sistema de almacenamiento (BESS), es maximizar el porcentaje de energía almacenada proveniente de fuentes renovables por la mañana y por la tarde, para cada día durante un período de cinco días, mientras se utiliza la mayor cantidad posible de GFV o GE residual (energía que no se está utilizando debido a la poca o nula demanda), para lograrlo. De igual manera, se pretende maximizar la energía liberada por el BESS en los horarios con tarifa punta para asegurar un ahorro económico al satisfacer parte de la demanda con esta energía.

Esto se logra encontrando un perfil de carga apropiado para el dispositivo de almacenamiento, de modo que se cargue a la tasa correcta durante los períodos diurnos (o nocturnos) cuando hay mucha GR, y se descargue a la tasa correcta durante cierto período en el mañana o por la tarde. Para ello debemos tener en cuenta las características de nuestro BESS. En primer lugar, el dispositivo de almacenamiento de batería está limitado por la tasa máxima de importación y exportación, al igual que está limitado por la capacidad de carga máxima. Tomando en cuenta estos factores, se eligieron diferentes valores y se experimentó con cada uno de ellos hasta concluir cuáles eran

los óptimos, considerando la GR, la ventana de descarga y la demanda eléctrica. En esta sección solo nos limitamos a explicar dichos valores, pero el sistema completo y las herramientas ocupadas para lograrlo se encuentra en la sección de Resultados”.

Para el caso de la tasa de exportación máxima puede definirse de la siguiente forma:

$$B_{min} \leq B_{d,k} \leq B_{max} \quad (28)$$

En el BESS que hemos elegido para esta tesis, la tasa máxima de importación es de  $B_{max} = 200$  [kWh] y la tasa de exportación máxima es de  $B_{min} = 200$  [kWh]. En segundo lugar, la batería no puede cargar más allá de su capacidad. Sea  $C_{d,k}$  la carga total (en KWh) de la batería en el día  $d$  y hora  $k$  [14].

$$0 \leq C_{d,k} \leq C_{max} \quad (29)$$

Donde la capacidad máxima que se ha considerado es  $C_{max} = 2000$ [KW]. El cambio en la carga total de la batería de un paso al siguiente está relacionado por [14]:

$$C_{d,k+1} = C_{d,k} + B_{d,k} \quad (30)$$

Dado que nuestro BESS estará alimentado únicamente por GR, la tasa de carga máxima se obtendrá de estas fuentes, por lo que la función de carga es la siguiente [14]:

$$B_{d,k} = P_{d,k} \quad (31)$$

Donde  $P_{d,k}$  es la energía promedio importada a la batería proveniente de una fuente renovable [14].

Para una mejor comprensión del funcionamiento del BESS se puede observar la figura 11. En ella se describen los estados ideales de la batería. Al inicio del ciclo, la batería se mantiene descargada hasta que comienza el GR, la cual carga la batería hasta su capacidad de carga máxima. Una vez que inicia el horario de tarifa punta, se descarga conforme se necesite para satisfacer la demanda o parte de ella, pero siempre sin sobrepasar su tasa de exportación máxima, hasta quedar completamente descargada. En este punto el ciclo vuelve a comenzar.

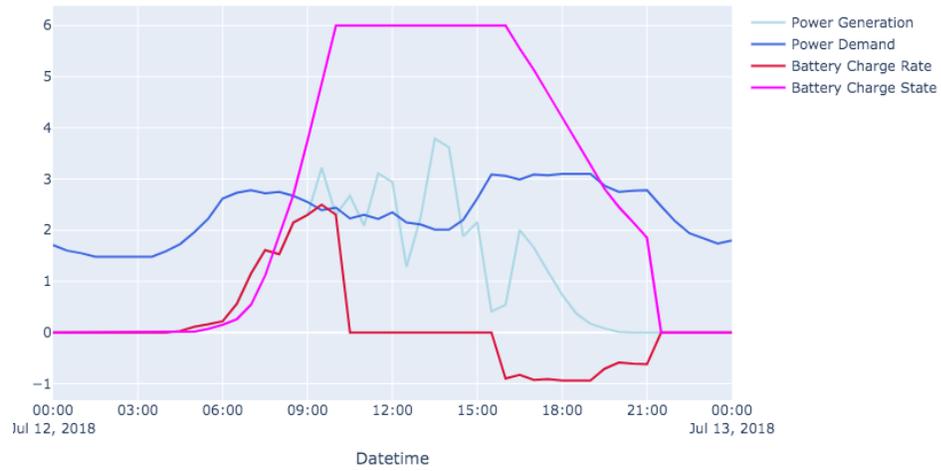


Figura 11: BESS ideal cargándose con PVPG. [14]

Para la legislación mexicana [38], se considera generación distribuida cuando la potencia del sistema generada es menor a 500 [kW], para más de 500 [kW], se debe considerar el precio marginal local (PML) en la estrategia de carga y descarga de baterías.



# Sistema Eléctrico Mulegé - Baja California Sur: Estado Actual.

## Introducción

La región de BCS posee un sistema eléctrico autónomo, aislado de la red eléctrica nacional, como se ilustra en el mapa de transmisión del territorio nacional (Figura 12). Este sistema en BCS se divide en dos subsistemas: Mulegé, ubicado en la parte norte del estado, y BCS en la parte sur, donde se concentran los centros con las mayores cargas, tales como La Paz, San José del Cabo y Cabo San Lucas [3].



Figura 12: División de regiones descritas por el SEN[15]

## Sistema Mulegé - Baja California Sur

El sistema eléctrico de Baja California Sur se segmenta en tres áreas principales: Constitución, La Paz y Los Cabos. En el esquema del sistema de transmisión mostrado en la Figura 13, se detallan estas tres zonas junto con la ubicación de los principales centros de carga y las plantas generadoras. De acuerdo con la Figura 13, en la actualidad, el sistema cuenta con 28 centros de consumo, 2 centrales de combustión interna, 3 de turbogás, 1 central termoeléctrica, 1 de ciclo combinado, 1 parque eólico y 3 instalaciones solares fotovoltaicas (Tovar,2018). [4] [14].



Figura 13: Mapa de la red de transmisión de Mulegé.

En el Cuadro 2 se presenta la información de cada central de generación, incluyendo nombre, tecnología de generación y capacidad instalada. Esta información se utiliza para el modelado del sistema eléctrico de BCS que se utiliza en este documento.

Cuadro 2: Centrales y su tecnología en la zona Mulegé (BCS), zona Snta Rosalía [2], [3], [4]

<b>Central</b>	<b>Tecnología de Generación</b>	<b>Capacidad [MW]</b>
C.T.J. Santa Rosalía	Turbojet	12.5
C.G.T. Tres Vírgenes	Geotérmica	10
C.D. Santa Rosalía	Diésel Eléctrica	7.15
C.D. Santa Rosalía Respaldo	Diésel Eléctrica	11.33
C.S.FV. Santa Rosalía	Solar Fotovoltaica	1
<b>TOTAL</b>	<b>Todas</b>	<b>58.9</b>

En el Cuadro 3 se detalla la información sobre los principales nodos de carga en la red de Baja California Sur (BCS), donde se consume la energía. Aunque el CENACE proporciona datos públicos sobre el consumo diario total del sistema de BCS, no hay información pública detallada que permita conocer con precisión el consumo individual en cada uno de los nodos.

Cuadro 3: Nodos de carga en BCS

<b>Zona de carga</b>	<b>Nombre</b>
CONSTITUCION	Santo Domingo
CONSTITUCION	Central Termica Gral. Agustin Olachea
CONSTITUCION	Insurgentes
CONSTITUCION	Las Pilas
CONSTITUCION	Loreto
CONSTITUCION	Puerto Escondido
CONSTITUCION	Villa Constitucion
LA PAZ	Bledales
LA PAZ	Camino Real
LA PAZ	Coromuel
LA PAZ	El Triunfo
LA PAZ	La Paz
LA PAZ	Olas Altas
LA PAZ	Palmira
LA PAZ	Punta Prieta
LA PAZ	El Recreo
LA PAZ	Rofomex
LOS CABOS	Aeropuerto San Jose del Cabo
LOS CABOS	Cabo Bello
LOS CABOS	Cabo San Lucas Dos
LOS CABOS	Cabo Falso
LOS CABOS	Cabo del Sol
LOS CABOS	Cabo Real
LOS CABOS	Desaladora Los Cabos
LOS CABOS	El Palmar
LOS CABOS	Palmilla
LOS CABOS	San Jose del Cabo
LOS CABOS	Santiago
LOS CABOS	Turbogas Los Cabos

Además, utilizando la información publicada por el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) en el Programa de Ampliación y Modernización: “DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL”, se ha creado un diagrama unifilar de toda la región de Mulegé, BCS. La Figura 14 muestra este diagrama unifilar del sistema completo de la región, modelado mediante el software de simulación ETAP<sup>1</sup>. Este diagrama refleja el estado actual y las modificaciones autorizadas por el CENACE. El modelo ETAP será la base para analizar el sistema eléctrico de BCS y asistirá en la

<sup>1</sup>NO. DE LICENCIA: ETAP OTI-1690 1600 15-9937

formulación del sistema de generación distribuida con recursos de generación renovable en los siguientes capítulos (Tovar, 2018) [14].

Es importante señalar que los programas de flujos de potencia normalmente representan los sistemas de generación y transmisión en su forma sinusoidal fundamental en estado estacionario y bajo condiciones equilibradas .

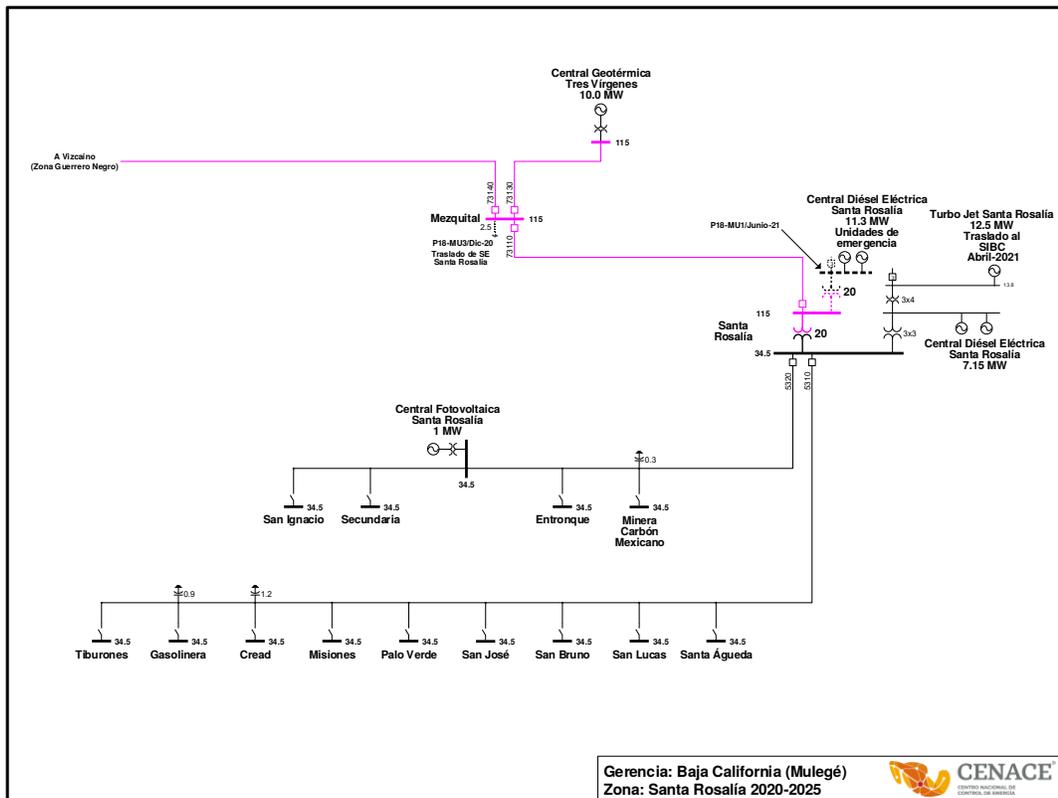


Figura 14: Diagrama unifilar de la zona de Mulegé.

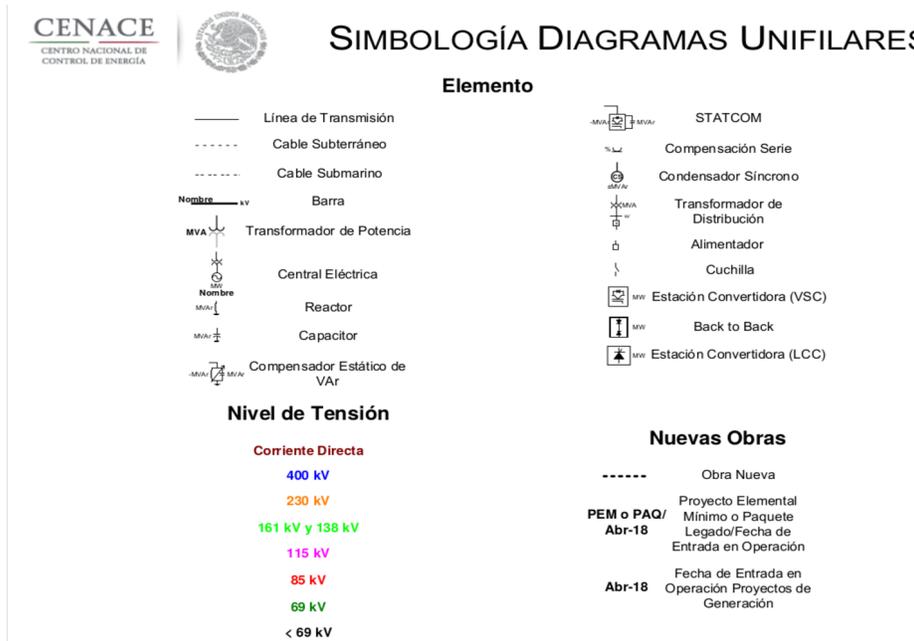


Figura 15: Simbología utilizada dentro del diagrama unifilar [16].

## Ventana de descarga con base en tarifas de la CFE.

Con base en las tarifas de la CFE de gran demanda en media tensión horaria [17], se tiene que para la región de BCS. Los periodos de punta, intermedio y base, se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe en el apartado 3.3.4 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018. Para el caso de estudio de esta tesis, el periodo de punta para BCS es de lunes a viernes de 12:00 - 22:00 hrs y sábados de 19:00 - 22:00 hrs. Esta tarifa aplica solo para los meses de abril a octubre, lo cual es un escenario suficiente para los objetivos de esta tesis.

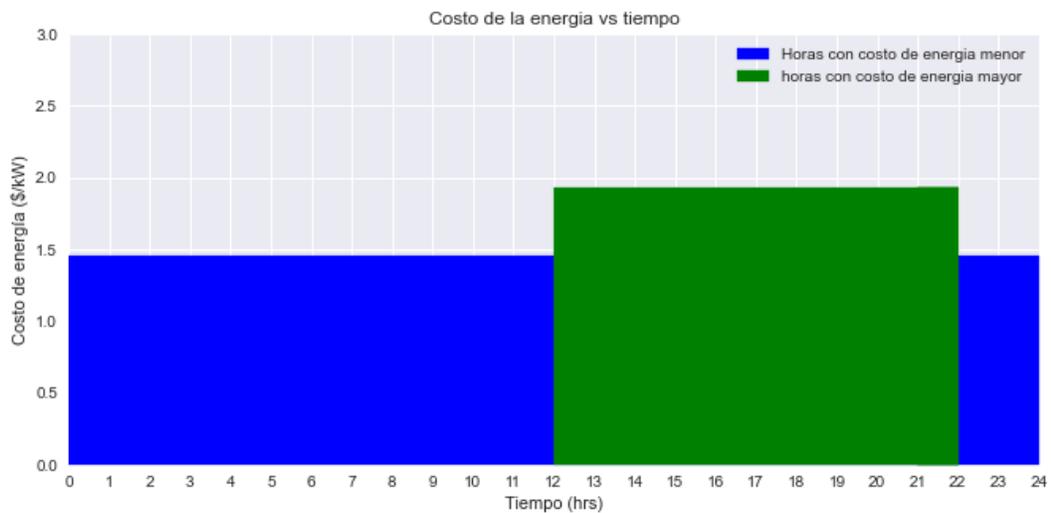


Figura 16: Costo de la energía a lo largo del día, para la zona de Mulegé [17]

## Demanda eléctrica

Para analizar la variación de la demanda eléctrica a lo largo del día, se han utilizado los datos de la Secretaría de Energía (SENER) referentes al sistema eléctrico de BCS durante el año 2017, los cuales están disponibles públicamente [2]. En la Figura 17 se ilustra el comportamiento de la demanda eléctrica en distintos períodos del año; se observa que el mes de julio presenta la demanda máxima, mientras que enero tiene la demanda mínima. Dado que todos los valores de demanda anual se encuentran dentro de estos rangos, se emplearán estas tendencias para representar un día típico de verano y otro de invierno, como se muestra en la Figura 17.

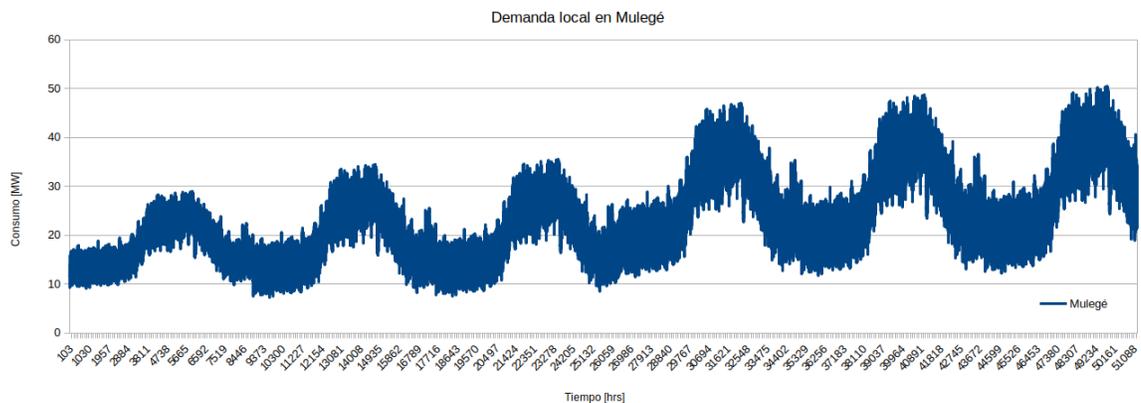


Figura 17: Demanda en Mulegé - BCS (Fuente: SENER 2021)

La Figura 17 muestra claramente que el patrón de consumo eléctrico en verano experimenta fluctuaciones significativas entre los periodos de consumo mínimo y máximo, en contraste con el invierno, donde el comportamiento es más estable. En verano, los valores oscilan entre 381 MW y 531 MW. Por otro lado, en invierno, tanto la magnitud como la forma de la demanda varían, registrándose una demanda mínima de 182 MW y una máxima de 332 MW. El sistema de generación renovable (GR) tomará en cuenta estos periodos (invierno y verano) para evitar, en la medida de lo posible, un sobredimensionamiento en los meses de baja demanda o un subdimensionamiento durante los meses de alta demanda (Tovar, 2018) [14].

## Variables climáticas en la región de Mulegé-BCS

A continuación, se presenta el conjunto de datos construido a partir de la información de variables climáticas disponibles para la región BCS proporcionada por el NREL. Entre estas variables se incluyen datos relevantes como la temperatura, velocidad del viento, irradiancia difusa, irradiancia global, entre otros. Ver Figura 18

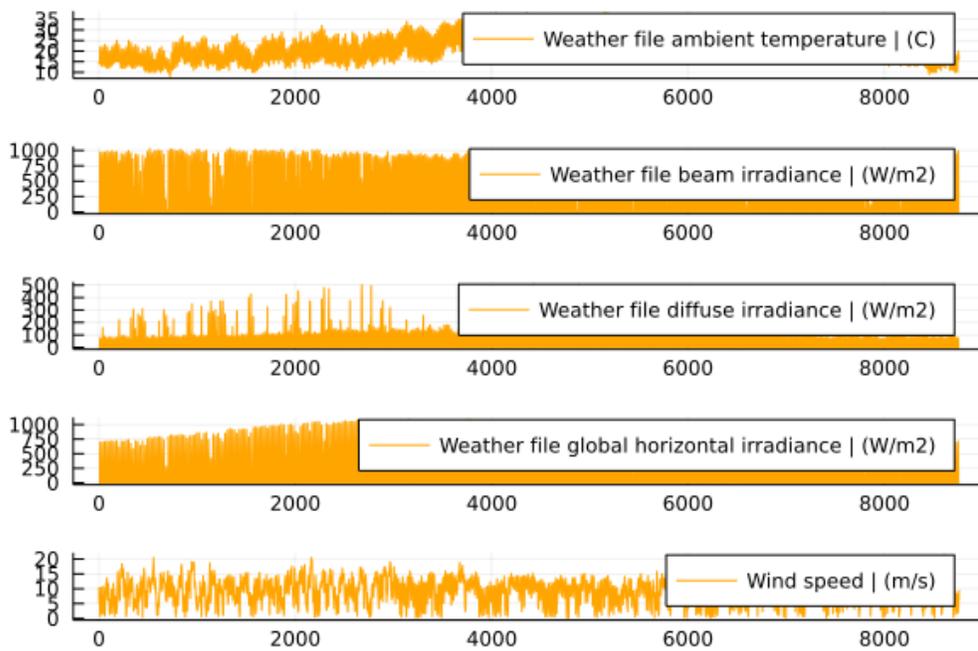


Figura 18: Variables climáticas en Mulegé, BCS [14].

Como se puede observar, la región de BCS Sur presenta condiciones climáticas alta-

mente favorables para el aprovechamiento de fuentes de energía renovable. La irradiación horizontal global en esta zona suele estar cerca de los  $1000 \frac{w}{m^2}$ , lo cual es un valor ideal para la mayoría de los paneles fotovoltaicos comerciales. Incluso cuando esta irradiación es menor, aún se considera suficiente para una eficiente producción de energía. En lo que respecta a la generación eólica, la mayoría de las turbinas comerciales actuales pueden empezar a operar con velocidades de viento superiores a los  $4 \frac{m}{s}$ , y las gráficas indican que vientos de esta magnitud son bastante comunes en la región. En la sección siguiente, se detallan más a fondo estas variables climatológicas.

## Recurso solar en la región de Mulegé-BCS

En este apartado, vamos a estimar el recurso solar en la región de Baja California Sur (BCS) para luego dimensionar una central de Generación Solar Fotovoltaica (GSFV). Para facilitar el procesamiento y análisis de los datos, utilizaremos el software de licencia libre System Advisor Model (SAM) de NREL [34].

En la Figura 19 se presentan mapas de irradiancia de la base de datos de NREL para la zona de BCS, elaborados con la ayuda del National Solar Radiation Database viewer (NSRD). Como se puede observar, la región cuenta con un recurso solar abundante, con la mayor parte del estado cubierta por zonas naranjas y rojas, indicando un alto recurso solar. La irradiancia global promedio es superior a  $6500 \frac{wh}{m^2}$ . Con este nivel de irradiancia, es factible que cualquier panel solar comercial pueda generar una cantidad de GSFV más que suficiente para aplicaciones domésticas o industriales.

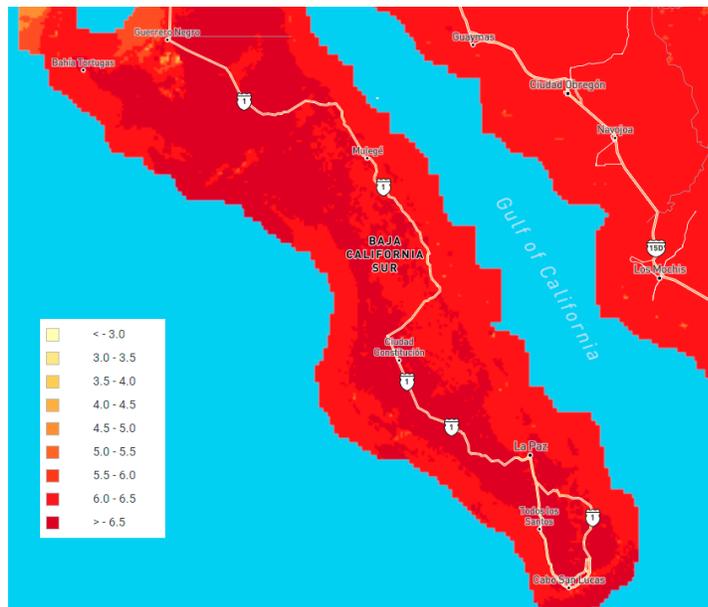


Figura 19: Mapa de Irradiancia global estimada, para la zona de BCS[18]

La Figura 20 muestra la distribución mensual de la irradiancia global a lo largo de un año en la zona de Mulegé, con mediciones en intervalos de una hora. En esta figura se aprecia claramente que los meses con menor recurso solar son enero y diciembre, mientras que mayo y julio son los meses de mayor recurso solar. Sin embargo, incluso en los meses con menor recurso solar, la irradiancia sigue siendo adecuada para garantizar una producción considerable de Generación Solar Fotovoltaica (GSFV), como se demostrará en los capítulos siguientes.

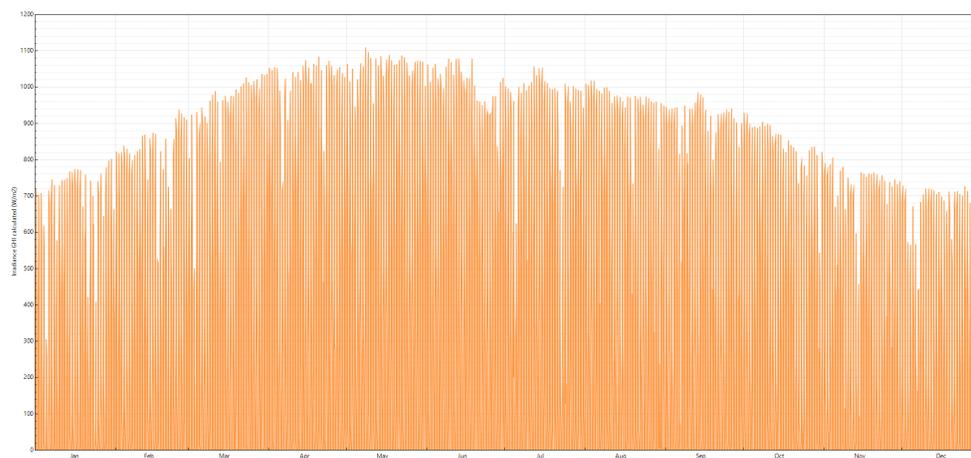


Figura 20: Perfil de Irradiancia (anual) para la zona de Mulegé.

Los perfiles de irradiancia global para los meses de invierno indican que, en promedio, se alcanzan valores de hasta  $750 \frac{w}{m^2}$  cerca del mediodía, lo que todavía representa un alto recurso solar. Al examinar estos mismos perfiles durante los meses de verano, se observa que, en promedio, se llega a alcanzar hasta  $1000 \frac{w}{m^2}$ , cifras que son ideales para la GSFV.

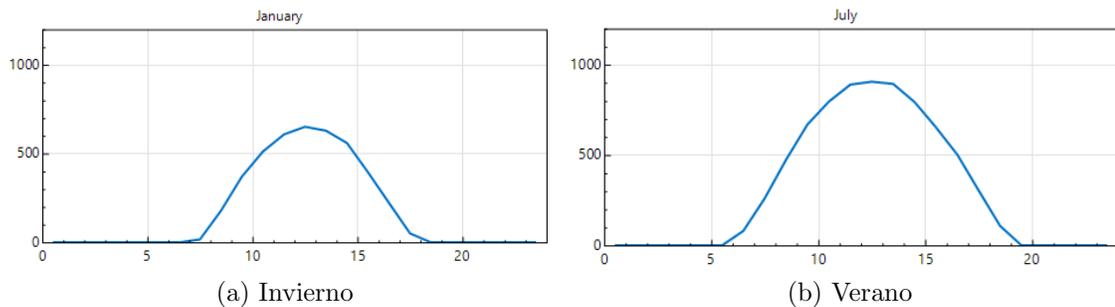


Figura 21: Perfiles de irradiancia global en dos temporadas, a lo largo de 24 h, en la zona de Mulegé

## Recurso eólico en la región de Mulegé

En este apartado, se evaluará el recurso eólico utilizando el software SAM y los mapas del National Solar Radiation Database viewer (NSRD) proporcionados por NREL. Según la figura 22, la mayor parte de la región de Baja California Sur se sitúa en una zona donde las velocidades promedio del viento oscilan entre  $4$  y  $6 \frac{m}{s}$  a una altura de  $100$  m sobre la superficie, altura que suele ser la del eje de las turbinas. Aunque el recurso eólico en esta región no es excepcionalmente alto, cualquier velocidad de viento superior a los  $3 \frac{m}{s}$  ya puede comenzar a generar energía eólica (GE) de manera favorable, aunque la generación máxima ocurre con vientos que superan los  $11 \frac{m}{s}$  [39].

Al observar las velocidades del viento sobre el mar, se encuentran valores superiores a los  $7 \frac{m}{s}$ , lo que sugiere la viabilidad de considerar la GE “Offshore” (que se realiza mar adentro [40]) en las costas de BCS para maximizar la generación eólica.

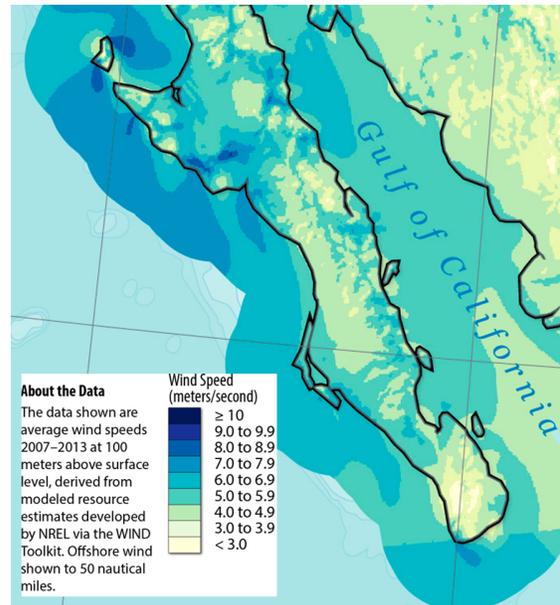


Figura 22: Mapa de las velocidades de viento estimadas, para la zona de BCS[19]

La Figura 23 presenta las velocidades de viento en la zona estudiada, medidas a 100 metros de altura a lo largo de un año, con registros horarios. A diferencia del recurso solar, la época con mayor recurso eólico en esta región se da durante los meses de invierno, mientras que el recurso más bajo se encuentra en los meses de verano. Según el Cuadro 4, la velocidad media del viento en esta área es de  $5,89 \frac{m}{s}$ , con una velocidad promedio diaria máxima de  $7,78 \frac{m}{s}$  y mínima de  $2,12 \frac{m}{s}$ . Sin embargo, como muestra la figura 23, durante gran parte del año se alcanzan velocidades superiores a los  $9 \frac{m}{s}$ .

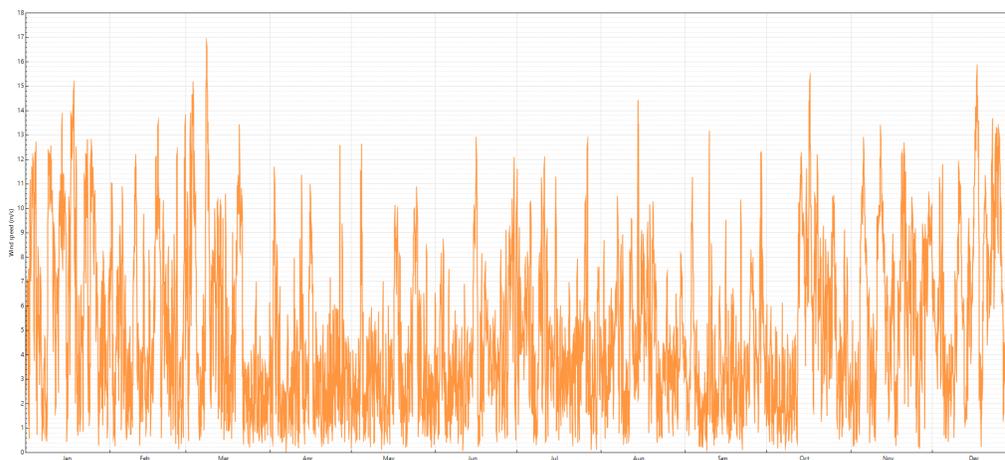


Figura 23: Perfil del Recurso eólico en la región de BCS

Cuadro 4: Principales variables del viento en la zona de BCS-Mulege [5]

$V_{max} [\frac{m}{s}]$	$V_{min} [\frac{m}{s}]$	$V_{prom} [\frac{m}{s}]$	Desv. Est.	Dirección [°]
7.7806	2.1223	5.8935	3.1739	129.74

Durante los meses de invierno, basándonos en los perfiles de velocidad del viento, se observa que el promedio diario puede alcanzar valores de hasta  $8 \frac{m}{s}$ , manteniéndose por encima de los  $4 \frac{m}{s}$  durante gran parte del día. En cambio, en los meses de verano, las velocidades máximas apenas superan los  $5 \frac{m}{s}$  y pueden descender hasta casi  $0 \frac{m}{s}$ , un valor inferior al requerido para una Generación Eólica (GE) óptima. Aunque en verano las condiciones no son tan favorables, siguen siendo suficientes para una GE efectiva.

El principal desafío de esta fuente renovable es su intermitencia o las variaciones abruptas en las velocidades del viento, lo que conlleva a fluctuaciones en su generación eléctrica, reduciendo su fiabilidad. Esta característica de intermitencia representa el mayor reto en la utilización de la energía eólica.

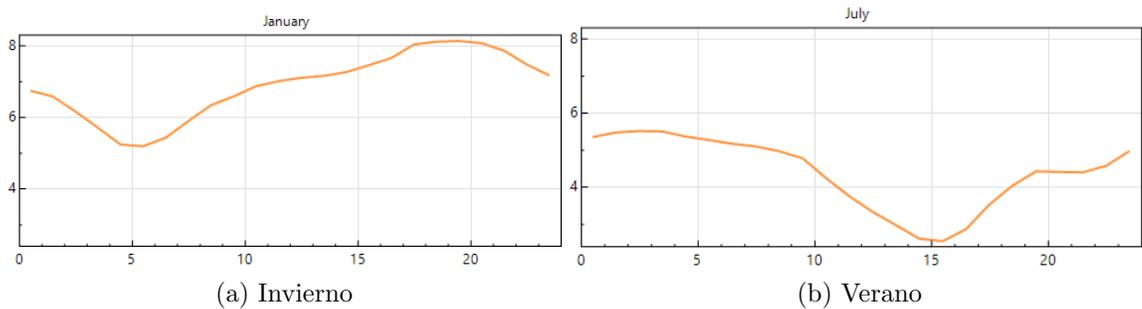


Figura 24: Perfiles de las velocidades de viento, en dos temporadas, a lo largo de 24 h, en la zona de Mulegé



# Planteamiento de los itinerarios de carga y descarga en Mulegé - BCS.

## Introducción

En este capítulo se describirá con detalle la solución propuesta para elegir los itinerarios de carga y descarga de un sistema de baterías en la zona de Mulegé. Las baterías se implementarán en un sistema fotovoltaico y eólico con la finalidad de abastecer a un prosumidor, especialmente en aquellos momentos donde debido al horario, la energía tiene un precio alto (punta), y a su vez en aquellos momentos donde no pueda ser abastecido por fuentes renovables debido a su naturaleza intermitente.

Se describirá los algoritmos utilizados y el modelo matemático aplicado, los cuales son la base del planteamiento del problema y con ellos es posible simular diversos escenarios. Más adelante, se hace uso de estos algoritmos en un caso particular, es decir, se eligió una empresa pesquera (prosumidor), a la cual le fue dimensionado un sistema fotovoltaico y uno eólico con un sistema de baterías que se cargaran y descargaran de acuerdo al algoritmo de optimización que se diseñó. Por último, se menciona cómo se llevó a cabo todo esto con ayuda del software SAM y el lenguaje de programación python para crear una herramienta completa que nos permite gestionar y visualizar los itinerarios de forma automatizada.

## Algoritmo de optimización para los horarios de carga y descarga del sistema de almacenamiento

Como se mencionó, el objetivo principal es satisfacer la demanda, especialmente cuando el horario de costo es punta (mayor costo de la energía), de esta manera nos

aseguramos en mayor medida de un ahorro de dinero. Por ello, tomando en cuenta que tenemos un sistema de baterías, se puede crear un algoritmo que nos permita entender con mejor detalle la solución del problema e identificar los itinerarios correctos.

De forma simple, podemos decir que la batería debe descargarse cuando el horario sea punta, siempre y cuando no exista generación de las fuentes renovables. En caso de que exista una generación de dichas fuentes, se puede satisfacer la demanda sin necesidad de recurrir a la batería, incluso si es el horario punta. Pero en caso de que el horario no sea punta y exista generación, puede redirigirse esta energía hacia la batería para cargarla, de este modo, aunque parte de la energía generada no sea destinada a satisfacer la demanda, se estará guardando para usarla en los momentos en los que el precio de la energía sea más elevado y es en este momento cuando dicha energía guardada podrá satisfacer la demanda y así ahorrar una mayor cantidad de dinero.

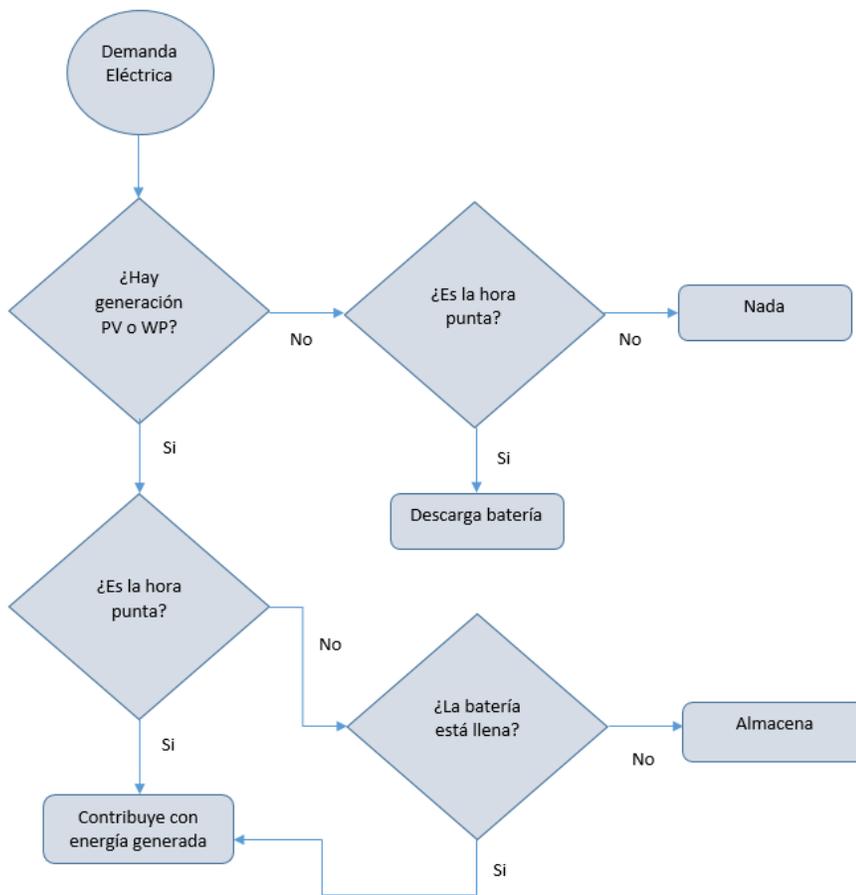


Figura 25: Diagrama de flujo para la optimización de itinerarios.

Con ayuda del diagrama de flujo (figura 25) queda mejor representado las diferentes posibilidades y con su ayuda podemos comenzar a tener una idea del planteamiento de este problema. El único momento donde la batería podrá descargarse es mientras no exista una fuente renovable que esté generando y sea horario punta. Además, en los momentos donde la energía generada sea destinada a cargar la batería, una vez que se encuentre completamente llena, se vuelve a redirigir esta energía para satisfacer la demanda.

El siguiente paso es formular el problema de optimización para los itinerarios de una forma matemática, lo que además de ayudarnos a solucionar el problema, también nos facilitara implementar el código que se programara en python mas adelante. Tomando en cuenta que estaremos trabajando con series de datos podemos nombrar las siguientes variables como:

$$D_{elect} = \{D_0, D_1, \dots, D_k\} \quad (32)$$

Donde  $D_{elect}$  es la potencia eléctrica consumida en la zona de Mulegé, en [kW], la variable  $k$  se refiere al número total de muestras, en este caso  $k$  tiene una resolución horaria (24 horas por cada día).

$$G_{ren} = \{G_0, G_1, \dots, G_k\} = G_{pv} + G_{eólica} \quad (33)$$

$G_{ren}$  se refiere a la generación renovable, en nuestro caso, esta tiene un componente de PVPG ( $G_{pv}$ ), y otro componente de generación eólica ( $G_{eólica}$ ).

$$h_k = \{h_0, h_1, \dots, h_k\} \quad (34)$$

$h_k$  es cada una de las horas del día que se usara para definir los intervalos de carga y descarga de la batería.

$$h_k = h_{carga(k)} \rightarrow Carga \quad (35)$$

$$C_k = G_{ren}(k)$$

$C_{d,k}$ , como ya habíamos mencionado, es la carga total de la batería en (kW) en el día  $d$  y hora  $k$ . La carga del BESS comenzará si se encuentra dentro del horario de carga (se establece de acuerdo al horario punta) (eq. 34), es decir, el BESS se cargará en el horario en el cual no sea punta. Para la descarga haremos lo mismo, fijaremos un horario

de descarga, si nos encontramos dentro de ese horario y no hay generación renovable, entonces descargamos el BESS.

$$h_k = h_{descarga(k)} \rightarrow Descarga \quad (36)$$

En este punto es importante recordar que este sistema se estará empleando dentro de una micro-red. Esto nos permite sacar provecho de la energía que podría no estarse ocupando ni para cargar la batería ni para satisfacer la demanda. Y es que es importante contemplar este hecho dado que el número de diferentes resultados puede dar lugar a este último escenario donde hay generación renovable, pero no hay demanda o no en gran medida y además la batería se mantiene cargada porque no ha llegado el horario de descarga. Al no ser capaces de predecir con gran precisión el perfil de demanda para los 365 días ni tampoco la generación de energía renovable, tenemos que contemplar todas las posibilidades y tener energía residual (entiéndase por energía residual la energía que está siendo generada por las fuentes renovables, pero que no se está utilizando de ninguna manera) es una de ellas.

De acuerdo a lo anterior, la energía residual  $E_{res}$  la podemos definir como la diferencia entre la demanda eléctrica y la generación renovable ( $G_{ren}$ ).

$$E_{res(k)} = G_{ren(k)} - D_{elect(k)} \quad (37)$$

Si cargamos el BESS, la energía residual sería:

$$E_{res(k)} = G_{ren(k)} - C_k \quad (38)$$

Y en el supuesto de que se cargue la batería y además parte de la generación esté contribuyendo en la red eléctrica una vez que la batería se haya llenado por completo tendríamos lo siguiente

$$E_{res(k)} = G_{ren(k)} - (C_k + D_{elect(k)}) \quad (39)$$

Con el cálculo de la energía residual puede plantearse entonces su uso para otros fines, además del autoconsumo. Al estar este sistema dentro de un nodo en un micro-red podemos redirigir el flujo de la energía hacia otro nodo donde la demanda de energía sea elevada y pueda ser utilizada [31], de esta manera el consumidor puede convertirse ahora en un prosumidor al vender este exceso de energía a otro usuario de la micro-red. Esto nos plantea la posibilidad de sobredimensionar el sistema intencionalmente con el

objetivo de tener siempre un exceso de energía que podrá almacenarse en el sistema de baterías para posteriormente, además de usarse para satisfacer la demanda de la propia industria en horas pico, venderse para poder aportar energía a la micro-red en otras zonas. De hecho, este sería uno de los principales objetivos de una micro-red, que los usuarios en su mayoría tuvieran la facultad de prosumidor.

Ahora que tenemos el planteamiento del problema con las variables que necesitamos podemos programar el código en python que con ayuda de datos reales y las simulaciones elaboradas en SAM, nos permitirán obtener resultados cuantificables y una mejor visualización del flujo de la energía dentro del sistema. Con ello podremos finalmente dar solución a los problemas de los itinerarios de carga y descarga de el BESS de una forma automatizada.



# Resultados

## Dimensionamiento y simulaciones en SAM de NREL

Antes de programar el código y hacer la simulación en python fue necesario adquirir la demanda de energía de algún usuario en Mulegé para poder trabajar con esos datos como si fueran nuestro caso real. Se decidió utilizar la demanda de una industria pesquera que se encuentra en ese lugar, específicamente aquella que está destinada a la refrigeración de su producto, la cual tiene un perfil de consumo como el que se muestra a continuación

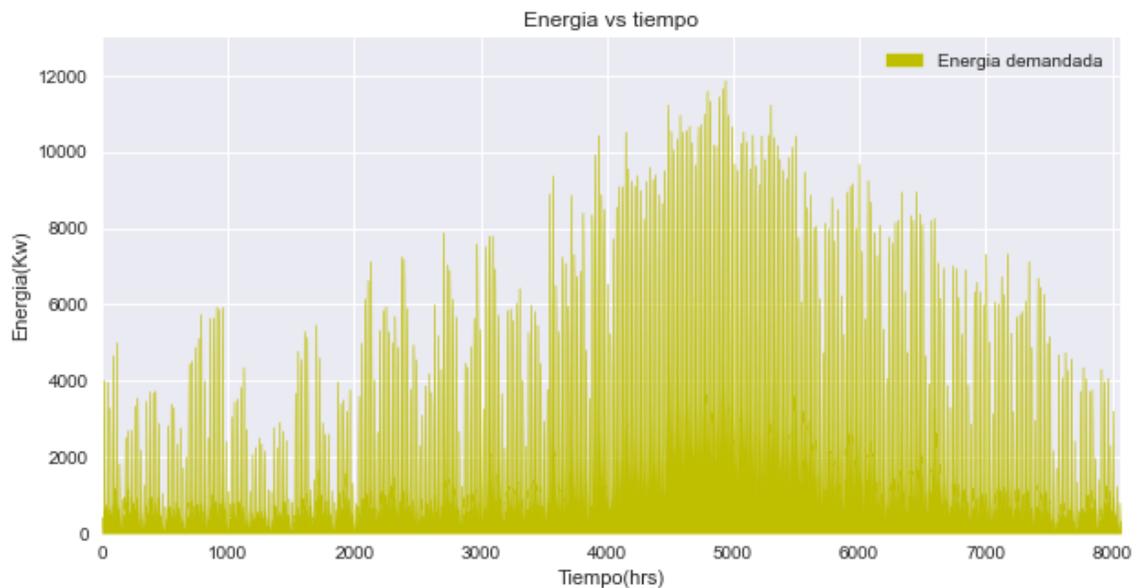


Figura 26: Perfil de consumo energético para la refrigeración dentro de la industria pesquera en Mulegé

Con base en este consumo se hicieron dos simulaciones en el software SAM, donde se usaron los datos meteorológicos de la zona de Mulegé (los cuales SAM ya tiene dentro de su base de datos) para obtener la generación de energía de un parque fotovoltaico y una turbina eólica, dimensionados para cubrir una parte de la demanda donde en temporadas de bajo consumo puede haber un excedente para vender o aportar a la micro-red. De momento, no se decidió dimensionar el sistema para cubrir el total de la demanda porque, como puede verse, es bastante elevada y para representar un caso real también es importante considerar el presupuesto que se tiene, el cual tendría que ser bastante grande (millones de pesos), en especial teniendo en cuenta que el BESS tiene un costo elevado [41]

Como se mencionó, las simulaciones fueron hechas sobre la zona de Mulegé, exactamente usando como referencia las coordenadas con una latitud de  $26,8^\circ$  y una longitud  $-111,98^\circ$ . Para el caso del parque fotovoltaico, el resumen de las variables y las características del parque se muestran en la tabla 5. El panel que se eligió fue monocristalino de la marca “Chint Solar” por su eficiencia nominal y su potencia, lo cual puede ahorrarnos una buena cantidad de espacio requerido para su instalación, alcanzando a su vez la potencia máxima deseada.

Cuadro 5: Características del sistema fotovoltaico simulado en SAM NREL

Capacidad instalada [MW]	HSP	Numero de modulos	Eficiencia nominal [%]	$P_{pico}$ [MW]
5.022	6.854	7440	22.35	4,570.42

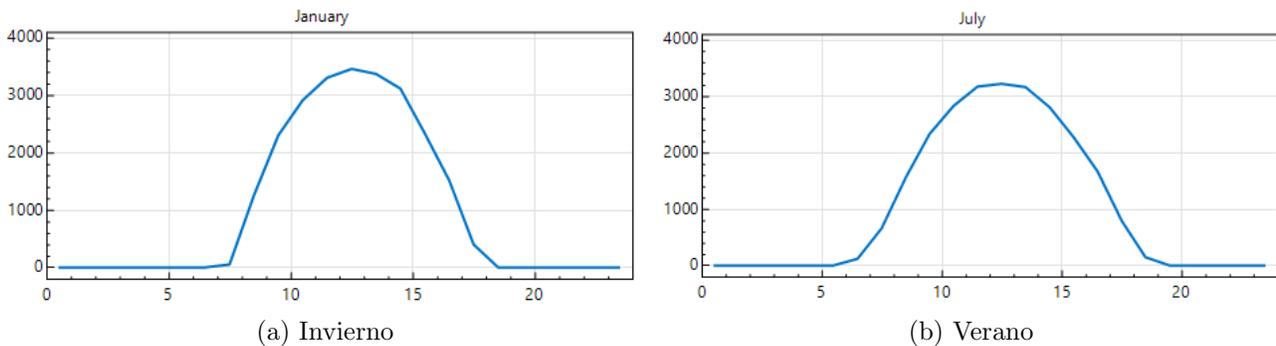


Figura 27: Energía producida por el sistema fotovoltaico en 24 h.

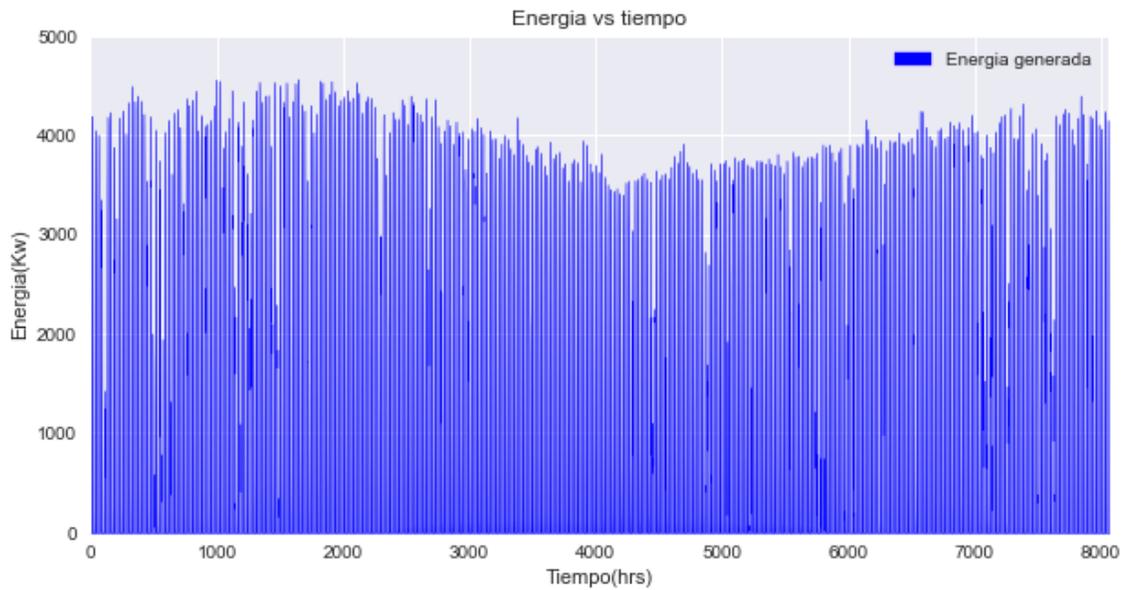


Figura 28: Energía producida por el sistema fotovoltaico a lo largo del año.

En la figura 27 podemos ver la generación de energía del sistema fotovoltaico a lo largo de un día completo, tanto para invierno como para verano. Lo que puede notarse es que existe una mayor producción de energía durante el invierno y durante el verano la energía que se produce, disminuye. Esto puede verse mejor en la figura 28 donde los meses de menor producción se encuentran en el verano. Por último, la energía anual producida y el factor de planta de este sistema pueden verse en el cuadro 6. Este factor de capacidad se encuentra dentro de un rango aceptable dado que las mejores plantas fotovoltaicas en el mundo con los mejores factores de capacidad están apenas arriba del 30 % [42]

Cuadro 6: Producción anual de energía del sistema fotovoltaico simulado con SAM NREL

Energía Anual [MW]	CF[%]
10,072.44	22.90 %

En el caso de la turbina eólica, las consideraciones iniciales fueron exactamente las mismas que las del parque fotovoltaico en cuanto a la demanda que se va a cubrir.

Como ya se ha demostrado en capítulos anteriores, Mulegé y en general toda la zona de BCS es una zona con un recurso eólico suficiente para poder cubrir esta demanda y mucho más, esto puede verse en la figura 22 y en las características del viento del 4. Con ellas, casi cualquier turbina eólica moderna puede tener un gran potencial de aprovechamiento. Aunque nuevamente el tema del costo vuelve a ser un problema. Por ahora, para los objetivos propuestos en esta tesis no es necesario ahondar en el aspecto económico, pero aun así se estableció un límite de presupuesto para apegarnos más un problema real. Cabe mencionar que solo fue necesaria una turbina eólica para alcanzar la potencia requerida.

El cuadro 7 muestra un resumen de la turbina eólica que se dimensionó, la cual como puede verse cubre casi la misma cantidad de energía que el parque fotovoltaico durante las horas de mayor producción (para ambos casos). Esto también puede visualizarse en la figura 30

Cuadro 7: Características de la turbina eólica simulada en SAM NREL

Capacidad instalada [MW]	Energía anual [MW]	CF [%]	Número de turbinas
4.5	6,307.00	16 %	1

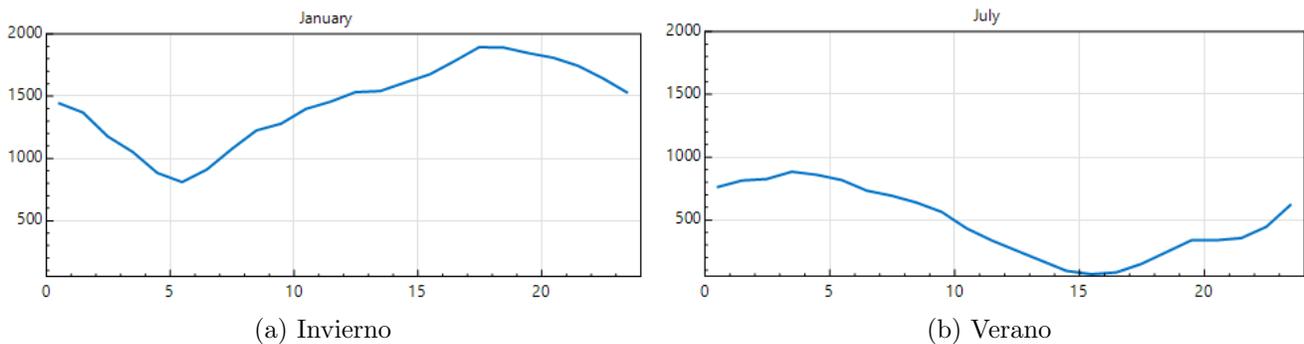


Figura 29: Energía producida por la turbina eólica en 24 h.

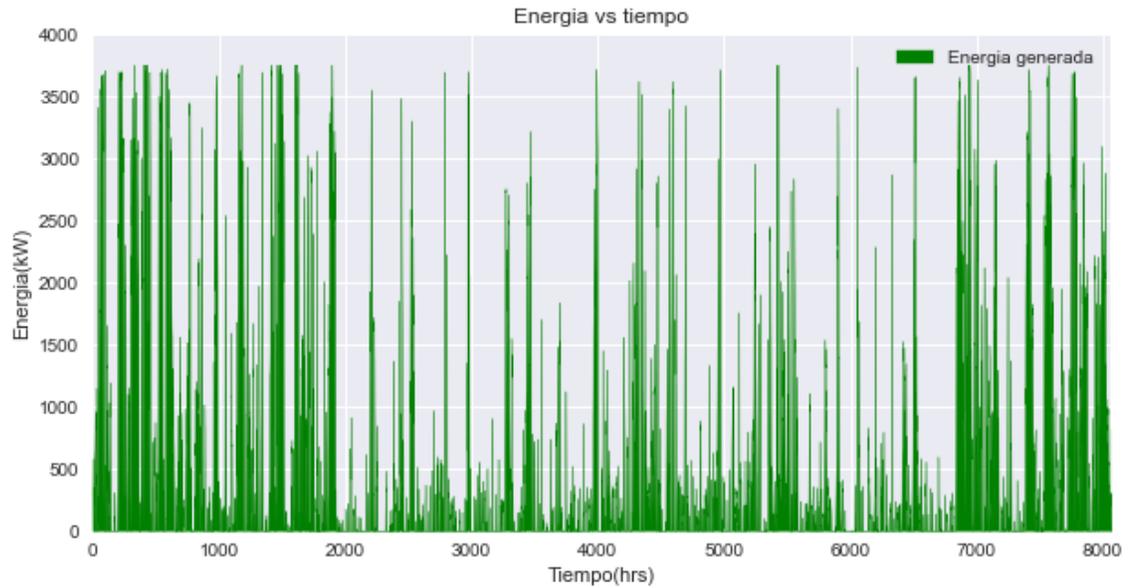


Figura 30: Energía producida por la turbina eólica a lo largo del año

Para este dimensionamiento se utilizó una turbina con una potencia nominal de 4.5 MW de la marca “Gamesa” por su gran potencia que cubre nuestro objetivo tan solo con una turbina y por su curva de potencia que demuestra que mantiene en gran medida su potencia nominal a las velocidades de viento que encontramos en Mulegé.

Su factor de capacidad, como es de esperar, es menor que el sistema fotovoltaico instalado porque la naturaleza del recurso eólico es mucho más aleatoria que el recurso solar, lo que hace que existan más ventanas de tiempo en la cual la capacidad instalada no está siendo utilizada o solo una pequeña parte debido a las bajas de velocidades de viento. Esto puede verse en la figura 30, existen más picos de generación y no es para nada constante. Aun así, puede verse un comportamiento específico de ciertas temporadas. En invierno la producción en general es más alta, y durante la primavera y parte del verano esto decrementa. Una observación que podemos adelantar es que este comportamiento puede afectar de manera negativa a nuestro sistema, porque las épocas donde existe una mayor demanda son aquellas donde nuestra turbina estará teniendo la menor generación en todo el año. Aun así todo esto se discutirá más adelante, una vez que los resultados completos hayan sido presentados.

## Código y simulación en Python

La parte más importante de esta tesis se resume en el código que nos permitirá simular y visualizar la demanda eléctrica, la generación de ambas fuentes renovables y los ciclos de carga y descarga de el BESS a lo largo del tiempo. Para ello usaremos los algoritmos propuestos, las ecuaciones, las simulaciones y la demanda eléctrica.

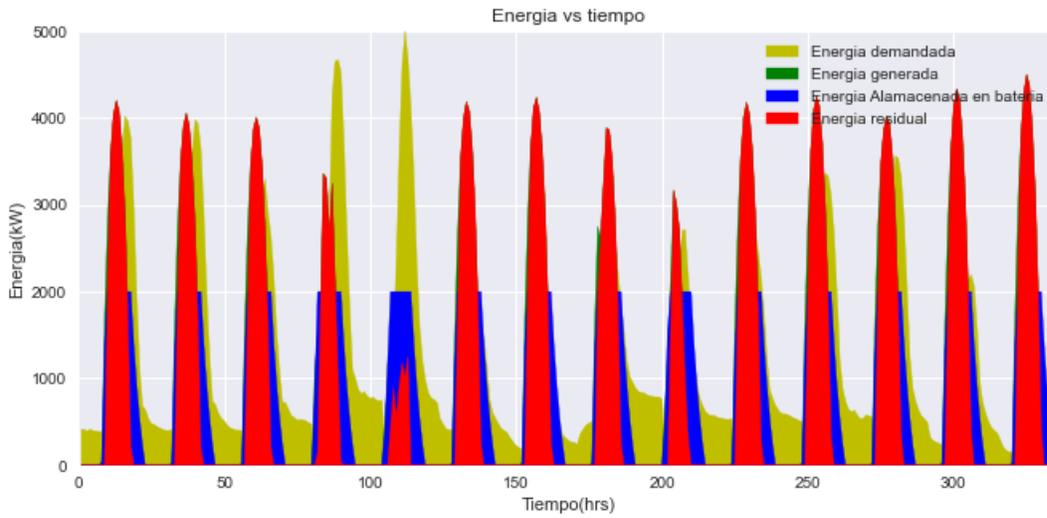
El código empieza por obtener los datos de la demanda y la generación (en archivos csv). Se fijan las horas de descarga de el BESS con base en las ventas de descarga definidas en capítulos anteriores, la cual, se fijó de acuerdo a los horarios punta (recordemos que horario punta se refiere a los horarios de mayor precio de la energía) establecidos por la CFE en la zona de Mulegé. De igual manera se definen las perdidas asociadas a la transmisión de la energía hacia la batería y de la batería hacia la red eléctrica [43].

El siguiente paso es el cuerpo del código, que es básicamente una función que recibe como parámetros las variables anteriormente descritas: Ventana de descarga, datos de las simulaciones y de la demanda, y las perdidas de transmisión. Dentro de la función se encuentra programado el algoritmo de la figura 25 juntos con las ecuaciones planteadas. Todo esto acontece dentro de un ciclo For que nos ayudara a iterar cada una de las horas que transcurren a lo largo del año. Los datos de la demanda y las simulaciones de la generación renovable, mantienen intervalos de tiempo de una hora entre cada registro, por ello es necesario que todo esté referenciado hacia una hora, denominada K dentro de las ecuaciones 32 hasta 39.

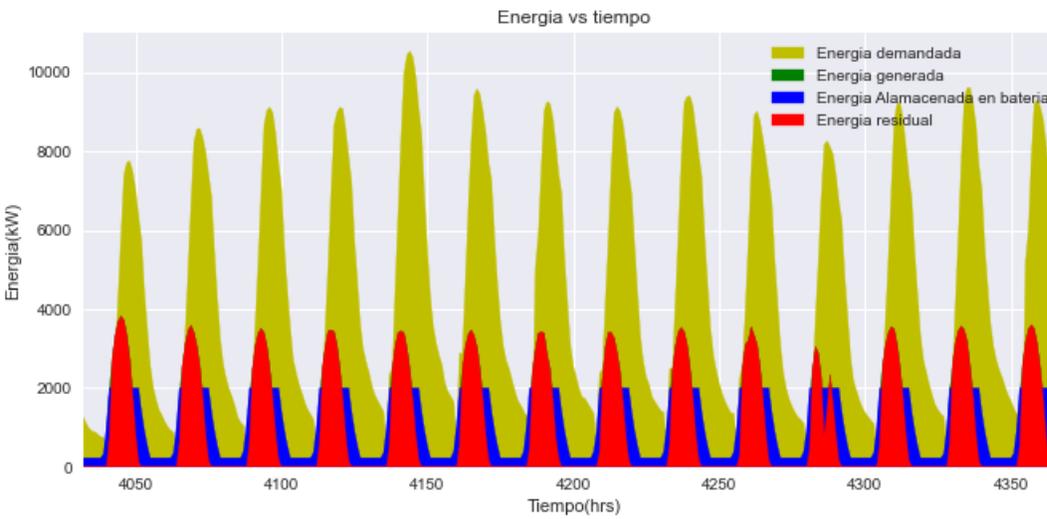
Posterior al inicio de este ciclo, comienza la toma de decisiones que acontece de forma breve de la siguiente manera (Utilícese la figura 30 para captar mejor el árbol de decisiones): Sí existe generación renovable se revisa si hay demanda, si no, se procede a descargar la batería siempre y cuando esta se encuentre cargada y además estemos dentro del horario punta. Si hay demanda se revisa si estamos dentro del horario punta, si no, la energía que se esté generando se redirige hacia la batería para cargarla siempre y cuando no esté cargada por completo, de lo contrario, la generación se mantiene contribuyendo para disminuir la demanda eléctrica. Sí estamos dentro del horario punta, entonces la energía generada contribuye a disminuir la demanda, si no, se carga la batería. Si la batería no está cargada por completo se procede a cargar, si no, la única

opción es contribuir nuevamente en la disminución de la demanda.

Finalmente, con ayuda del programa elaborado, ahora podemos ver con detalle cuál es el comportamiento de la generación, la demanda y el almacenamiento del BESS. Para ello, las gráficas que la misma función arroja son de gran utilidad, pero hay que tener cuidado al interpretarlas, ya que es fácil confundir cada una de las variables. Aunque cada variable tiene un color diferente, hay varios procesos que están sucediendo al mismo tiempo. En resumen, las gráficas que se muestran a continuación, como ya se mencionó, representan la generación (verde), el estado de almacenamiento del BESS (azul), la contribución de la generación en la demanda (rojo) y la demanda (amarillo).

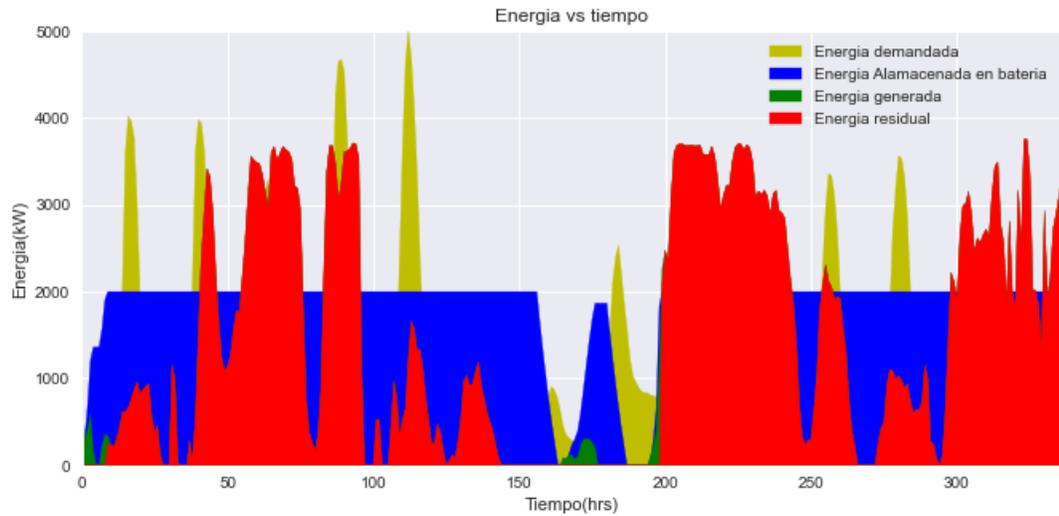


(a) Invierno

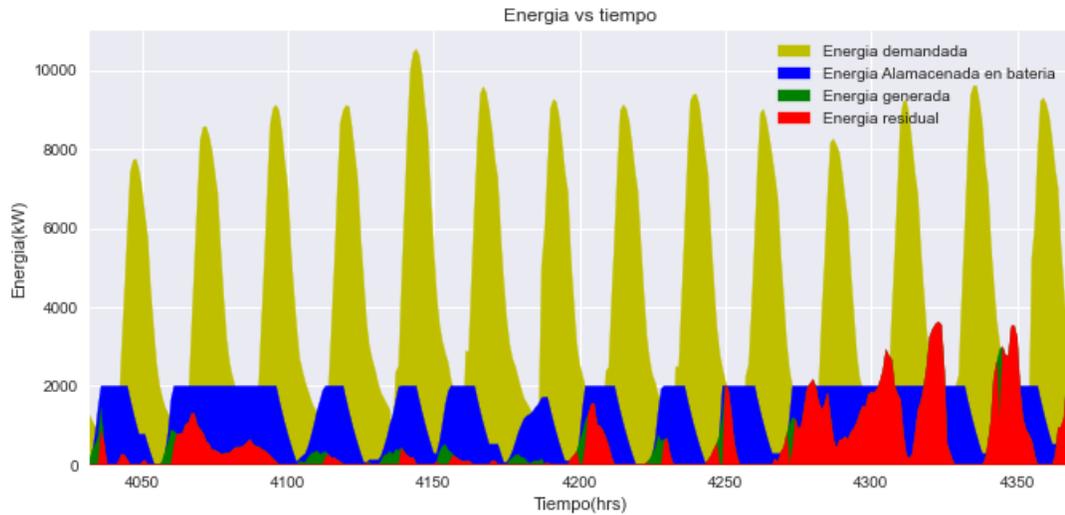


(b) Verano

Figura 31: Estado de la demanda, generación fotovoltaica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, dirigiendo el flujo de energía únicamente hacia la batería



(a) Invierno

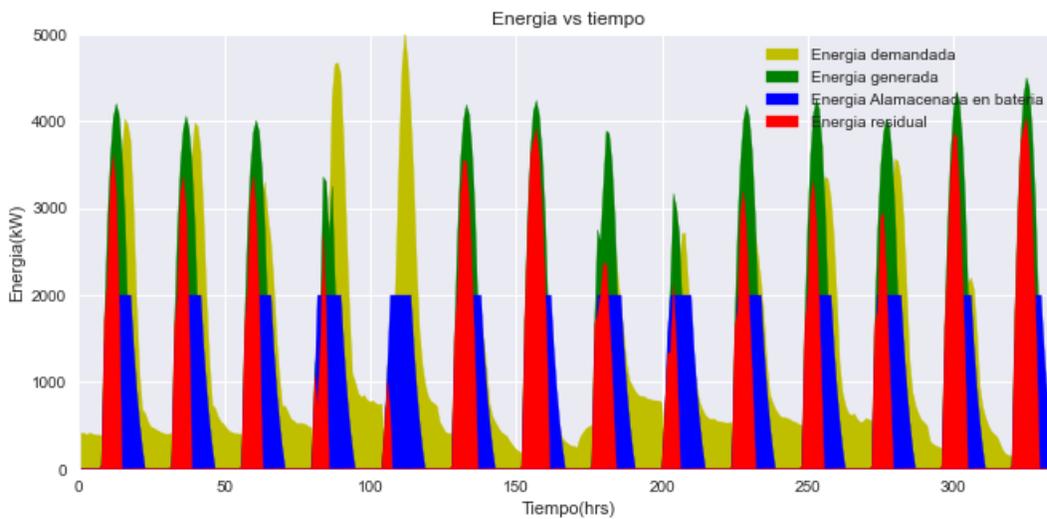


(b) Verano

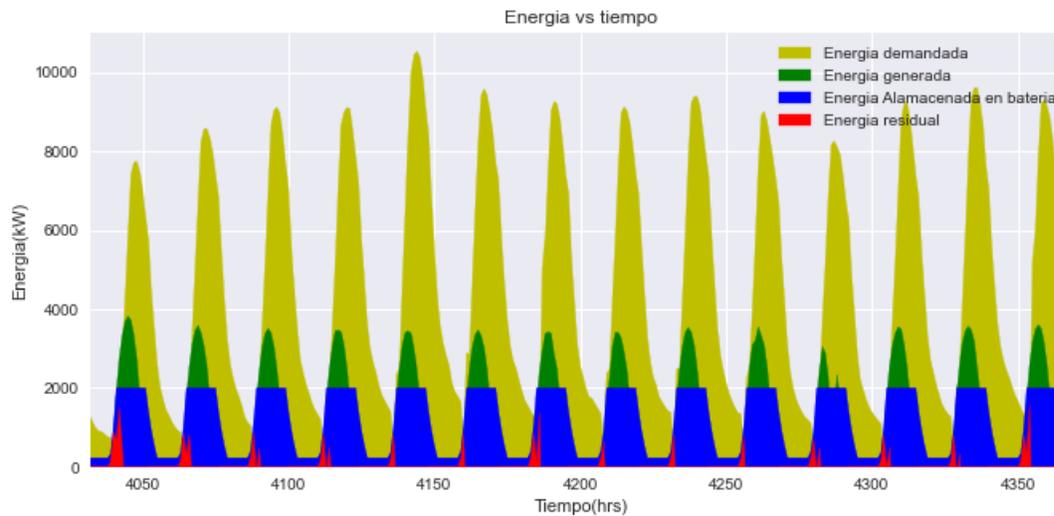
Figura 32: Estado de la demanda, generación eólica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, dirigiendo el flujo de energía únicamente hacia la batería

La figura 31 y 32 muestra las variables ya descritas, pero para este escenario, la generación de ambas fuentes no está contribuyendo en ningún momento en disminuir la demanda eléctrica de la industria pesquera. Solo está aportando energía del BESS en los momentos que necesite cargarse. Es por ello que la curva verde (generación) y la roja (energía residual) son casi idénticas. Se está utilizando solo 2000 kW de energía para cargar la batería y, por lo tanto, hay más de 4000 kW de energía residual, en el caso del sistema de GSFV, en verano. En el sistema de GE, en verano la energía residual

llega por debajo de los 4000 kW aunque la batería permanece cargada mayor tiempo. Puede notarse que la curva verde queda casi oculta en su totalidad por la curva roja

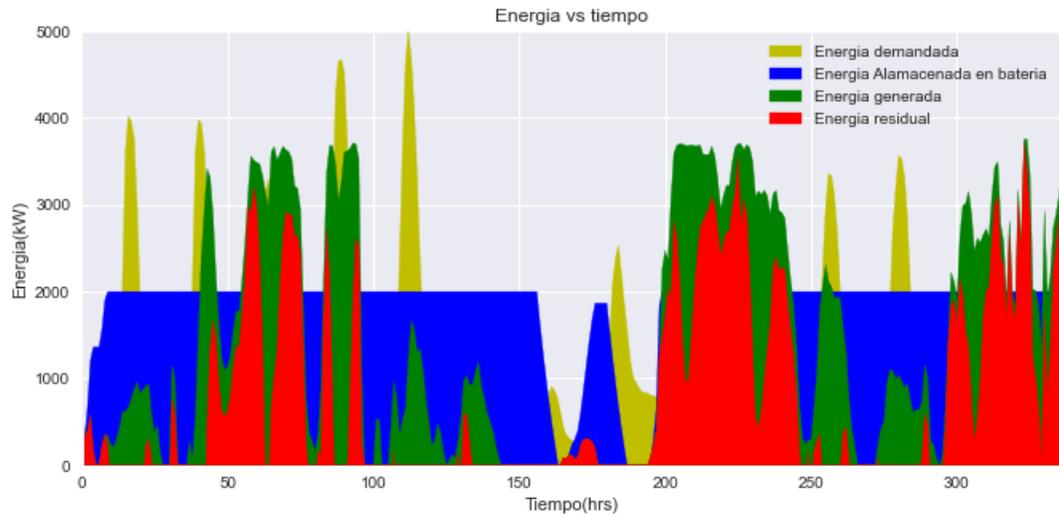


(a) Invierno

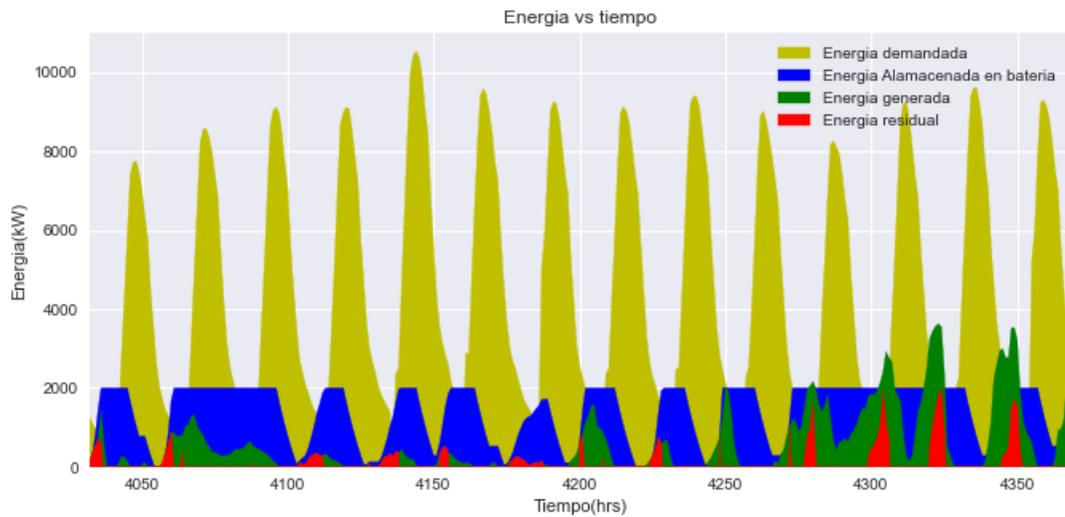


(b) Verano

Figura 33: Estado de la demanda, generación fotovoltaica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, dirigiendo el flujo de energía generado únicamente para disminuir la demanda de la industria pesquera



(a) Invierno

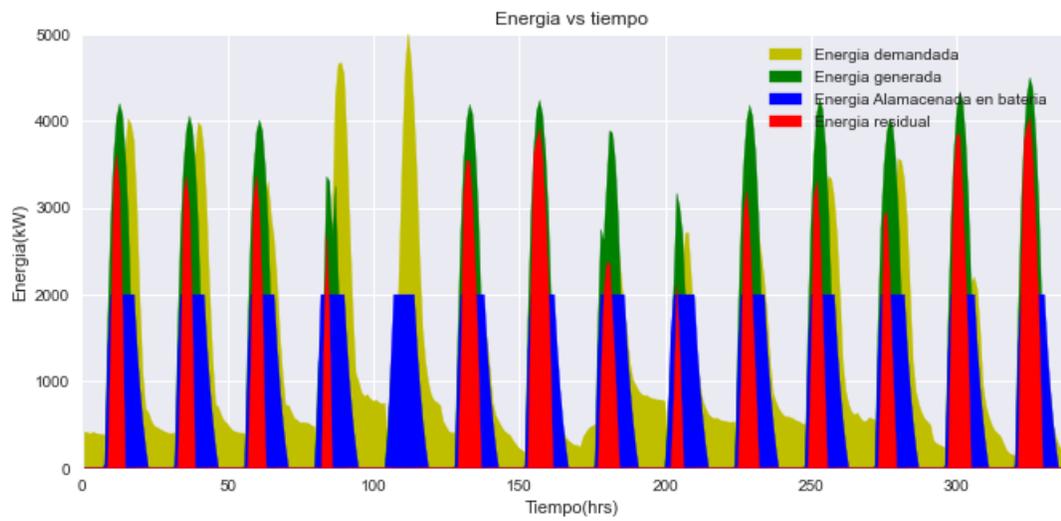


(b) Verano

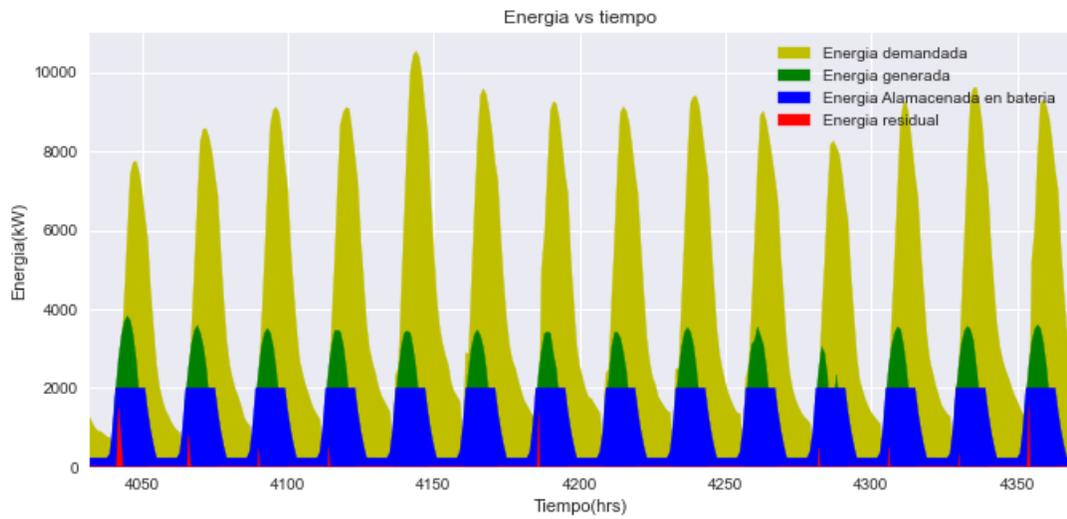
Figura 34: Estado de la demanda, generación eólica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, dirigiendo el flujo de energía generado únicamente para disminuir la demanda de la industria pesquera

En la segunda sección de gráficas (figura 33 y figura 34) se muestra esta vez el comportamiento de la generación renovable, pero la energía solo se utiliza para satisfacer parte de la demanda eléctrica, sin considerar la energía necesaria para cargar el BESS. Es importante entender que la única variable que está cambiando en cada escenario es la energía residual, ya que las demás permanecen constantes, es decir, aunque parte de la energía no se esté utilizando para cargar la batería, sigue siendo representada en las

gráficas para no perder la dimensionalidad de su tamaño. En este caso podemos ver que la energía residual en invierno se mantiene por debajo de los 4000 kw en ambos sistemas y en verano incluso esta cerca de los 1000 kW o prácticamente 0 kW. La demanda, como puede notarse es varias veces mayor en verano y por ello casi toda la energía producida está destinada a mitigar parte de la demanda. En invierno la demanda no es tan grande y la generación podría ser suficiente para satisfacer la demanda completa en la mayoría de los días, pero aun así hay energía residual tanto para la generación fotovoltaica como la eólica y esto es algo que se discute más adelante.

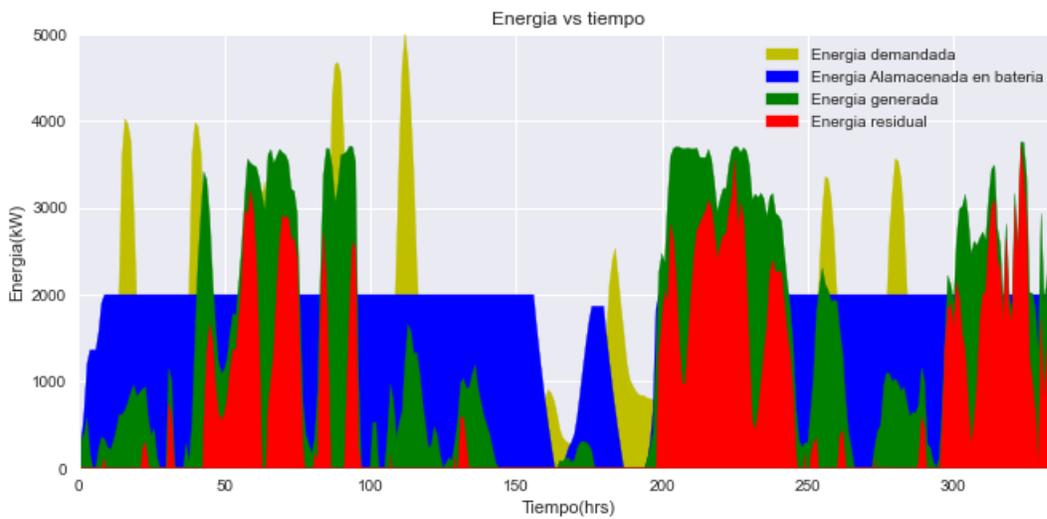


(a) Invierno

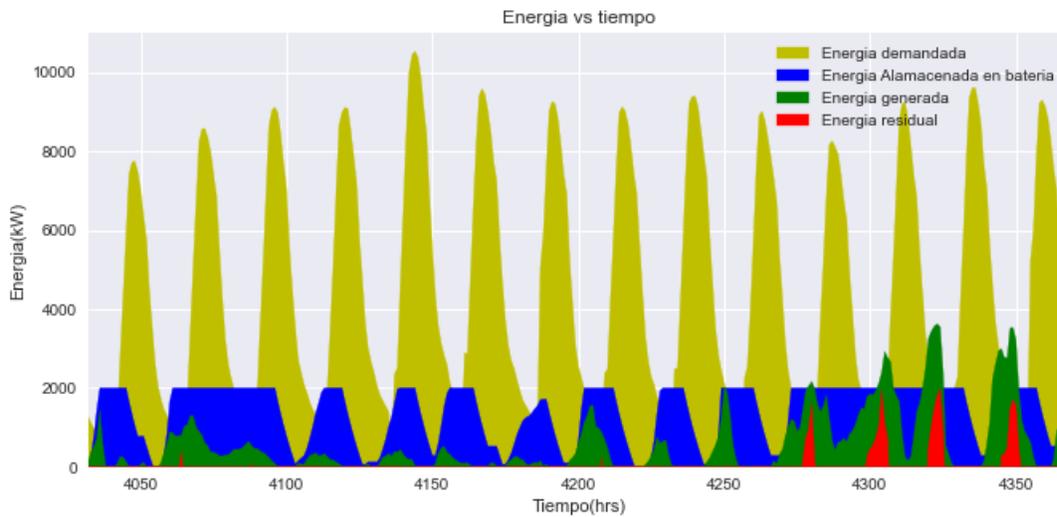


(b) Verano

Figura 35: Estado de la demanda, generación fotovoltaica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, utilizando la generación para satisfacer parte de la demanda y cargar el BESS.



(a) Invierno



(b) Verano

Figura 36: Estado de la demanda, generación eólica, almacenamiento del BESS y energía residual, a través del tiempo, utilizando la generación para satisfacer parte de la demanda y cargar el BESS.

Por último, se presenta en las figuras 35 y 36 el escenario completo, es decir, la generación renovable se ocupa para disminuir la demanda y para cargar la batería de acuerdo a los horarios de carga y descarga establecidos. Como ya habíamos visto, la energía requerida para cargar el BESS es tan solo una pequeña parte de la generación,

por ello, aun considerando además la demanda, sigue siendo posible cargar la batería con una parte de la generación, en especial cuando ésta no esta en uso debido a la poca demanda en ciertos momentos del año.

Con ayuda del resultado que nuestro programa nos ha dado, podemos comenzar como proceso final la discusión para poder crear nuestras conclusiones sobre el planteamiento del problema y el código mismo; su potencial, las limitaciones, posibles mejoras y el trabajo futuro.

## Discusión

Los escenarios de la generación fotovoltaica sugieren que el uso de los itinerarios de carga y descarga del BESS tiene un gran potencial de aplicación, especialmente gracias al comportamiento cíclico de la energía fotovoltaica, que si bien no es exactamente siempre el mismo, la variación entre la generación de energía entre un día y otro difícilmente es mas alla del 20%. Esto permite que los horarios establecidos de acuerdo a las tarifas de la CFE (figura 16) sea de fácil aplicación, ya que como puede notarse, por ejemplo, en las figuras 36 y 35, la batería cumple su ciclo de carga y descarga gran parte del tiempo, lo que tiene 2 grandes beneficios: La batería está siempre en uso, así que vale la pena su inversión, lo que nos lleva al segundo punto; esto se traduce a su vez en un ahorro económico porque la batería está suministrando parte de la energía en las horas punta, donde la energía es más costosa. Además, en las horas punta, donde el BESS se encarga de aportar energía para disminuir la demanda, no hay nada de generación fotovoltaica y si quisiéramos satisfacer la demanda sin usar un BESS, en las horas puntas, esto no sería posible.

Si ponemos atención, por ejemplo, a la gráfica (a) de la figura 35 que representa el escenario con energía fotovoltaica durante el invierno, podemos notar otra ventaja de usar el BESS. La generación de energía y la demanda tienen un desfase de un par de horas, de modo que en los picos de la demanda no hay producción de energía y de igual manera, mientras existe algo de generación, no hay demanda que la consuma. Pareciera que el mayor consumo de la industria pesquera se encuentra en horario nocturno llegando por arriba de los 5000 kW, donde lamentablemente existe muy poco o nulo potencial de aprovechamiento para la energía fotovoltaica. Gracias a el BESS, una parte de la generación que se encuentra como energía residual, puede ser usada para cargarlo.

En el caso de los escenarios con energía fotovoltaica durante el verano puede notarse

que no existe energía residual en gran magnitud y de hecho haría falta una inversión bastante más grande para poder adquirir una planta de mayor tamaño con un mayor número de paneles para poder satisfacer los casi 12 MW de demanda que hay durante algunos días. Pero incluso en este escenario, gracias al desfase de horarios entre demanda, generación y horario punta, si se prioriza, el BESS puede cargarse para aportar esta energía más tarde durante el horario punta y el resto puede ser ocupado para satisfacer parte de la demanda. En verano el 99% de la energía generada está siendo ocupada tanto para el BESS y la demanda. En invierno esto no sucede, pero aun así el BESS cumple la función objetivo que era generar un ahorro de dinero gracias a su aporte durante la venta de hora pico.

La diferencia de la magnitud de la demanda entre temporadas es tan grande que es muy difícil dimensionar un sistema fotovoltaico o eólico, sin importar cuál sea la configuración que elijamos, estará sobredimensionada o subdimensionada en una época del año. Esta también fue una de las principales razones por las que el BESS tenía gran potencial para ser usado. Al final se decidió dimensionar el sistema de acuerdo a la época de menor demanda para que durante esta época, la energía residual no fuera a superar la demanda, lo que nos dejaría con poca generación para los meses de gran demanda. Así, en invierno gran parte de la generación se aporta a el BESS y una parte a la demanda. También tendremos energía residual que fácilmente puede venderse a la red y tener un ingreso más, durante estos meses. Durante el invierno no hay excedente de energía y no es posible vender nada a la red, pero con el BESS estamos disminuyendo la demanda en las horas punta lo que resulta en un ahorro de dinero. El resto de energía generada se consume completamente en su aporte a la demanda.

Si hubiéramos dimensionado el sistema para los meses de gran demanda (tomando como ejemplo la grafica (b) de la figura 35), además de que la inversión hubiera sido considerablemente mayor tanto por la planta fotovoltaica como el BESS de mayor tamaño, durante los meses de menor demanda el sistema hubiera sido sobredimensionado en gran medida, al igual que la batería, obteniendo mas de 5 MW de energía de sobra y esto solo seria una gran cantidad de dinero que se estaría desperdiciando durante esos meses debido al poco uso que tendría. Aun si toda la energía residual intentara ser vendida a la red, no sabemos si es cantidad puede comenzar a ser un problema debido a la baja demanda dentro del nodo en cuál se encuentre, y especialmente durante esos meses. Por ello se optó por la primera opción para evitar esta serie de problemas en los cuales haría falta una investigación más amplia para poder tener mayores posibilidades

de acertar al elegir dimensionar el sistema para meses de gran demanda.

Otra opción que puede proponerse para evitar en mayor medida tener energía residual en los meses de menor demanda, es optar por un BESS de mayor tamaño porque aun existe una ventana de descarga en la cual ya no hay energía almacenada (esto puede verse en la figura 35). Si se eligiese una batería de mayor tamaño, podría disminuir aun mas la energía residual y con esto se ahorraría mas dinero porque la batería podría aportar mas energía durante las horas punta. Aunque esto también haría que la inversión inicial fuera mayor. Podría proponerse aumentar el tamaño del BESS hasta el punto donde su ciclo no pueda completarse debido a su gran tamaño que no permite tener una descargar completa en la ventana de descarga.

Lamentablemente el BESS no resulto tener mucho potencial cuando se aplica con energía eólica. La naturaleza tan aleatoria de esta energía es el principal problema en el BESS. Como puede observarse en todas las gráficas anteriores, especialmente en la figura 36, el ciclo del BESS no se completa casi en ningún momento y se mantiene a su capacidad de 2000 kW, especialmente durante el invierno. En estos meses apenas algunos días (esto se observa en el intervalo de 150 hrs a 200 hrs) la batería puede descargarse y cargarse de nuevo pero en la mayor parte del tiempo no se utiliza. La generación eólica no permite que la batería se descargue porque, al estar presente todo el tiempo, durante la ventana de descarga también hay generación de mas de 2000 kW y esta es utilizada para disminuir la demanda lo que evita que la batería entre en funcionamiento. Para los meses de verano, en las figuras 32, 34, 36, puede notarse un mejor desempeño del BESS porque aunque nuevamente la generación esta presente de forma aleatoria a lo largo de los días, la demanda es tan alta que la energía almacenada, junto con la generación, disminuyen la demanda durante las horas punta y aun así haría falta mas energía para poder mitigarla por completo. Por esta razón, el BESS sólo sería una buena aplicación durante los meses de mayor demanda donde el sistema esta subdimensionado. Pero para el resto, el BESS no es una buena opción. Aquí, una posible solución podría ser disminuir el tamaño del BESS para que sólo se ocupe como un método de reserva en caso de que no pueda satisfacerse la demanda con la energía generada, pero no recomendaría su uso para crear itinerarios de acuerdo a las tarifas por horarios establecidas por la CFE ya que como quedo demostrado, no hay manera de asegurar que los ciclos de la batería puedan completarse frecuentemente.

Definitivamente el uso de un BESS dentro de la generación eólica no puede resolverse con un algoritmo como este. Claro que en ambos casos (fotovoltaica y eólica)

hay varias mejoras que pueden aplicarse al algoritmo y al código para establecer mas condiciones, mas variables y mas escenarios pero aun así, dudo mucho que dentro de la eólica pueda alcanzarse un grado de complejidad que permita al código automatizar el uso del BESS, por su ya mencionada naturaleza estocástica. Aquí lo óptimo seria replantear completamente el problema y desarrollar un nuevo código que pueda tomar decisiones dependiendo de qué genera un ahorro mayor. Un factor más que no se a considerado es que si la energía se vende a la red durante las horas punta de igual manera se podría vender a un mayor precio y dejar la batería para satisfacer la demanda ya que la generación podría estarse usando con esta finalidad. Pero nuevamente, esta complejidad requiere un nuevo planteamiento y hacer uso de tecnologías como el machine learning para facilitar esta tarea y al mismo tiempo, hacer un programa optimizado para problemas donde la naturaleza de los datos son inciertos.

# Conclusiones

A lo largo de esta tesis se ha planteado la posibilidad de usar un BESS con una capacidad de 2000 kW en complemento con sistemas de generación renovable capaces de alcanzar hasta cerca de 5000 kW, para maximizar no solo el ahorro de energía de un usuario, sino también maximizar el ahorro económico. Todo esto teniendo en cuenta y tomando como ventaja las principales características de que este sistema este incluido dentro de una micro-red. Si bien el objetivo de esta tesis no permite profundizar en mayor medida sobre las micro-redes, los temas aquí discutidos han sido de utilidad para poder tener una idea de algunas de las posibilidades y ventajas que se presentan al plantear el uso de generación renovable en un nodo perteneciente a una micro-red. Por otra parte, ha quedado demostrado, que el uso del BESS tiene un gran potencial cuando se usa en conjunto con generación fotovoltaica, como se muestra en las figuras 31, 33 y 35, estableciendo itinerarios de carga y descarga para generar el mayor ahorro económico posible, tomando como referencia la tarifa horaria establecida por la CFE. Al tomar el conjunto completo de la solución que sea creado en este documento abre la posibilidad de que el costo-beneficio de adquirir todo el sistema sea atractivo para los usuarios en Mulegé, pero más allá aun, para impulsar la adición de más prosumidores dentro de una micro-red, que a su vez impulsan el crecimiento y creación de las micro-redes, que en última instancia pero con la misma importancia, promueven los sistemas de generación renovable.

De igual manera, en este trabajo se observa que la generación de energía eólica sigue representando un problema cuando quiere hacerse uso de un BESS o cuando desea integrarse a una micro-red, como se señala en la discusión de las figuras 32, 34 y 35. Aún queda mucho por experimentar y probar dentro de la eólica porque, como se detalló anteriormente, no es posible resolver el uso de itinerarios con programación convencional. Con este enfoque los 4500 kW de este sistema de GE se desperdician en la mayor parte del tiempo. Es bien sabido que la aleatoriedad de este tipo de energía

representa el mayor de los problemas que hasta ahora no ha podido resolverse del todo, por ello, hacerse de ayuda de otras tecnologías en crecimiento como lo es el machine learning, podrían ser, en gran medida, la solución a dicho problema. Es algo en lo que vale la pena invertir nuestros esfuerzos para que finalmente la energía eólica pueda ser considerada para propuestas como las micro-redes. Después de todo, resulta difícil que esta energía pueda formar parte de este tipo de soluciones si no se resuelven antes sus principales desventajas. Lamentablemente queda puntualizado por ahora que la energía eólica no puede ser implementada con un BESS para garantizar un ahorro económico considerable.

Los objetivos planteados al inicio de esta tesis han sido concluidos y se han realizado las observaciones necesarias para poder dar solución al problema planteado desde el inicio. Como ya se mencionó, aún es posible mejorar dicha solución y el problema puede hacerse tan complejo como sea necesario para mejorarlo en cuanto sea posible; Aún hay mucho trabajo que puede hacerse, especialmente en el área de la energía eólica, pero esto queda abierto para hacerse más adelante en una serie de proyectos futuros.

# Trabajo futuro

Se propone como trabajo futuro incorporar la función programada en python al entorno Flask para generar una herramienta que es una página web que permita al usuario establecer sus itinerarios de carga y descarga fácilmente, con base en su ubicación, el nodo de red al cual está conectado y las pérdidas asociadas a la transmisión de energía. También deberá proporcionar los datos de generación fotovoltaica, la demanda del usuario y los costos de la energía en esa zona. Esta página solo tendrá funcionamiento para datos de generación fotovoltaica debido a la dificultad actual para establecer itinerarios del BESS con generación eólica.

The screenshot shows a web application interface with a green header bar. The header contains the title 'Administrador de Itinerarios Energéticos' and navigation links: 'Configurar Nodo', 'Ver Nodos', 'Hacer itinerarios', 'Graficar', and 'Ver Informe'. Below the header, the main content area is titled 'Configuración del micro-nodo de generación'. A descriptive paragraph explains that users should add data in a .csv file, including generation F.V., wind, electricity consumption, and market costs. It also mentions a tool 'CENACE\_JSON.py' and a catalog of nodes defined by CENACE. The form below contains several input fields: 'Nombre del nodo' (Mulegé), 'Latitud' (26.873508), 'Longitud' (-111.951909), 'NodoP asociado' (101-CONST), 'Pérdidas asociadas a la carga del BESS' (0), 'Pérdidas asociadas a la descarga del BESS' (0), 'Pérdidas asociadas al despacho' (0), and 'Otras pérdidas' (0). At the bottom, there is a 'Datos del nodo' field with a 'Choose File' button and the filename 'results.csv'.

Figura 37: Herramienta diseñada en Flask para administrar itinerarios energéticos.

De este último problema surge la necesidad de crear un nuevo planteamiento para resolver el establecimiento de itinerarios dentro de la energía eólica, lo cual también será posible en un trabajo futuro. Como se ha descrito en este documento, es necesario hacer uso de machine learning para poder adaptar los itinerarios de acuerdo al perfil de generación que se espera tener en las próximas horas. Es decir, con ayuda de los modelos del machine learning, los itinerarios no serán fijos como lo son ahora, sino que cambiarán a medida que se hace el pronóstico de viento de las próximas horas.

Estos dos son los proyectos principales con lo que será necesaria continuar, aun así, existen aún muchos proyectos a futuro que serán necesarios para tener un panorama más amplio. Hasta ahora solo se ha hablado de energía eólica y fotovoltaica por ser las más comunes y más estudiadas, pero aún falta incluir en este mismo planteamiento las demás fuentes renovables y estudiar que tan viable o posible es el uso de un sistema de itinerarios con un BESS.

# Bibliografía

- [1] J. F. Manwell and J. G. McGowan. Wind energy explained. theory, design and application. *Department of Mechanical and Industrial Engineering, University of Massachusetts*, pp. 23 - 63., EUA, 2a Edición, 2009.
- [2] Secretaría de Energía (SENER). Beneficios de la generación distribuida y la eficiencia energética en México. *México, 2015*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/documentos/beneficios-de-la-generacion-limpia-distribuida-y-la-eficiencia-energetica-en-mexico>, Consultado en Diciembre de 2017.
- [3] Comisión Federal de Electricidad (CFE). Estadísticas por regiones de transmisión. *México*, Disponible en: [http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1\\_AcercadeCFE/Estadisticas/](http://www.cfe.gob.mx/ConoceCFE/1_AcercadeCFE/Estadisticas/), Consultado en: Enero del 2018.
- [4] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Consumo mensual bruto del sistema eléctrico nacional. *México*, Disponible en: <https://www.gob.mx/cenace/#2687>, Consultado en: Febrero del 2018.
- [5] Servicio Meteorológico Nacional. Información meteorológica por estado. *SMN*, Disponible en: <http://smn.cna.gob.mx/es/informacion-climatologica-ver-estado?estado=bcs>, Consultado en Noviembre de 2017.
- [6] C. Brancucci Martinez-Anido. Renewable integration study baja california sur (baja-ris). *21st CPP Steering Committee Meeting, Ciudad de México, 27 de Septiembre del 2016*.
- [7] E. Csanyi. Generation, distribution and transmission of energy. *EEP*, Disponible en: <https://electrical-engineering-portal.com/electric-power-systems>, Consultado en Marzo de 2022.

- [8] A. Rodríguez Salvador. Aplicación de fasores en la ingeniería eléctrica y el plano complejo. *Argentina*, Disponible en: <http://lcr.uns.edu.ar/fvc/NotasDeAplicacion/FVC-AgustinRodriguez.pdf>, Consultado en Marzo de 2022.
- [9] William D. Stevenson Jr. John J. Grainger. Análisis de sistemas de potencia. *McGraw-Hill*, pp. 63 - 84, 2010, 5a Edición.
- [10] NREL. Fort renewable shows benefits of batteries and microgrids for military and beyond. Disponible en: <https://www.nrel.gov/news/program/2021/fort-renewable-shows-benefits-of-batteries-and-microgrids-for-military-and-beyond.html>, Consultado en Junio de 2022.
- [11] A. Sánchez Juárez. Modelos empíricos para la evaluación del recurso solar. *Centro de Investigación en Energía*, CIE UNAM, 2013.
- [12] UNAM. Un viaje por el interior de nuestro planeta. Disponible en: <https://ciencia.unam.mx/leer/1040/19s-un-viaje-por-el-interior-de-nuestro-planeta>, Consultado en Junio de 2022.
- [13] ESMAP. Ugeothermal handbook: Planning and financing power generation. *UGeothermal Handbook*, Disponible en: [https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/DocumentLibrary/FINAL\\_Geothermal%20Handbook\\_TR002-12\\_Reduced.pdf](https://www.esmap.org/sites/esmap.org/files/DocumentLibrary/FINAL_Geothermal%20Handbook_TR002-12_Reduced.pdf), Consultado en julio de 2022.
- [14] M. Tovar Rosas. Análisis de integración de centrales generadoras renovables a la red eléctrica de baja california sur. *Universidad Nacional Autónoma de México, Coordinación General de Estudios de Posgrado*, Disponible en: <https://repositorio.unam.mx/contenidos/3498838>, Consultado en junio de 2022.
- [15] Secretaría de Energía (SENER-PRODESEN2017). Programa de desarrollo para el sistema eléctrico nacional 2017 - 2031. *México, 2017*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>, Consultado en Enero de 2018.
- [16] Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Diagramas unifilares del sistema eléctrico nacional 2016 - 2021. *Programa de Ampliación y Modernización 2016 - 2030*, Disponible en: <http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/>

ModGralPlaneacion/Mod\%20Gral\%20Planeaci\%C3%B3n\%2020162021\  
%20Diagramas\%20Unifilares\%20RNT\%20y\%20RGD\%20del\%20MEM.pdf,  
Consultado en: Noviembre del 2017.

- [17] Comision Federal de Electricidad (CFE). Esquema tarifario vigente. Disponible en: <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>, Consultado en Junio de 2022.
- [18] Y. Xie A. Lopez A. Habte G. Maclaurin Sengupta, M. and J. Shelby. The national solar radiation data base (nsrdb). 89:pp. 51–60, Consultado en Junio de 2022.
- [19] B.M. Hodge A. Clifton Draxl, C. and J. McCaa. The wind integration national dataset (wind) toolkit. *Applied Energy* 151: 355366, 2015.
- [20] National Renewable Energy Laboratory. Wind dataset. *NREL*, Disponible en: <https://www.nrel.gov/wind/>, Consultado en Diciembre de 2017.
- [21] Harper Enrique. Introducción al análisis de los sistemas eléctricos de potencia. *LIMUSA*, pp. 15 - 45, pp. 102 - 170, 2009.
- [22] Dan T. Ton & Merrill A. Smart grid research. *The Electricity Journal, Elsevier Inc, 2012*, Disponible en: <https://energy.gov/sites/prod/files/2016/06/f32/The\%20US\%20Department\%20of\%20Energy\%27s\%20Microgrid\%20Initiative.pdf>, Noviembre del 2017.
- [23] National Renewable Energy Laboratory. Solar dataset. *NREL*, Disponible en: <https://www.nrel.gov/solar/>, Consultado en Diciembre de 2017.
- [24] International Renewable Energy Agency. Wind energy. Disponible en: <https://www.irena.org/wind>, Consultado en Junio de 2022.
- [25] International Renewable Energy Agency. Solar energy. Disponible en: <https://www.irena.org/solar>, Consultado en Junio de 2022.
- [26] International Renewable Energy Agency. Geothermal energy. Disponible en: <https://www.irena.org/geothermal>, Consultado en Junio de 2022.
- [27] U.S Energy Information Administration (EIA). National energy dataset. *USA*, Disponible en: <https://www.eia.gov/state/analysis.php?sid=AQ>, Consultado en: Noviembre del 2017.

- [28] Carson W. Taylor. Power system voltage stability. *Electric Power Research Institute*, McGraw Hill, pp.2-5, Appendix B, 2004.
- [29] Franco José M.I. Izquierdo. Estudio de flujos de potencia y análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial. *Universidad Autónoma de Nuevo León, México*, pp. 14 - 22, Abril del 2002.
- [30] Itaya S. Nakamura S. Davis P. Luo, Y. Autonomous cooperative energy trading between prosumers for microgrid systems. *Energy Efficiency*, In 39th annual IEEE conference on local computer networks workshops:pp. 693–696, Julio de 2022.
- [31] Wu J. Zhou Y. Cheng M. Long C. Zhang, C. Peer-to-peer energy trading in a microgrid. *Applied Energy*, 220:pp. 1–12, 15 June 2018.
- [32] St-Hilaire M. Kunz T. Alam, M. R. An optimal p2p energy trading model for smart homes in the smart grid. *Energy Efficiency*, 10(6):pp. 1475–1493, Julio de 2022.
- [33] NASA. Boundary layer. *Nasa*, Disponible en: <https://www.grc.nasa.gov/www/k-12/BGP/boundlay.html>, Consultado en: Junio de 2022.
- [34] SAM NREL. System advisor model. *NREL Software*, Disponible en: <https://sam.nrel.gov/>, Consultado en Diciembre de 2017.
- [35] Subir K. Sanyal. Classification of geothermal systems – a possible scheme. Disponible en: <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/2005/sanya11.pdf>, Consultado en Junio de 2022.
- [36] K. C. Lee. Classification of geothermal resources- an engineering approach. Disponible en: <https://pangea.stanford.edu/ERE/pdf/IGAstandard/SGW/1996/Lee.pdf>, Consultado en Junio de 2022.
- [37] J. Bielicki T. Edmunds, P. Sotorrio and T. Buscheck. Geothermal power for integration of intermittent generation. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/267749628\\_Geothermal\\_Power\\_for\\_Integration\\_of\\_Intermittent\\_Generation](https://www.researchgate.net/publication/267749628_Geothermal_Power_for_Integration_of_Intermittent_Generation), Consultado en Junio de 2022.
- [38] Secretaria de energía. Manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5 mw. Disponible en: [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle).

- php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016#gsc.tab=0, Consultado en Junio de 2022.
- [39] Atse L. Martin, J. Chapter 6 - onshore wind energy. *Technological Learning in the Transition to a Low-Carbon Energy System*, In 39th annual IEEE conference on local computer networks workshops:pp. 87–102, Julio de 2022.
- [40] Global energy. Offshore wind: Una nueva tendencia en energía eólica. *Global energy*, Disponible en: [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016#gsc.tab=0), Consultado en junio de 2022.
- [41] S Zakeri, B.; Syri. Electrical energy storage systems: A comparative lifecycle cost analysis. *Renew. Sustain. Energy Rev*, 42, 569–596\*, Consultado en Julio de 2022.
- [42] C; Wael A. Alberto, B.; Stefania. Capacity factors of solar photovoltaic energy facilities in california, annual mean and variability. *Renew. Sustain. Energy Rev*, Disponible en: [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2020/41/e3sconf\\_icsree2020\\_02004.pdf](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2020/41/e3sconf_icsree2020_02004.pdf), Consultado en julio de 2022.
- [43] O; Robert B. Kevin, M.; Manasseh. Transmission-scale batter ansmission-scale battery energy storage systems: age systems: A systematic literature review. *ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING FACULTY PUBLICATIONS AND PRESENTATIONS*, Disponible en: [https://pdxscholar.library.pdx.edu/ece\\_fac/](https://pdxscholar.library.pdx.edu/ece_fac/), Consultado en julio de 2022.