



UNIVERSIDAD DE CHILE  
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**INGENIERÍA BÁSICA DE UNA MICRO-RED PARA SER EMPLEADA  
EN EL EDIFICIO DEL CENTRO DE ENERGÍA DE LA FACULTAD DE  
CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DE LA UNIVERSIDAD DE  
CHILE**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

**MATÍAS NICOLÁS VILLELA HUIDOBRO**

PROFESOR GUÍA:  
PATRICIO MENDOZA ARAYA

PROFESOR CO-GUÍA:  
RODRIGO PALMA BEHNKE

COMISIÓN:  
GUILLERMO JIMÉNEZ ESTÉVEZ

SANTIAGO DE CHILE  
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR  
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: MATÍAS NICOLÁS VILLELA HUIDOBRO  
FECHA: 2021  
PROFESOR GUÍA: PATRICIO MENDOZA ARAYA

## **INGENIERÍA BÁSICA DE UNA MICRO-RED PARA SER EMPLEADA EN EL EDIFICIO DEL CENTRO DE ENERGÍA DE LA FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS DE LA UNIVERSIDAD DE CHILE**

Las micro-redes son un conjunto de cargas y micro recursos que funcionan de forma controlada proporcionando energía eléctrica y térmica a algún área local. Estas poseen distintos modo de operación según la interacción que tengan con la red eléctrica. En el siguiente trabajo, se entrega la propuesta de diseño de una micro-red en el Edificio del Centro de Energía mientras se encuentra conectada a la red de distribución.

El siguiente trabajo tiene como objetivo entregar la ingeniería básica de una micro-red para ser empleada dentro del edificio del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile, el poder incorporar una micro-red interna permitirá potenciar las actividades académicas y docentes orientadas a esta área.

Para llevar este objetivo adelante, se propone una metodología basada en una previa revisión bibliográfica para comprender el estado del arte. Posteriormente, identificar los requerimientos energéticos del establecimiento para proceder con el dimensionamiento de los elementos asociados y generar un conjunto de simulaciones estáticas y dinámicas en HOMER. Se consideraron diferentes escenarios, tomando documentación facilitada por el gobierno y referencias de mercado para el conjunto de costos asociados.

Respecto al trabajo realizado se pueden extraer diferentes conclusiones. Primero, las variaciones respecto al dimensionamiento del sistema fotovoltaico y su costo influyen sustancialmente en la optimización realizada por HOMER, haciendo que considerar espacio adicional disponible mejorarían los indicadores económicos (TIR, payback, etc) considerablemente . Por otro lado, debido a los requerimientos particulares del proyecto en el establecimiento, se hace sumamente importante la consideración de un sistema de cogeneración a modo de respaldo. Los costos intrínsecos asociados a la detención de trabajos de investigación en laboratorios y de la sala de servidores añaden una relevancia adicional.

Si bien los datos utilizados para simular el comportamiento de la demanda eléctrica funcionan correctamente para el caso de la micro-red operando de forma paralela a la red distribución, para futuros análisis en donde se desee ver el comportamiento para un caso off-grid, se recomienda realizar mediciones en terreno para así para mejorar la curva de demanda, teniendo por consiguiente una disminución en errores de dimensionamiento y operación de la micro-red.

# Agradecimientos

Este año ha sido uno de los más difíciles de mi vida, la carga académica que implica realizar un trabajo de investigación sumado al compromiso laboral adquirido hizo que esta etapa fuera realmente un gran desafío a afrontar.

Para comenzar, agradezco a toda mi familia, en particular a mi madre por ser la persona que más cariño y confianza me ha entregado, las enseñanzas que mi madre me compartió me han permitido llegar a este punto en mi vida, me inculco que nada en esta vida es fácil y que cada desafío superado me hace crecer como persona. También, agradezco a mi hermano menor Tomás, por aguantarme en mis momentos de estrés, por comprenderme en cada momento de ofuscación, eres por lejos el mejor hermano que pude haber pedido en mi vida.

Le agradezco a mi profesor guía, Patricio Mendoza. Me encuentro sumamente agradecido de su apoyo durante este proceso, por comprender la situación en la que me encontraba y siempre transmitir esa tranquilidad que lo caracteriza.

Agradecer al equipo USD/MW, la especialidad nos unió y con el tiempo pasamos de ser un mero grupo de estudio a grandes amigos. Francisco, Ignacio y Joseph compartimos penas y alegrías que nos permitieron salir adelante y hacer este largo proceso mucho más ameno. Así también, agradezco al grupo del Bar de Moe, por hacer mi vida fuera de la universidad una gran aventura. Bruno, Juan, Randal e Ignacio siempre tendrán un espacio en mi corazón. Un reconocimiento especial a Bruno por ser con quién más he compartido, sé que llegarás lejos amigo.

A mi compañera y pareja Carolina, me has enseñado mucho más de lo que te imaginas, te has transformado en una persona demasiado especial en mi vida. Has estado ahí en cada momento de pena y sufrimiento haciendo que todos esos sentimientos desaparezcan al entregarme todo tu cariño y amor. Pase lo que pase en el futuro, sé que los buenos momentos siempre estarán en nuestras mentes.

Agradezco a mis grandes amigos, Esteban y Marcelo. Me faltan palabras para describir todo lo que hemos vivido y lo que viviremos. Espero poder estar en cada momento de triunfo que tengan, han llegado lejos y llegarán aún más. A mis amigos de la sección 2, gracias por cada buen momento vivido.

Finalmente, me gustaría agradecer al proyecto ANID/FONDAP/15110019 por el apoyo que ha entregado para el desarrollo de este trabajo de título.

# Tabla de Contenido

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Justificación y Motivación . . . . .	2
1.2. Objetivos generales y específicos . . . . .	2
1.2.1. Objetivo general . . . . .	2
1.2.2. Objetivos específicos . . . . .	2
1.3. Aspectos de alcance . . . . .	3
<b>2. Marco Teórico</b>	<b>4</b>
2.1. Micro-redes . . . . .	4
2.1.1. Generación distribuida . . . . .	5
2.1.2. Sistema de generación fotovoltaica . . . . .	6
2.1.3. Sistema de control . . . . .	6
2.1.4. Sistema de Protecciones . . . . .	9
<b>3. Estado del arte</b>	<b>10</b>
<b>4. Aspectos metodológicos</b>	<b>12</b>
4.1. Metodología . . . . .	12
<b>5. Caracterización de los requerimientos energéticos</b>	<b>14</b>
5.1. Caracterización del consumo energético . . . . .	14
5.2. Caracterización del recurso energético . . . . .	18
<b>6. Diagnóstico y Dimensionamiento de los elementos específicos para la micro-red</b>	<b>20</b>
6.1. Estimación del consumo eléctrico . . . . .	32
<b>7. Consideraciones</b>	<b>40</b>
7.1. Consideraciones para la simulación . . . . .	40
<b>8. Resultados</b>	<b>43</b>
8.1. Curvas de demanda . . . . .	43
8.1.1. Naturaleza de la demanda variable del establecimiento . . . . .	43
8.1.2. Naturaleza del consumo fijo de sala de servidores . . . . .	44
8.1.3. Día de mayor y menor consumo respecto a la generación fotovoltaica - Central de 27 [kW] . . . . .	45
8.1.4. Día de mayor y menor consumo respecto a la generación fotovoltaica - Central de 3,6 [kW] . . . . .	46

8.2.	Comportamiento de los sistemas de generación . . . . .	48
8.2.1.	Generación fotovoltaica vs Red de distribución . . . . .	48
8.2.2.	Penetración renovable 27 [kW] sin generador diésel . . . . .	49
8.2.3.	Penetración renovable 3,6 [kW] sin generador diésel . . . . .	50
8.2.4.	Penetración renovable 27 [kW] con generador diésel . . . . .	50
8.2.5.	Penetración renovable 3,6 [kW] con generador diésel . . . . .	51
8.2.6.	Comportamiento del sistema de almacenamiento y de generación diésel . . . . .	51
8.3.	Resultado de comportamiento frente a falla . . . . .	52
8.3.1.	Comportamiento de la micro-red frente a una falla con generador diésel conectado . . . . .	52
8.3.2.	Comportamiento de la micro-red frente a una falla con generador diésel y sistema de almacenamiento conectado . . . . .	53
8.4.	Combinación de recursos . . . . .	53
8.5.	Resultados Caso N°1 . . . . .	54
8.5.1.	Resultados de combinación de recursos A - Caso 1 . . . . .	54
8.5.2.	Resultados de combinación de recursos B - Caso 1 . . . . .	55
8.5.3.	Resultados de combinación de recursos C - Caso 1 . . . . .	55
8.5.4.	Resultados de combinación de recursos D - Caso 1 . . . . .	56
8.6.	Resultados Caso N°2 . . . . .	56
8.6.1.	Resultados de combinación de recursos A - Caso 2 . . . . .	57
8.6.2.	Resultados de combinación de recursos B - Caso 2 . . . . .	57
8.6.3.	Resultados de combinación de recursos C - Caso 2 . . . . .	58
8.6.4.	Resultados de combinación de recursos D - Caso 2 . . . . .	58
8.7.	Resultados Caso N°3 . . . . .	59
8.7.1.	Resultados de combinación de recursos A - Caso 3 . . . . .	59
8.7.2.	Resultados de combinación de recursos B - Caso 3 . . . . .	59
8.7.3.	Resultados de combinación de recursos C - Caso 3 . . . . .	60
8.7.4.	Resultados de combinación de recursos D - Caso 3 . . . . .	60
8.8.	Resultados Caso N°4 . . . . .	61
8.8.1.	Resultados de combinación de recursos A - Caso 4 . . . . .	61
8.8.2.	Resultados de combinación de recursos B - Caso 4 . . . . .	62
8.8.3.	Resultados de combinación de recursos C - Caso 4 . . . . .	62
8.8.4.	Resultados de combinación de recursos D - Caso 4 . . . . .	63
<b>9.</b>	<b>Análisis de resultados</b>	<b>64</b>
9.1.	Curvas de demanda . . . . .	64
9.1.1.	Naturaleza de la demanda . . . . .	64
9.1.2.	Día de mayor y menor consumo respecto a la generación renovable	65
9.2.	Comportamiento de los sistemas de generación . . . . .	66
9.2.1.	Generación fotovoltaica vs Red de distribución . . . . .	66
9.2.2.	Penetración renovable - Planta fotovoltaica 27 [kW] sin generador diésel . . . . .	67
9.2.3.	Penetración renovable - Planta fotovoltaica 27 [kW] con generador diésel . . . . .	67
9.2.4.	Comportamiento del sistema de almacenamiento y de generación diésel . . . . .	68

9.3. Comportamiento de la micro-red frente a una falla en la red de distribución	69
9.4. Combinación de recursos . . . . .	70
<b>10. Conclusiones y trabajo futuro</b>	<b>72</b>
10.0.1. Trabajos futuros . . . . .	73
<b>Bibliografía</b>	<b>73</b>

# Índice de Tablas

6.1.	Costos de inversión por componente - Caso 1 . . . . .	28
6.2.	Costos de inversión total - Caso 1 . . . . .	28
6.3.	Costos de mantenimiento anual - Caso 1 . . . . .	29
6.4.	Costos de inversión por componente - Caso 2 . . . . .	29
6.5.	Costos de inversión total - Caso 2 . . . . .	29
6.6.	Costos de mantenimiento anual - Caso 2 . . . . .	29
6.7.	Costos de inversión por componente - Caso 3 . . . . .	30
6.8.	Costos de inversión total - Caso 3 . . . . .	30
6.9.	Costos de mantenimiento anual - Caso 3 . . . . .	30
6.10.	Costos de inversión por componente - Caso 4 . . . . .	31
6.11.	Costos de inversión total - Caso 4 . . . . .	31
6.12.	Costos de mantenimiento anual - Caso 4 . . . . .	32
6.13.	Caracterización de RACK N°1 . . . . .	39
6.14.	Caracterización de RACK N°2 . . . . .	39
6.15.	Caracterización de BASTIDOR . . . . .	39
8.1.	Fracción de renovable para perfil diario con mayor consumo . . . . .	46
8.2.	Fracción de renovable para perfil diario con menor consumo . . . . .	46
8.3.	Fracción de renovable para perfil diario con mayor consumo . . . . .	47
8.4.	Fracción de renovable para perfil diario con menor consumo . . . . .	48
8.5.	Fracción de renovable para perfil diario con menor consumo . . . . .	52
8.6.	Fracción de renovable para perfil diario con menor consumo . . . . .	53
8.7.	Combinación A - Caso 1 - Resumen de resultados . . . . .	54
8.8.	Combinación A - Caso 1 - Resumen de resultados . . . . .	55
8.9.	Combinación B - Caso 1 - Resumen de resultados . . . . .	55
8.10.	Combinación B - Caso 1 - Resumen de resultados . . . . .	55
8.11.	Combinación C - Caso 1 - Resumen de resultados . . . . .	55
8.12.	Combinación C - Caso 1 - Resumen de resultados . . . . .	56
8.13.	Combinación D - Caso 1 - Resumen de resultados . . . . .	56
8.14.	Combinación D - Caso 1 - Resumen de resultados . . . . .	56
8.15.	Combinación A - Caso 2 - Resumen de resultados . . . . .	57
8.16.	Combinación A - Caso 2 - Resumen de resultados . . . . .	57
8.17.	Combinación B - Caso 2 - Resumen de resultados . . . . .	57
8.18.	Combinación B - Caso 2 - Resumen de resultados . . . . .	57
8.19.	Combinación C - Caso 2 - Resumen de resultados . . . . .	58
8.20.	Combinación C - Caso 2 - Resumen de resultados . . . . .	58
8.21.	Combinación D - Caso 2 - Resumen de resultados . . . . .	58
8.22.	Combinación D - Caso 2 - Resumen de resultados . . . . .	58

8.23.	Combinación A - Caso 3 - Resumen de resultados . . . . .	59
8.24.	Combinación A - Caso 3 - Resumen de resultados . . . . .	59
8.25.	Combinación B - Caso 3 - Resumen de resultados . . . . .	59
8.26.	Combinación B - Caso 3 - Resumen de resultados . . . . .	60
8.27.	Combinación C - Caso 3 - Resumen de resultados . . . . .	60
8.28.	Combinación C - Caso 3 - Resumen de resultados . . . . .	60
8.29.	Combinación D - Caso 3 - Resumen de resultados . . . . .	60
8.30.	Combinación D - Caso 3 - Resumen de resultados . . . . .	61
8.31.	Combinación A - Caso 4 - Resumen de resultados . . . . .	61
8.32.	Combinación A - Caso 4 - Resumen de resultados . . . . .	61
8.33.	Combinación B - Caso 4 - Resumen de resultados . . . . .	62
8.34.	Combinación B - Caso 4 - Resumen de resultados . . . . .	62
8.35.	Combinación C - Caso 4 - Resumen de resultados . . . . .	62
8.36.	Combinación C - Caso 4 - Resumen de resultados . . . . .	62
8.37.	Combinación D - Caso 4 - Resumen de resultados . . . . .	63
8.38.	Combinación D - Caso 4 - Resumen de resultados . . . . .	63



# Índice de Ilustraciones

2.1.	Arquitectura de una micro-red . . . . .	5
2.2.	Niveles de control jerárquico: control primario, control secundario y control terciario. <i>Fuente: Trends in Microgrid Control</i> [19] . . . . .	8
3.1.	Micro-red en Universidad de California, San Diego. <i>Fuente: <a href="https://microgrid-symposiums.org/">https://microgrid-symposiums.org/</a></i> . . . . .	10
4.1.	Estructura para la metodología de trabajo a seguir . . . . .	13
5.1.	Edificio del Centro de Energía . . . . .	14
5.2.	Oficina para reuniones - Centro de Energía . . . . .	15
5.3.	Oficinas - Centro de Energía . . . . .	15
5.4.	Comedor - Centro de Energía . . . . .	16
5.5.	Oficinas/Laboratorio - Centro de Energía . . . . .	16
5.6.	Servidor - Centro de Energía . . . . .	17
5.7.	Servidor - Centro de Energía . . . . .	17
5.8.	Servidor - Centro de Energía . . . . .	18
5.9.	Ubicación del Centro de Energía. . . . .	19
5.10.	Radiación solar sobre Edificio del Centro de Energía. . . . .	19
6.1.	Techo del Centro de Energía vista Sur. . . . .	21
6.2.	Techo del Centro de Energía vista Norte. . . . .	21
6.3.	Generador Eléctrico Diésel Kohler 28 [kW]. . . . .	22
6.4.	HOMER - Generador Eléctrico Diésel Kohler 28 [kW]. . . . .	22
6.5.	Panel Longi Solar LR6 305 W. . . . .	23
6.6.	HOMER - Conjunto Fotovoltaico. . . . .	23
6.7.	Inversor ABB. . . . .	24
6.8.	HOMER - Inversor ABB. . . . .	24
6.9.	Baterías Trojan SAGM 12 205 2,63 [kWh]. . . . .	25
6.10.	HOMER - Sistema de almacenamiento. . . . .	25
6.11.	Red Eléctrica de Distribución. . . . .	26
6.12.	HOMER - Red de Distribución. . . . .	26
6.13.	Efecto sombra - Distancia mínima entre paneles. . . . .	28
6.14.	Diagrama Piso 1 - Centro de Energía FCFM. . . . .	33
6.15.	Diagrama Piso 2 - Centro de Energía FCFM. . . . .	33
6.16.	Diagrama unilineal - Campus 850 FCFM. . . . .	34
6.17.	Diagrama de conexión de los elementos asociados a la micro-red. . . . .	35
6.18.	Perfil de demanda para el Centro de Energía - Sin sala de servidores. . . . .	36
6.19.	Perfil de demanda promedio para sala de servidores. . . . .	36
6.20.	Interruptor general Edificio Centro de Energía. . . . .	37

6.21.	SEC: Tabla de Potencia Nominal para diferentes valores de intensidad de corriente en interruptores. . . . .	38
8.1.	Perfil mensual de demanda. . . . .	43
8.2.	Perfil diario de demanda. . . . .	44
8.3.	Perfil mensual de sala de servidores. . . . .	44
8.4.	Perfil diario de sala de servidores. . . . .	45
8.5.	Perfil diario con mayor consumo - 1 de Agosto . . . . .	45
8.6.	Perfil diario con menor consumo - 25 de Febrero . . . . .	46
8.7.	Perfil diario con mayor consumo - 1 de Agosto . . . . .	47
8.8.	Perfil diario con menor consumo - 25 de Febrero . . . . .	47
8.9.	Consumo de la red vs Generación PV 27 [kW] . . . . .	48
8.10.	Consumo de la red vs Generación PV 3,6 [kW] . . . . .	49
8.11.	Penetración renovable respecto a carga primaria abastecida - Sistema PV de 27 [kW] sin generador diésel . . . . .	49
8.12.	Penetración renovable anual respecto a carga primaria abastecida - Sistema PV de 3,6 [kW] sin generador diésel . . . . .	50
8.13.	Penetración renovable anual respecto a carga primaria abastecida - Sistema PV de 27 [kW] con generador diésel . . . . .	50
8.14.	Penetración renovable anual respecto a carga primaria abastecida - Sistema PV de 3,6 [kW] con generador diésel . . . . .	51
8.15.	Estado de carga del sistema de almacenamiento y del generador diésel . . . . .	51
8.16.	Micro-red frente a una falla con generador diésel incorporado . . . . .	52
8.17.	Micro-red frente a una falla con generador diésel y sistema de almacenamiento incorporado . . . . .	53
8.18.	Simbología . . . . .	54

# Capítulo 1

## Introducción

La existente crisis medioambiental es una realidad que viene afectando hace bastantes años a todos los países, y Chile no es la excepción [1]. Para combatir esto se han realizado diferentes avances tecnológicos tanto en los procesos de generación de energía como en los procesos de eficiencia y almacenamiento energético. Lo anterior, ha generado una transformación en la matriz energética mundial, donde la inserción de energías renovables ha tomado protagonismo en los últimos años [2].

Chile es un país extenso, el cual se encuentra acompañado de un crecimiento considerable en la demanda energética y es debido a esto que, existe una actual necesidad de proyectos de expansión de la transmisión y distribución de energía. Dicho aumento en la demanda trae consigo diferentes desafíos que abordar, por ejemplo, la congestión en el flujo de potencia, lo que se traduce en pérdidas económicas y problemas de operación [3].

Es aquí donde el concepto de micro-redes se vuelve llamativo, puesto que puede ser una solución técnica y económica para combatir las diferentes problemáticas mencionadas, permitiendo generar un entorno controlado entre cargas eléctricas y sistemas de generación.

Una micro-red puede ser definida como un sistema integrado, el cual está compuesto por cargas interconectadas y diferentes fuentes de energías distribuidas que, en conjunto, pueden operar en forma de isla o conectada paralelamente a la red [4].

Un ejemplo emblemático de una micro-red operando de forma aislada es la micro-red de la comunidad de Huatacondo [5],[6], ubicada en la región de Tarapacá. Sin embargo, se hace no existe un proyecto emblemático de micro-red on-grid en instituciones chilenas, haciendo esto una oportunidad para desarrollar un proyecto de esta índole y potenciar el desarrollo de esta línea de investigación.

En el siguiente trabajo se procedió a realizar la Ingeniería Básica de una micro-red para el edificio del Centro de Energía de la facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Así, se abordan los elementos relevantes a tener en consideración para la implementación de la micro-red dentro del establecimiento.

## 1.1. Justificación y Motivación

Como se presenta en la introducción, la actual crisis medio ambiental ha sido el principal motor para la búsqueda de nuevas soluciones en lo que respecta a generación, transmisión, distribución y almacenamiento de energía.

En la actualidad varias universidades están implementando proyectos demostrativos del concepto Smart Grid, refiriéndose a las micro-redes, dentro de sus propias redes de distribución [8],[9]. Esto con el propósito de mejorar el rendimiento de la red al acomodar fuentes de energía renovable o RES por sus siglas en ingles (Renewable Energy Source) y opciones de almacenamiento [10]; mejorar la confiabilidad y eficiencia de la red [11]; generar mejoras en lo que respecta a eficiencia energética en la facultad [12]; y familiarizar tanto a los profesores como estudiantes en el mundo de las micro redes, facilitando con ello la investigación y la educación [8].

La motivación del presente trabajo radica de generar un aporte al desarrollo de proyectos de investigación en torno a las micro-redes en Chile, con el siguiente trabajo se busca poder impactar en el futuro proyecto de micro-red en el edificio del Centro de Energía de la facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. La eventual transformación del edificio del Centro de Energía en una micro-red traerá consigo grandes beneficios para la Universidad tanto en el ámbito de investigación como en el área educacional.

## 1.2. Objetivos generales y específicos

### 1.2.1. Objetivo general

Desarrollar la Ingeniería básica de una micro-red para el edificio del Centro de Energía de la facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile y, de esta forma, proveer de una base sólida para futuros trabajos de investigación que busquen continuar con la iniciativa propuesta por el Centro de Energía respecto a instalación de una micro-red en sus dependencias.

### 1.2.2. Objetivos específicos

Para poder llevar a cabo el objetivo general propuesto, se abordan los siguientes objetivos específicos:

- Entender el estado del arte en la implementación de micro-redes dentro de campus universitarios y como esta cubriría necesidades del Centro de Energía.
- Disponer de un diagnóstico de los elementos específicos de una micro-red para el edificio.
- Realizar una caracterización de los requerimientos energéticos del edificio del Centro de Energía.
- Proponer del diseño de la micro-red según los requerimientos establecidos.

- Evaluar de forma técnica y económica lo propuesto, mediante las herramientas de simulación facilitadas por HOMER.

### 1.3. Aspectos de alcance

Los alcances de este trabajo de memoria son identificar y estudiar los diferentes agentes y elementos involucrados en el proceso de diseño de una micro-red, para que esta pueda ser adaptada al edificio del Centro de Energía de la facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. El diseño de esta micro-red se realiza con fines académicos y para generar una aproximación de las oportunidades que entregan las micro-redes tanto al sistema eléctrico, como a la educación e investigación.

No se implementará el diseño de la micro-red realizado. La iniciativa propuesta por el Centro de Energía presenta una gran cantidad de desafíos, por ende, se espera que el siguiente trabajo sea considerado como una guía robusta respecto a como deberán abordarse los diferentes criterios a tener en consideración para un futuro proceso de transformación del edificio del Centro de Energía en una micro-red.

Para lograr lo propuesto se realizaron diferentes simulaciones técnicas y económicas mediante el software HOMER, este software permite simular el funcionamiento de una micro-red híbrida durante todo un año, en pasos de tiempo de un minuto a una hora.

# Capítulo 2

## Marco Teórico

### 2.1. Micro-redes

En la actualidad, se emplean variadas formas de definir el concepto de micro-redes. La literatura expone definiciones en conjunto con la caracterización de las diferentes componentes que la constituyen.

Por ejemplo, *CIGRE MicroGrid Working Group* en su definición, nos dice que las micro-redes son sistemas de distribución de electricidad, los cuales contienen cargas y recursos energéticos distribuidos (como generadores distribuidos, dispositivos de almacenamiento y cargas controlables). Estos pueden, a su vez, operar de forma controlada y coordinada, mientras se encuentran conectados a la red eléctrica u operando en modo isla [13].

El artículo, *Microgrids - Hierarchical Control and an Overview of the Control and Reserve Management Strategies* señala que las micro-redes son redes de distribución independientes que consisten en la unión de unidades de generación distribuida, cargas (controlables) y, a menudo, sistemas de almacenamiento. De igual forma, se señala que pueden operar conectada a la red o modo isla. Mencionan también los beneficios para las diferentes partes involucradas (es decir, cliente y consumidores), abasteciendo de energía comunidades, universidades, escuelas y sitios industriales [14].

Robert H. Lasseter, quién acuñó el término de micro-red dentro de la comunidad científica, explica que el concepto de micro-red asume un grupo de cargas y micro recursos que funcionan como un único sistema controlable que proporciona energía y calor en su área local [4]. Señala que la micro-red puede ser vista como una celda controlada que mediante su sistema de control podría, por ejemplo, satisfacer las necesidades del sistema de transmisión. Lasseter, recalca que la micro-red puede ser diseñada para satisfacer necesidades especiales, tales como mejorar la confiabilidad local; minimizar las pérdidas de la red; soportar los voltajes locales; aumentar la eficiencia; entre algunos que se pueden mencionar.

Si bien, los distintos autores en sus descripciones enfatizan diferentes beneficios de las micro-redes, estos concuerdan en gran parte dentro de los elementos que componen una micro-red. Dicho esto, en la Figura 2.1 se procede a ilustrar los elementos básicos

que conforman a una micro-red.

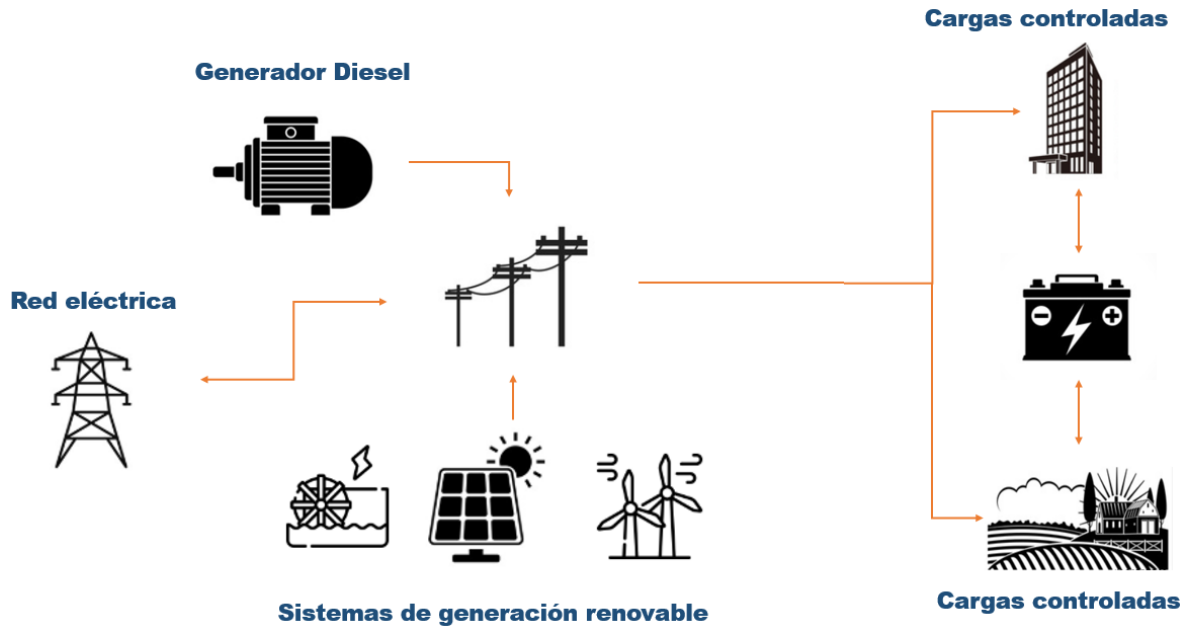


Figura 2.1: Arquitectura de una micro-red

### 2.1.1. Generación distribuida

El concepto de generación distribuida viene desarrollándose hace ya varios años. El concepto general siempre va enfocado al mantener los sistemas de generación cercanos al lugar de la demanda para así reducir significativamente las pérdidas por transmisión, esto debido a las grandes distancias debe recorrer el suministro eléctrico.

Las diferentes literaturas encuentran sus diferencias en las potencias de trabajo del sistema de generación, siendo sus definiciones adaptadas a la legislación de cada país.

J. Cardell en su definición, señala que los recursos distribuidos incluyen dispositivos de pequeña generación que van desde 1 [kW] hasta los 50 [MW] y/o dispositivos de almacenamiento energético ubicados típicamente en las cercanías de las cargas [15].

Así también, *American Gas Association (AGA)*, nos menciona que la generación distribuida es la colocación estratégica de pequeñas unidades generadores de energía que pueden ir desde 5 [kW] hasta 25 [MW], situadas cerca de las cargas [16].

Otra definición de rangos es la entregada por la *International Conference on High Voltage Electric Systems (CIGRE)*, donde los rangos de potencia de trabajo para los sistemas de generación establecidos son menores a 50 o 100 [MW] de potencia [17].

Si bien existen diferencias asociadas a las potencias de los sistemas de generación, todas concuerdan en la implementación de recursos renovables situados estratégicamente en las inmediaciones de las cargas y destacando el soporte que puede entregar la

generación distribuida tanto a la red de transmisión como distribución.

### 2.1.2. Sistema de generación fotovoltaica

Un sistema fotovoltaico consiste en un sistema auto-abastecedor, esto debido a que aprovecha la radiación solar para generar la energía eléctrica necesaria en el suministro de una instalación (vivienda, pozo, sistema de riego, sistema de telecomunicación, etc.)[18]. Los elementos principales que acompañan a un sistema fotovoltaico son:

- **Generador fotovoltaico (paneles solares):** Es el encargado de proporcionar la tensión/corriente necesaria para mantener el abastecimiento energético y la carga de la batería.
- **Batería:** Es la encargada de proporcionar energía a la instalación cuando la radiación solar sea escasa o nula.
- **Regulador de carga:** Es quien se encarga del control del estado de la carga de la batería, adaptando los diferentes ritmos de producción y demanda de energía.
- **Inversor:** Es el elemento encargado de transformar la corriente continua generada por las celdas a corriente alterna y con ello poder abastecer de energía a las diferentes cargas presentes.
- **Sistema de puesta a tierra:** Sistema conformado por un material conductor empleado para dar un camino de baja impedancia para las corrientes de falla. Este es utilizado para disminuir las tensiones de falla y con ello proteger tanto a las personas como al sistema eléctrico involucrado.
- **Sistema de protecciones:** Encargados de mantener los límites de corrientes al margen y proteger tanto a la instalación como a las personas. Por ejemplo, los automáticos, diferenciales, etc.

### 2.1.3. Sistema de control

Como se expresa en la literatura, para el correcto y óptimo funcionamiento de una micro-red se hace indispensable la existencia de un sistema de control [19]. Dicho sistema de control trabaja mediante esquemas y algoritmos de control, los cuales permiten cumplir con su estrategia de trabajo.

La existencia e interacción entre múltiples agentes de control debe ser organizada de alguna forma. Dicha organización, entre los diferentes niveles de control, ocurre según el fenómeno o anomalía que se presente. Estos fenómenos, o en su defecto anomalías, tienen ventanas de ocurrencia distinta y es ahí donde se genera la separación entre cada tipo de control.

Las estrategias de control de una micro-red pueden ser agrupadas en diferentes niveles de control. Esta división posee el nombre de control jerárquico [14]. Dentro de este control jerárquico, se pueden distinguir 3 niveles de control [19] tal y como se aprecia en la Figura 2.2:



- **Control primario:** Empleado para fenómenos que ocurren en ventanas de tiempo muy pequeñas (del orden de los micro-seg. y mili-seg.), por ejemplo, la frecuencia de muestreo de un convertidor, fenómenos electromagnéticos, etc. Usualmente estos fenómenos no tienen relación con el balance energético pero si pueden tenerlo con la calidad de energía.

Se pueden distinguir diferentes tipos de control primario, tales como, el control droop, maestro-esclavo y control centralizado.

El control droop, también conocido como estatismo, es el encargado, entre algunas de sus funciones, de determinar que tan rápido reacciona el dispositivo antes fluctuaciones en la frecuencia debido a un desbalance de potencia. Para ello, el sistema de control manda una señal para aumentar la generación de potencia, para el caso que disminuya la frecuencia o viceversa. Este tipo de control es usualmente empleado para apoyar a la regulación primaria, mientras permite la cooperación entre diferentes unidades.

Para el caso del maestro-esclavo, una de las unidades dentro de la micro-red es la encargada de regular. Entre las funciones de regulación que posee esta unidad, destaca el soporte de tensión y frecuencia, mientras que el resto de unidades inmersas en la micro-red se encuentran inyectando potencia activa y reactiva según corresponda.

En el control centralizado, el sistema es bastante distinto. En este control existe un ente central, el cual cumple la función de comunicador con las diferentes unidades de generación o almacenamiento y, a su vez, fija valores de potencia activa y reactiva. Así también, se encarga de realizar el balance instantáneo entre las unidades de generación. Sin embargo, este esquema sin la implementación de controles locales adicionales, no funciona necesariamente como se esperaría dentro de una micro-red.

- **Control secundario:** Empleado para fenómenos que ocurren en ventanas de tiempo mas lentas que para el caso del control primario (del orden de los segundos). Un ejemplo claro pueden ser las interacciones entre los diferentes componentes de un sistema eléctrico de potencia como las oscilaciones interáreas. Para el caso de las micro-redes, el control secundario controla las decisiones, que si bien son mas lentas, buscan una operación óptima tanto en lo técnico como en lo económico.

Se puede distinguir dos tendencias de control secundario, el control centralizado y control descentralizado, ambos basados en la arquitectura EMS (Energy management system).

El control centralizado, es quien, conociendo toda la información de la micro-red, puede formar un criterio de operación óptima mediante el planteamiento de un

problema de optimización.

Por otro lado, la tendencia de control descentralizado permite que la decisión de, por ejemplo, los despachos ya no sea tomada de forma centralizada sino que existen diferentes ofertas de capacidades de; generación de los generadores distribuidos; los sistemas de almacenamiento (ya sea como capacidad o como carga); consumidores existentes (por ejemplo, desplazar la demanda); entre otros.

- **Control terciario:** El control terciario es el nivel más alto de control y establece puntos de ajuste a largo plazo y típicamente “óptimos” dependiendo de los requisitos del sistema. El control terciario, es el responsable de coordinar la operación de múltiples micro-redes que interactúan entre sí en el sistema y de comunicar las necesidades o requisitos de la red (soporte de voltaje, regulación de frecuencia, etc.).

Este nivel de control generalmente opera en el orden de varios minutos y es considerado como parte de la red y no de la micro-red en sí.

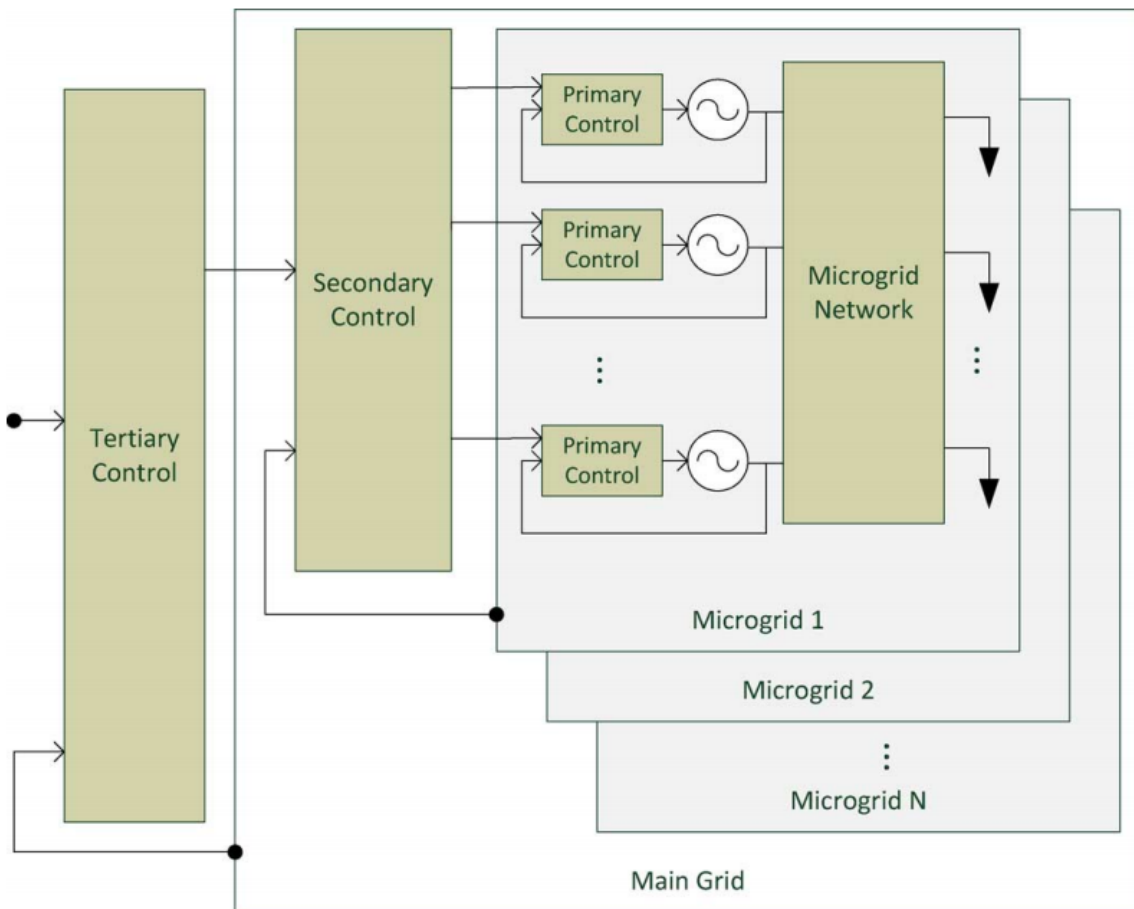


Figura 2.2: Niveles de control jerárquico: control primario, control secundario y control terciario. Fuente: *Trends in Microgrid Control* [19]

#### 2.1.4. Sistema de Protecciones

Como se ha mencionado, una micro red puede operar tanto conectado a la red como aislado (modo isla), en donde la micro-red es conectada al sistema de alimentación mediante un interruptor semiconductor de rápida reacción llamado interruptor estático o SS (static switch) [19]. Es de suma importancia proteger la micro-red, en ambos modos de operación, contra los diferentes tipos de fallas y con ello asegurar una operación exitosa.

Existe una cantidad muy grande de posibles fallas dentro de un sistema eléctrico de potencia, haciendo que cubrir todas estas se vuelva un trabajo complicado. La mayoría de las fallas, por no decir en su totalidad, en los sistemas eléctricos de potencia generan un deterioro de los dispositivos instalados, por ende, lo que el sistema de protección busca es minimizar el daño generado por dichas fallas y para ello debe actuar cumpliendo diferentes requerimientos, entre los cuales podemos mencionar el operar solo cuando sea requerido, respetar su tiempo de reacción, identificar y aislar solo a la componente(s) afectado(s), no entorpecer al resto de las protecciones, facilidad de mantenimiento, flexibilidad para cambios funcionales, etc.

Como se expresa en la literatura [21], los dispositivos de protección más empleados industrialmente son:

- **Fusible:** Este es el método de protección mas antiguo, su funcionamiento radica en un principio térmico de transferencia de calor (efecto Joule). Cuando el elemento conductor sufre un aumento de su temperatura, debido al aumento en la corriente que circula por este, se produce la fundición del elemento conductor y con ello se detiene el paso de corriente.
- **Interruptor diferencial:** Uno de los dispositivos más comunes, su funcionamiento se basa según la ley de Kirchhoff y aplica cuando la falla es a tierra. Cuando la falla ocurre, parte de la corriente del circuito del dispositivo es liberada a tierra y, por ende, la corriente de entrada difiere de la corriente de salida. Dicho diferencial activa el mecanismo de protección, provocando la apertura del contactor.
- **Interruptor termomagnético:** Conocido por tanto su activación mediante acción térmica, o bien, magnética. Este dispositivo, mediante una capa bimetálica para el caso térmico y un solenoide para el caso magnético, procede a actuar en caso de sobrecarga o cortocircuito abriendo el contacto respectivo y evitando el paso de corriente.
- **Relés/dispositivos digitales de protección:** Los relés y otros dispositivos digitales, gracias a los avances en los microprocesadores, son capaces de leer de manera remota las variables del sistema y ajustarse en función de dicha información. Para ello, se debe crear una red de comunicación entre los diferentes dispositivos, implementando distintos protocolos de comunicación. Estos mecanismos pueden cumplir diversas funciones, la cuales pueden ir desde la protección de baja/sobre corriente y voltaje, hasta protección por variaciones de frecuencia.

# Capítulo 3

## Estado del arte

La implementación de micro-redes, en particular dentro de campus universitarios, ha ido tomando gran desarrollo durante los últimos años. Diferentes instituciones aplican o estudian la implementación de micro-redes dentro de sus dependencias [8],[9],[22].

Uno de los casos emblemáticos, en la implementación de una micro-red dentro de las dependencias de un campus universitario, es el caso de la UCSD (University of California, San Diego) en Estados Unidos la cual posee una micro-red operativa desde el 2010 [23] .



Figura 3.1: Micro-red en Universidad de California, San Diego.  
*Fuente: <https://microgrid-symposiums.org/>*

Como se menciona en la literatura, los campus universitarios ofrecen un entorno perfecto para establecer una micro-red y con ello maximizar los beneficios operativos, minimizar los costos de operación y disminuir la huella de carbono que produce la facultad [23]. El entorno que se genera dentro de una universidad provee, además, una

gran cantidad de recursos intelectuales que podrían ser invertidos para generar investigaciones con respecto al laboratorio (micro-red) instalado.

La Universidad de California ha desarrollado un estado del arte en el ámbito de micro-redes autosuficientes [23], además es considerada, según Power Magazine, una de las micro-redes más eficientes de los Estados Unidos. La micro-red de la UCSD, abastece el 82 % de su electricidad y el 95 % de sus requerimientos térmicos (calefacción y refrigeración). Además, UCSD recibió el 1er Premio Anual de Liderazgo Climático a la Excelencia Institucional en Liderazgo Climático del Compromiso Climático de los Presidentes del Colegio Americano y Universitario (ACUPCC en sus siglas en inglés).

Con respecto a los consumos involucrados, la demanda máxima total asciende hasta los 47 [MW], siendo esta conformada por diferentes cargas, entre las que destaca un centro de supercomputación, laboratorios de investigación y hasta incluso un hospital interno. Los establecimientos recién mencionados requieren un mínimo de 60 [MW] de energía de respaldo de emergencia, esto es suministrado por un conjunto de generadores diésel.

El corazón del sistema de generación de energía empleado por la UCSD es una planta de cogeneración que cuenta con dos turbinas de gas natural de una potencia de 13 [MW] cada una. El calor residual de dichas turbinas es utilizado en enfriadores de absorción y con ello se genera el 95 % de la energía térmica del campus. A pesar de la alta eficiencia y el rendimiento confiable de su planta de cogeneración, la UCSD pronto se enfrentará con el requisito de operar sin combustibles fósiles para cumplir con el requisito de cero emisiones netas de gases de efecto invernadero de 2025 para las universidades. UCSD se encuentra en medio de la planificación de cómo alcanzar esa meta, parte de la cual se logrará reemplazando el gas natural con biogás de los vertederos o la agricultura.

Con respecto a los medios de generación renovables integrados, la UCSD consta de un sistema fotovoltaico instalado con una potencia de 3 [MW]. Este sistema, se encuentra distribuido en techos de la facultad, estacionamiento y sobre el suelo. De igual forma, la universidad posee un sistema de calentamiento solar de agua de unos 300 [kW].

La UCSD posee una de las celdas de combustibles más grande dentro de los campus universitarios en Estados Unidos, la cual tiene una potencia de 2.8 [MW]. Esta pila de combustible utiliza metano de una planta regional de tratamiento de aguas residuales para su funcionamiento y aporta un 7 % del consumo eléctrico de la UCSD.

Finalmente, como la gran parte de las micro-redes, posee un sistema avanzado de almacenamiento energético que se encuentra conformado por varios sistemas de 2 [MW] de potencia, siendo capaces de entregar 1 [MW] por hasta 5 horas. A medida que la universidad agrega más recursos renovables a la micro-red, es probable que los recursos de almacenamiento crezcan.

# Capítulo 4

## Aspectos metodológicos

Para el desarrollo de este trabajo, se hace necesario considerar una metodología para asegurar un correcto desarrollo. Esto se formula en base a procedimientos de investigación, análisis y diseño.

### 4.1. Metodología

Para la etapa de investigación, se realizó una revisión bibliográfica para comprender el funcionamiento de las micro-redes en establecimientos que se asemejen al caso particular de estudio, comprendiendo el estado del arte. Posteriormente, se trabajó en dos componentes claves, en el primero se busca caracterizar los requerimientos energéticos del edificio del Centro de Energía y así, entender su naturaleza. Luego, se genera un diagnóstico de los diferentes componentes requeridos en la implementación de una micro-red para el edificio del Centro de Energía

Con el diagnóstico realizado se dimensionan los elementos identificados y posibles combinaciones para, con este diseño, visualizar su comportamiento mediante el software HOMER.

En la Figura 4.1 se muestra una representación secuencial de la metodología propuesta:

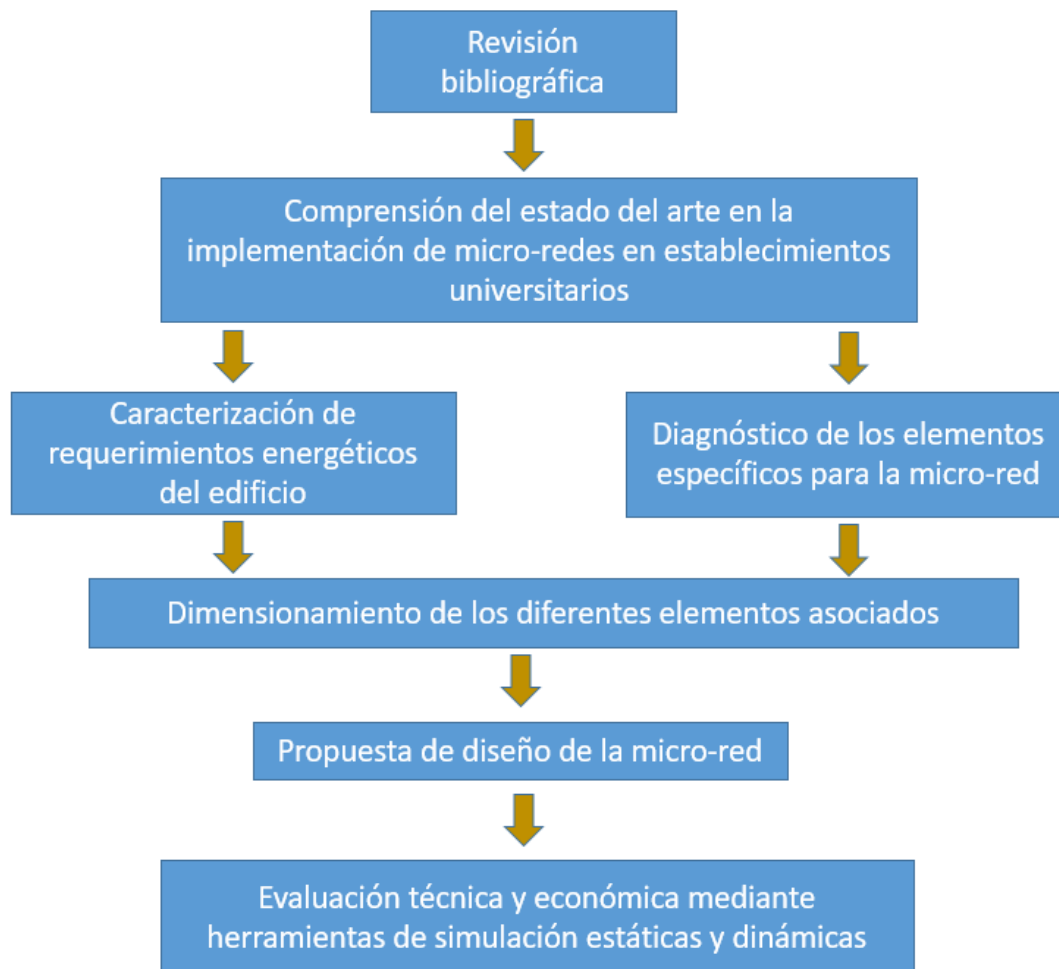


Figura 4.1: Estructura para la metodología de trabajo a seguir

# Capítulo 5

## Caracterización de los requerimientos energéticos

Para llevar a cabo la implementación de la micro-red dentro del establecimiento, se hace imprescindible entender los diferentes requerimientos energéticos que este dispone. Entendiendo como requerimientos energéticos tanto el recurso energético disponible como la naturaleza de la red interna de consumos dentro del edificio.



Figura 5.1: Edificio del Centro de Energía

### 5.1. Caracterización del consumo energético

Para entender la naturaleza del consumo existente en el Edificio del Centro de Energía, se realizaron inspecciones presenciales con tal de poder apreciar y dimensionar las características de este. Se debe tener en consideración que el Edificio del Centro de Energía posee 2 pisos que contienen diferentes consumos eléctricos y una azotea, lugar en el cual, como se menciona en capítulos anteriores, se desea realizar la instalación del sistema de generación fotovoltaico. Al ingresar al establecimiento, es fácil percatarse la existencia de un conjunto considerable de oficinas y baños para las instalaciones.





Figura 5.2: Oficina para reuniones - Centro de Energía

En la mayoría de estas se encuentran diferentes dispositivos eléctricos, tales como: televisores, computadores, impresoras, alumbrado, telefonía y calefacción/aire acondicionado. Además, el Edificio del Centro de Energía cuenta con una zona comedor, todo esto se puede apreciar en de la Figura 5.2 a la 5.4:



Figura 5.3: Oficinas - Centro de Energía



Figura 5.4: Comedor - Centro de Energía

Por otro lado, al ser un edificio académico, se pueden apreciar que algunas salas del Edificio del Centro de Energía son destinadas a uso de investigación como laboratorio. En la Figura 5.5, se ilustra una oficina en la que se observa un osciloscopio, una fuente de voltaje y un tablero con medidor eléctrico, donde, eventualmente, podría aumentar la cantidad de dispositivos conectados cuando esta sala se encuentre en uso:



Figura 5.5: Oficinas/Laboratorio - Centro de Energía

Y finalmente, uno de los consumos fijos más relevantes dentro del Edificio del Centro de Energía es representado por un conjunto de servidores que se encuentran operativos de manera permanente.

Estos dispositivos toman importancia debido a que representan un consumo base dentro del establecimiento, independiente de la época del año, haciendo que asegurar su correcta alimentación y funcionamiento sea una de las aristas claves dentro de las simulaciones.



Figura 5.6: Servidor - Centro de Energía



Figura 5.7: Servidor - Centro de Energía



Figura 5.8: Servidor - Centro de Energía

Terminando la caracterización del consumo energético, se determina que el Edificio del Centro de Energía de la Universidad de Chile se compone principalmente de 3 diferentes de tipos de consumos:

- Iluminación
- Climatización
- Computación

## 5.2. Caracterización del recurso energético

Otra componente importante a saber es el potencial energético solar que puede ser obtenido en la superficie disponible sobre el Edificio del Centro de Energía.

En las Figuras 5.9 y 5.10 se procede a mostrar la ubicación y la radiación a la cual se encuentra expuesta el Edificio del Centro de Energía.

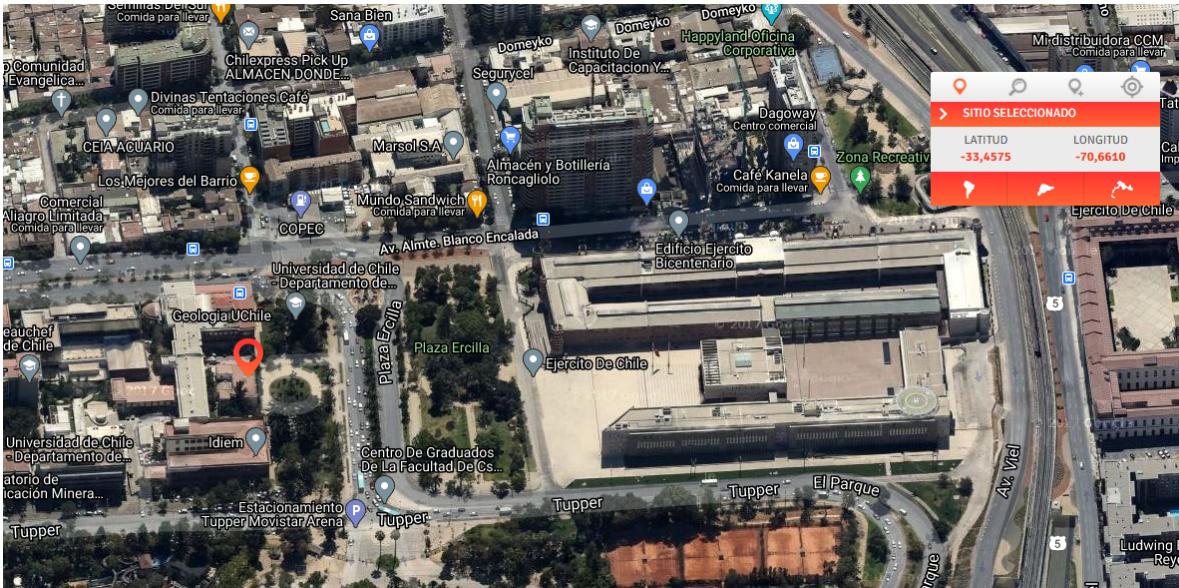


Figura 5.9: Ubicación del Centro de Energía.

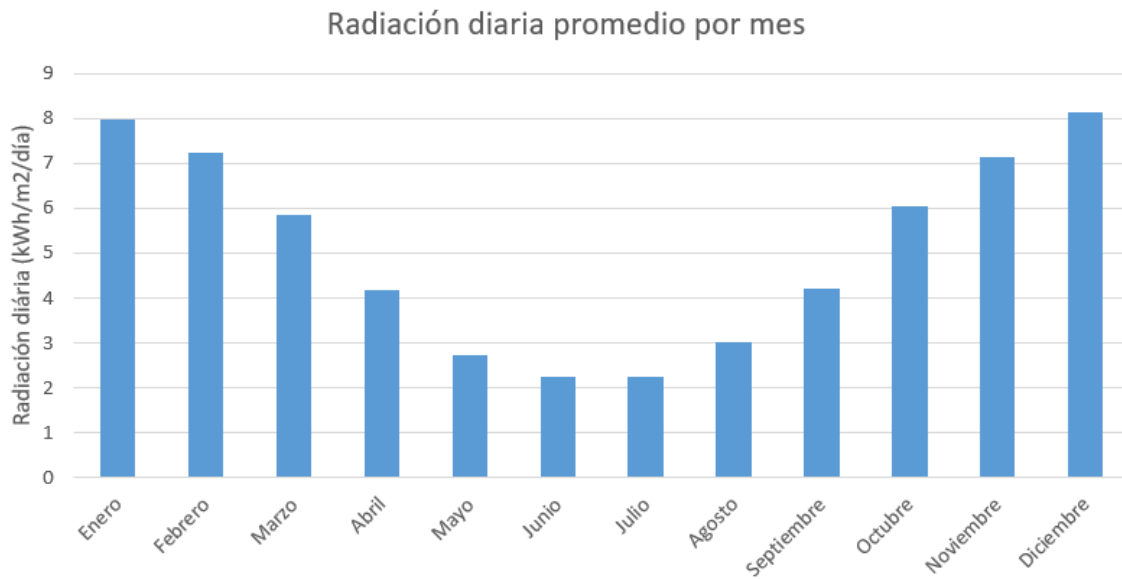


Figura 5.10: Radiación solar sobre Edificio del Centro de Energía.

# Capítulo 6

## Diagnóstico y Dimensionamiento de los elementos específicos para la micro-red

Para poder realizar el análisis de la micro-red, no solo es fundamental un correcto diagnóstico sino que este debe ir acompañado de un buen dimensionamiento de los sistemas que la componen. El Edificio del Centro de Energía posee diferentes tipos de consumos, tal y como fue mencionado en el capítulo anterior, estos se encuentran actualmente siendo abastecidos directamente desde la red eléctrica de distribución. Por otro lado, y como fue mencionado de igual forma, se emplea el diseño de un sistema fotovoltaico para ser dispuesto como medio de generación renovable, un sistema de generación Diésel Kohler 28 [kW], mostrado en la Figura 6.3 y un sistema de almacenamiento el cual se aprecia en la Figura 6.9, para poder estudiar el comportamiento del sistema con esta topología.

Con el objetivo de dimensionar la capacidad del sistema fotovoltaico y el costo asociado a este, se debe tener en consideración el limitante espacial a disposición dentro del Edificio del Centro de Energía.

En las Figuras 6.1 y 6.2 se muestran imágenes de una inspección del techo de las instalaciones del centro de energía con vista sur y vista norte. Para efectos de este trabajo se consideró dos casos principales: el primero consiste en analizar un sistema de generación fotovoltaico en la totalidad del espacio disponible identificado sobre el techo y la segunda corresponde solo a la instalación de un sistema fotovoltaico sobre la plataforma dispuesta en el centro de la azotea.



Figura 6.1: Techo del Centro de Energía vista Sur.



Figura 6.2: Techo del Centro de Energía vista Norte.

- **Generador Diésel Kohler 28 [kW]**

Para este elemento, y utilizando valores referenciales presentados en [33], se consideró un valor de compra de 9,56 [MM\$], con un costo de reemplazo igual a la totalidad del valor del equipo, un valor de mantenimiento anual del 1 %, es decir, 95,6 [M\$] y una cantidad de 15.000 [Hrs] horas operación como vida útil.



Figura 6.3: Generador Eléctrico Diésel Kohler 28 [kW].

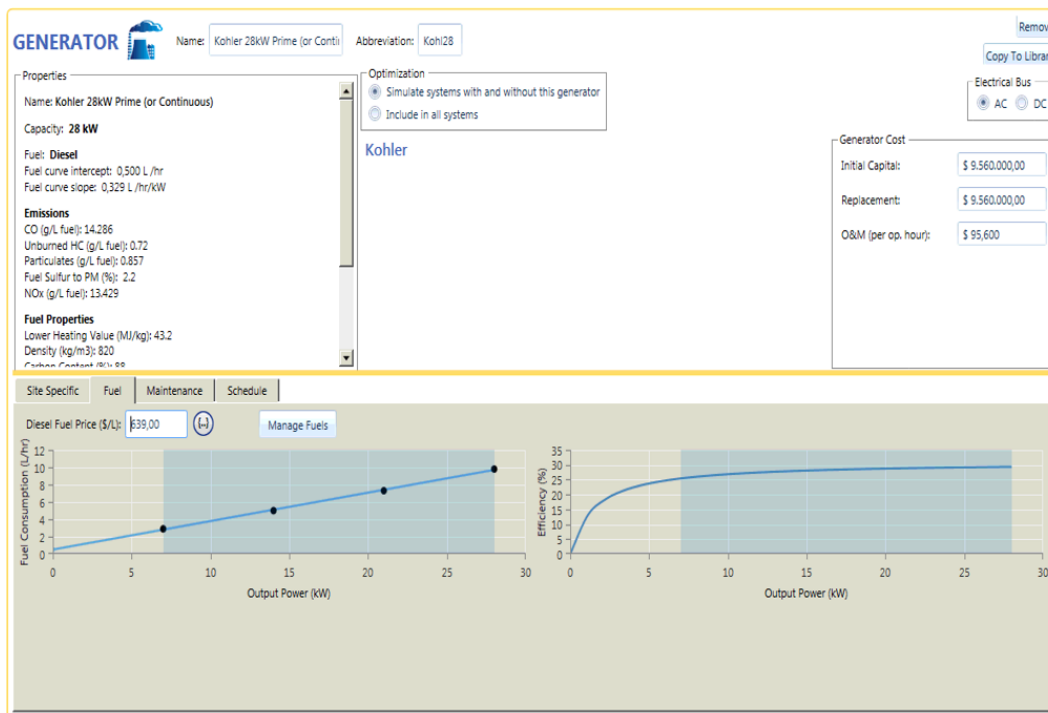


Figura 6.4: HOMER - Generador Eléctrico Diésel Kohler 28 [kW].

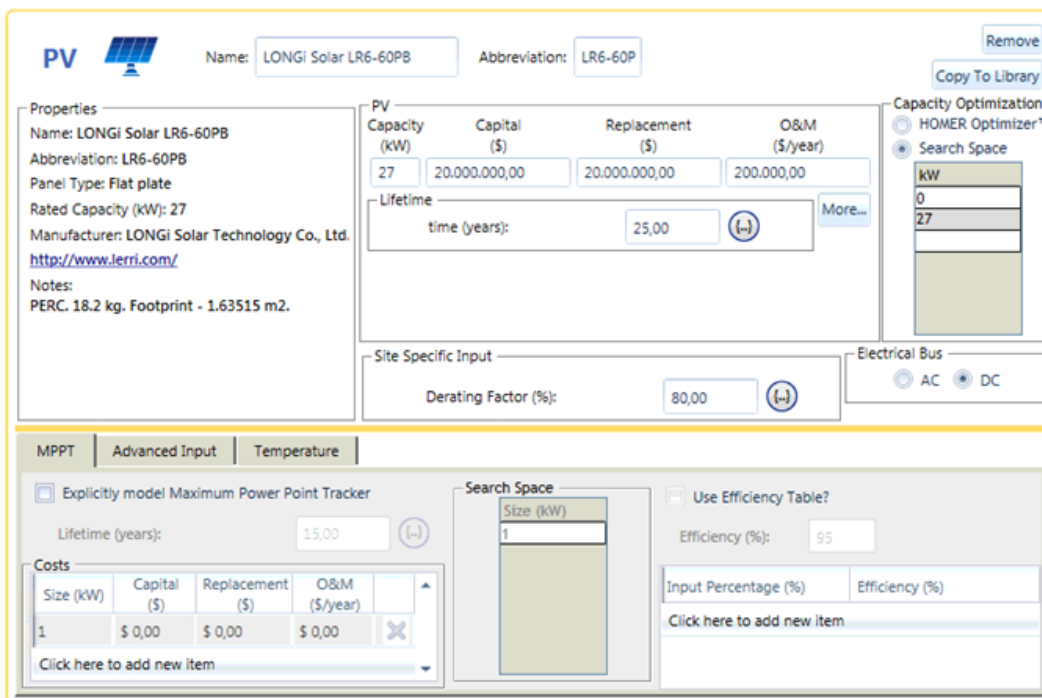


## ■ Paneles Fotovoltaicos

Un componente fundamental son los paneles fotovoltaicos a instalar, en este trabajo se consideraron paneles marca Longi Solar LR6 305 W. De igual forma que para el inversor, los costos asociados serán según el caso de estudio, manteniendo los costos de mantenimiento en el 1% del costo considerado. Se simuló con una vida útil de 25 años para el conjunto de paneles. El costo del proyecto fotovoltaico será considerando los valores referenciales de mercado y lo expuesto en el Índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile 2020 [25].



Figura 6.5: Panel Longi Solar LR6 305 W.



The screenshot displays the HOMER software interface for configuring a photovoltaic system. The main window is titled "PV" and shows the following details:

- Name:** LONGi Solar LR6-60PB
- Abbreviation:** LR6-60P
- Properties:**
  - Name: LONGi Solar LR6-60PB
  - Abbreviation: LR6-60PB
  - Panel Type: Flat plate
  - Rated Capacity (kW): 27
  - Manufacturer: LONGi Solar Technology Co., Ltd.
  - Notes: PERC. 18.2 kg. Footprint - 1.63515 m2.
- PV Table:**

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
27	20.000.000,00	20.000.000,00	200.000,00
- Lifetime:** time (years): 25,00
- Site Specific Input:** Derating Factor (%): 80,00
- Electrical Bus:** AC (selected), DC
- Capacity Optimization:** HOMER Optimizer? (selected), Search Space
- MPPT:** Explicitly model Maximum Power Point Tracker (checked)
- Advanced Input:** Lifetime (years): 15,00
- Costs Table:**

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
- Search Space:** Size (kW): 1
- Use Efficiency Table?:** Efficiency (%): 95
- Input Percentage (%)** and **Efficiency (%)** table with a "Click here to add new item" link.

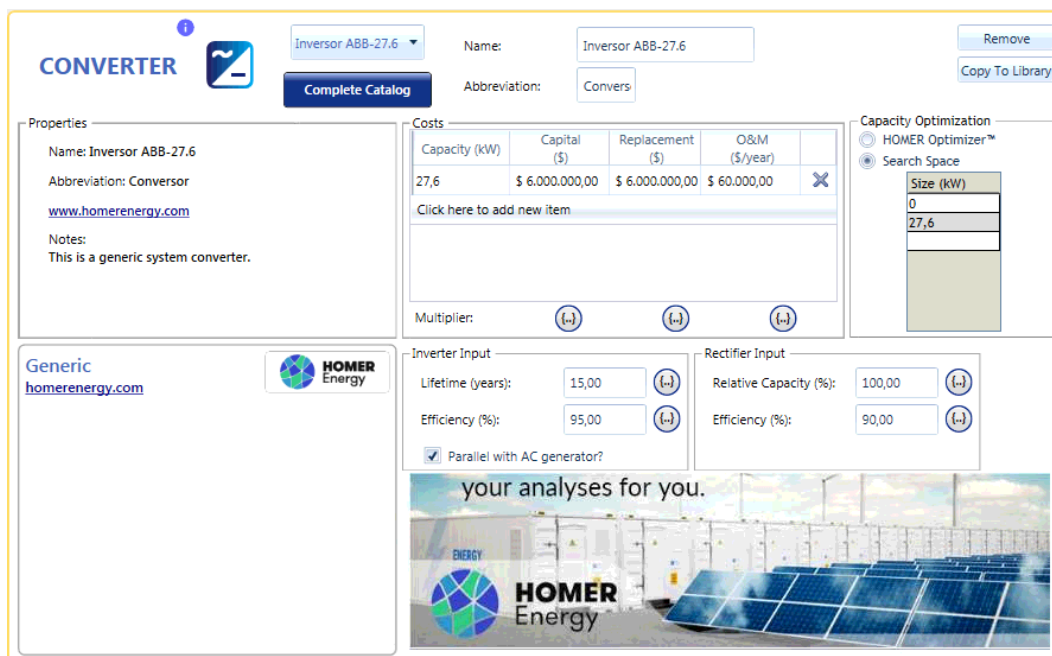
Figura 6.6: HOMER - Conjunto Fotovoltaico.

## ■ Inversor

Para este proyecto se consideró el uso de un inversor ABB, el cuál tendrá su capacidad nominal de operación según los casos de estudio mencionados más adelante. Sus costos serán representados según el caso de estudio, es decir, si los valores del proyecto son tomados del Informe de Precios de sistemas FV conectados a la red [25] o son considerados según los precios de mercado. Se consideró una vida útil de 15 años y un costo de mantenimiento del 1 % del costo de inversión.



Figura 6.7: Inversor ABB.



The screenshot shows the HOMER software interface for configuring an inverter. The main window is titled "CONVERTER" and displays the selected item as "Inversor ABB-27.6". The name is "Inversor ABB-27.6" and the abbreviation is "Convers". The interface includes a "Properties" section with the name, abbreviation, and website ([www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)). A "Costs" table is shown with the following data:

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
27,6	\$ 6.000.000,00	\$ 6.000.000,00	\$ 60.000,00

The interface also includes a "Capacity Optimization" section with radio buttons for "HOMER Optimizer™" and "Search Space". The "Search Space" is selected, and a list of sizes (kW) is shown with "27,6" selected. The "Inverter Input" section has "Lifetime (years)" set to 15,00 and "Efficiency (%)" set to 95,00. The "Rectifier Input" section has "Relative Capacity (%)" set to 100,00 and "Efficiency (%)" set to 90,00. A checkbox "Parallel with AC generator?" is checked. The bottom of the interface features a banner with the text "your analyses for you." and the HOMER Energy logo over an image of solar panels.

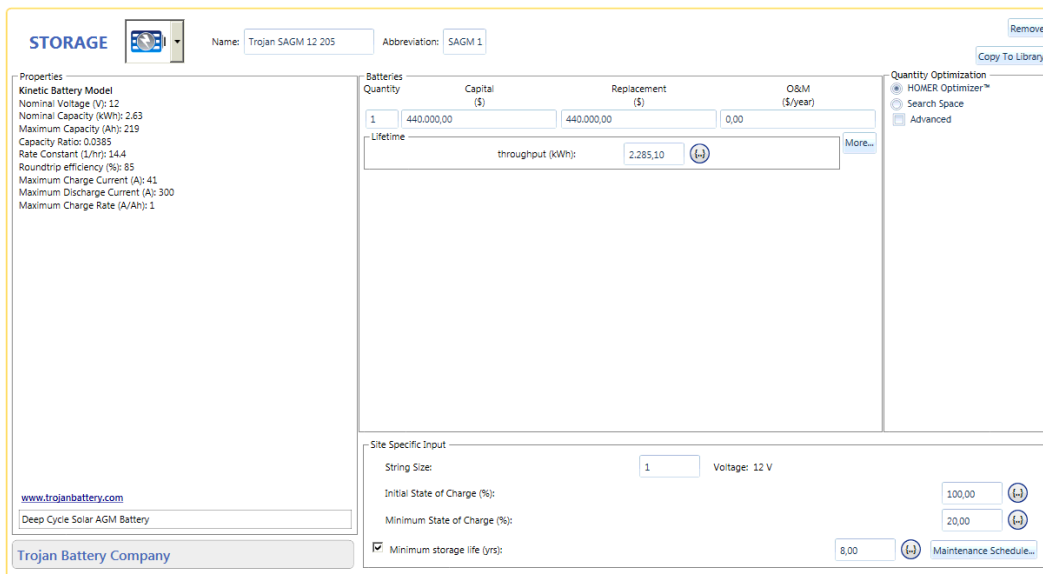
Figura 6.8: HOMER - Inversor ABB.

## ■ Sistema de almacenamiento

Para complementar el análisis realizado, se consideró un sistema de almacenamiento en base a baterías Trojan SAGM 12 205 con capacidad nominal de 2,63 [kWh]. Respecto a los costos, se consideraron valores de mercado (para todos los casos de estudio) iguales a 440 [M\$] e indicados en [35]. Respecto a los costos de mantenimiento, este tipo de baterías no requiere mantenimiento, por ende, se tomará un valor igual a 0 [M\$]. También, se consideró un nivel de descarga máximo igual al 80 % en pos de mantener la vida útil del sistema de almacenamiento.



Figura 6.9: Baterías Trojan SAGM 12 205 2,63 [kWh].



**STORAGE** Name: Trojan SAGM 12 205 Abbreviation: SAGM 1

Properties  
Kinetic Battery Model  
Nominal Voltage (V): 12  
Nominal Capacity (kWh): 2.63  
Maximum Capacity (Ah): 219  
Capacity Ratio: 0.0385  
Rate Constant (2/hr): 14.4  
Roundtrip efficiency (%): 85  
Maximum Charge Current (A): 41  
Maximum Discharge Current (A): 300  
Maximum Charge Rate (A/Ah): 1

www.trojanbattery.com  
Deep Cycle Solar AGM Battery  
Trojan Battery Company

Batteries	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	440,000.00	440,000.00	0.00

Lifetime: 2,285.10 (kWh) More...

Quantity Optimization  
HOMER Optimizer™  
Search Space  
Advanced

Site Specific Input  
String Size: 1 Voltage: 12 V  
Initial State of Charge (%): 100.00  
Minimum State of Charge (%): 20.00  
 Minimum storage life (yrs): 8.00 Maintenance Schedule...

Figura 6.10: HOMER - Sistema de almacenamiento.

## ■ Red Eléctrica

Finalmente, se muestra la red eléctrica a la cuál se encuentra conectada la micro-red. La red de distribución se encarga de alimentar eléctricamente al establecimiento y dar robustez para los niveles de tensión y frecuencia que se requieren dentro de las instalaciones. Como se menciona en la sección de resultados, los valores de compra y venta de energía son 71,88 [\$/kW] y 59,1 [\$/kW] respectivamente. Por otro lado, de forma complementaria, se consideró un nivel de confiabilidad de la red de distribución, tomando como valores referenciales de tiempos medios para reparar y frecuencia de las fallas obtenidos del Reporte anual de distribución entregado por ENEL [34] para la comuna de Santiago.



Figura 6.11: Red Eléctrica de Distribución.

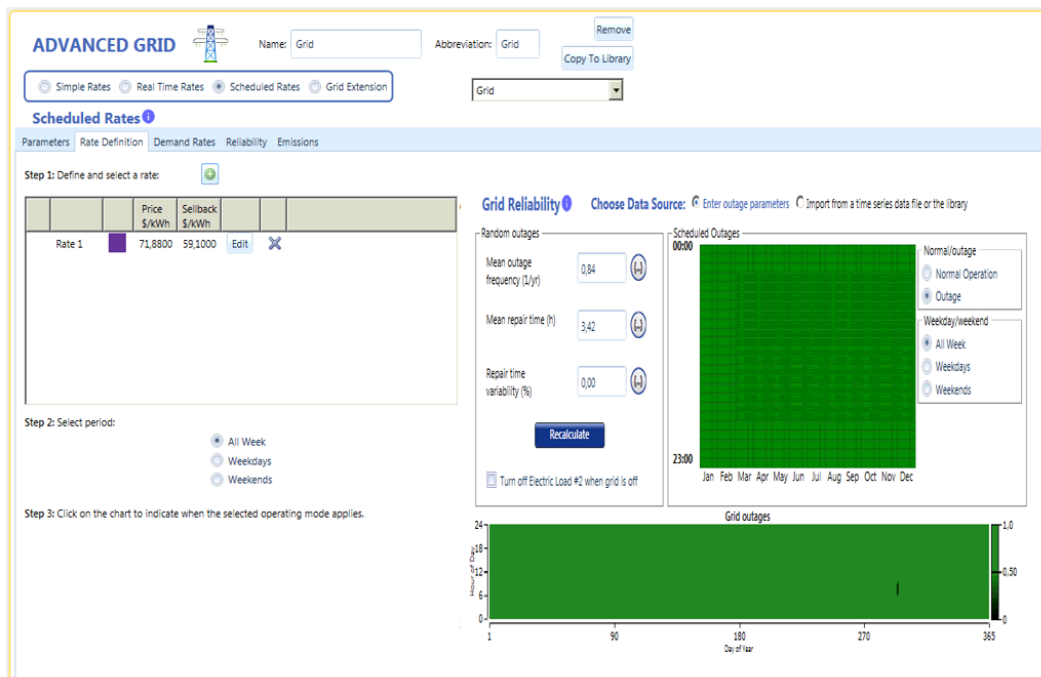


Figura 6.12: HOMER - Red de Distribución.

Para este trabajo, de los 2 casos principales mencionados anteriormente, se emplearon 2 variantes por cada uno. Para ello, se tomaron dos posibles superficies disponibles para la instalación del sistema fotovoltaico y dos costos asociados a los sistemas fotovoltaicos, uno considerando lo señalado por el Informe de Índices de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile 2020 [25] y otro caso tomando valores referenciales de mercado. Los costos asociados a la Batería Trojan SAGM y al generador diésel Kohler son los que se aprecian en las Figuras 6.10 y 6.4 respectivamente:

- **Caso 1:** Según las mediciones realizadas, se obtuvo aproximadamente un largo de 30 [m] y un ancho de 7 [m] como espacio total disponible sobre la azotea. Así, se tiene una superficie disponible de 210 [m<sup>2</sup>]. Teniendo lo anterior en consideración, se calcula la separación que debe haber entre paneles para evitar el efecto sombra de estos.

Las ecuaciones que caracterizan a 6.13 son:

$$\theta_z = \text{Ángulo de la latitud del lugar} + 23,5^\circ \quad (6.1)$$

$$\gamma_s = 90^\circ - \theta_z \quad (6.2)$$

Donde:

- Los 23,5° expresados en la fórmula corresponden a la inclinación del sol en el solsticio de invierno.
- $\theta_z$  : Desfase según la latitud del lugar con respecto a los 90°.
- $\gamma_s$  : Ángulo crítico en el solsticio de invierno, entre el 20 y 23 de Junio (Bajo la línea del Ecuador).

Luego, aplicando la geometría expuesta para el caso de los paneles se tiene:

Así, la distancia mínima queda definida por:

$$d_{min} = b * \frac{\sin(\gamma_s + \beta)}{\sin(\gamma_s)} \quad (6.3)$$

Donde:

- $\beta$  : Ángulo de inclinación del panel solar.
- $b$  : Largo del panel solar.

Teniendo una latitud de -33,4575°, tal y como se muestra en la Figura 8.1, considerando una inclinación que optimice la generación de energía, tomamos como ángulo de inclinación la latitud del lugar, es decir, 33°. Para este trabajo se consideró un panel fotovoltaico de 2,008x1,002 [m] y potencia igual a 300 [Wp], obtenemos la siguiente distancia mínima de separación:

$$d_{min} \approx 1,49[m] \quad (6.4)$$

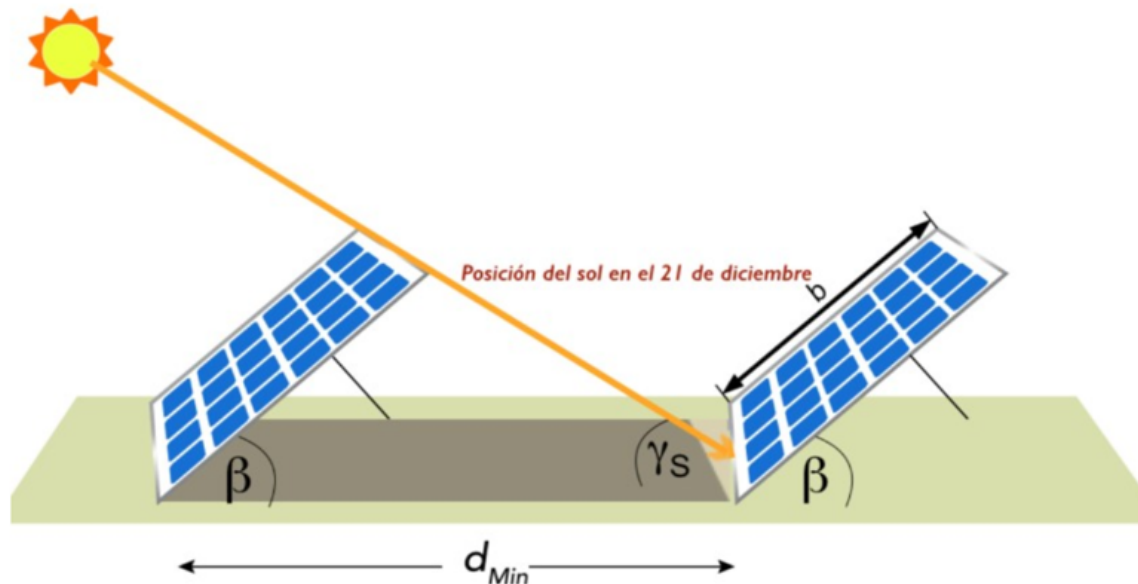


Figura 6.13: Efecto sombra - Distancia mínima entre paneles.

Teniendo en consideración las dimensiones del espacio disponible, se pueden situar una cantidad de 88 paneles, teniendo por ende una capacidad instalada sería de 26,4 [kW].

Según la información entregada por el Informe de índices de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile 2020 [25], el costo unitario de un kW, dentro del rango de potencia del proyecto, es de aproximadamente 1,026 [MM\$/kWp]. Esto nos indica que el precio del proyecto sería de aproximadamente 27 [MM\$].

- **Resumen de costos Caso 1**

Tabla 6.1: Costos de inversión por componente - Caso 1

Equipo	Precio unidad [MM\$]	Cantidad
Paneles Longi Solar 305W	≈ \$0,239	88
Inversor ABB 27,6 kW	\$6	1
Generador Diésel Kohl 28kW	\$9,56	1
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0,44	1

Tabla 6.2: Costos de inversión total - Caso 1

Equipo	Costo de inversión total [MM\$]
Paneles Longi Solar 305W	\$21
Inversor ABB 27,6 kW	\$6
Generador Diésel Kohl 28kW	\$9,56
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0,44

Tabla 6.3: Costos de mantenimiento anual - Caso 1

Equipo	Costos de mantenimiento anual [M\$]
Paneles Longi Solar 305W	\$210
Inversor ABB 27,6 kW	\$60
Generador Diésel Kohl 28kW	\$95,6
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0

- **Caso 2:** Considerando una superficie útil de 3 [m] de largo y 6 [m] de ancho nos da una superficie de 18 [m<sup>2</sup>]. Utilizando el mismo procedimiento explicado en el Caso 1 obtenemos una cantidad de 12 paneles, esto nos da que la capacidad del sistema fotovoltaico sería de aproximadamente 3,6 [kW]. El Informe de índices de precios [25] señalado anteriormente, para una planta de 3,6 [kW], indica un precio promedio de aproximadamente 1,279 [MM\$/kWp]. Esto nos indica que el precio del proyecto sería de aproximadamente 4,6 [MM\$].

- **Resumen de costos Caso 2**

Tabla 6.4: Costos de inversión por componente - Caso 2

Equipo	Precio unidad [MM\$]	Cantidad
Paneles Longi Solar 305W	≈ \$0, 3333	12
Inversor ABB 27,6 kW	\$0,6	1
Generador Diésel Kohl 28kW	\$9,56	1
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0,44	1

Tabla 6.5: Costos de inversión total - Caso 2

Equipo	Costo de inversión total [MM\$]
Paneles Longi Solar 305W	\$4
Inversor ABB 27,6 kW	\$0,6
Generador Diésel Kohl 28kW	\$9,56
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0,44

Tabla 6.6: Costos de mantenimiento anual - Caso 2

Equipo	Costos de mantenimiento anual [M\$]
Paneles Longi Solar 305W	\$40
Inversor ABB 27,6 kW	\$6
Generador Diésel Kohl 28kW	\$95,6
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0

- **Caso 3:** Para el Caso N°3 se utilizó el dimensionamiento del sistema fotovoltaico calculado para el Caso N°1 (es decir, 26,4 [kW]) solo que los costos asociados serán mediante los precios de las componentes principales. Para ello, se consideró el uso de un panel Longi lr6-60pb de aproximadamente 305 [W] [26] y de un Inversor ABB TRIO-27.6 kW [27], donde:

- **Longi lr6-60pb 305W:** Con un costo de aproximadamente 194 [USD] por panel, considerando una proporción de conversión USD a CLP [28] de 1 [USD] a 792 [\$], de:

$$\text{Costo} - \text{Paneles} = 88 * 193 * 792[\$] \approx 13,45[\text{MM}\$] \quad (6.5)$$

- **Inversor ABB 27.6 kW:** Con un costo de aproximadamente 3586 [€] por el inversor, considerando una proporción de conversión € a CLP [29] de 1 [€] a 857 [CLP], de:

$$\text{Costo} - \text{Inversor} = 1 * 3586 * 857[\$] \approx 3,07[\text{MM}\$] \quad (6.6)$$

- **Costos Estructurales:** Para esto se consideró, debido a que el proyecto es sobre el techo del edificio del Centro de Energía, que el costo asociado a estructura es el 20 % de los costos de Tecnología, es decir Paneles + Inversor:

$$\text{Costo} - \text{Estructural} = 16.520.00 * 20\%[\$] \approx 3,3[\text{MM}\$] \quad (6.7)$$

- **Costo fotovoltaico Caso N°3:** El costo de inversión asociado a este caso es de:

$$\text{CostoPV} - \text{Caso} - \text{N3} = 19,82[\text{MM}\$] \quad (6.8)$$

- **Resumen de costos Caso 3**

Tabla 6.7: Costos de inversión por componente - Caso 3

Equipo	Precio unidad [MM\$]	Cantidad
Paneles Longi Solar 305W	≈ \$0,19	88
Inversor ABB 27,6 kW	\$3,07	1
Generador Diésel Kohl 28kW	\$9,56	1
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0,44	1

Tabla 6.8: Costos de inversión total - Caso 3

Equipo	Costo de inversión total [MM\$]
Paneles Longi Solar 305W	\$16,75
Inversor ABB 27,6 kW	\$3,07
Generador Diésel Kohl 28kW	\$9,56
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0,44

Tabla 6.9: Costos de mantenimiento anual - Caso 3

Equipo	Costos de mantenimiento anual [M\$]
Paneles Longi Solar 305W	\$167,5
Inversor ABB 27,6 kW	\$30,7
Generador Diésel Kohl 28kW	\$95,6
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0



- **Caso 4:** Para el caso N°4 se utilizó el dimensionamiento del sistema fotovoltaico calculado para el Caso 2 (es decir, 3,6 [kW]) solo que los costos asociados serán mediante los precios de las componentes principales. Para ello, se consideró el uso de un panel Longi lr6-60pb de aproximadamente 305 [W] y de un Inversor ABB UNO-DM-4.6-TL-PLUS-B-Q [30], donde:

- **Longi lr6-60pb 305W:** Con un costo de aproximadamente 194 [USD] por panel, considerando una proporción de conversión USD a CLP [28] de 1 [USD] a 792 [CLP], de:

$$\text{Costo} - \text{Paneles} = 12 * 193 * 792[\$] \approx 1,83[\text{MM}\$] \quad (6.9)$$

- **Inversor ABB 4.6 kW:** Con un costo de aproximadamente 905 [€] por el inversor, considerando una proporción de conversión € a CLP [29] de 1 [€] a 857 [CLP], de:

$$\text{Costo} - \text{Inversor} = 1 * 905 * 857[\$] \approx 775[\text{M}\$] \quad (6.10)$$

- **Costos Estructurales:** Para esto se consideró, debido a que el proyecto es sobre el techo del edificio del Centro de Energía, que el costo asociado a estructura es el 20 % de los costos de Tecnología, es decir Paneles + Inversor:

$$\text{Costo} - \text{Estructural} = 2.605.000 * 20 \%[\$] \approx 520[\text{M}\$] \quad (6.11)$$

- **Costo fotovoltaico Caso N°4:** El costo de inversión asociado a este caso es de:

$$\text{CostoPV} - \text{Caso} - \text{N4} = 3,125[\text{MM}\$] \quad (6.12)$$

- **Resumen de costos Caso4**

Tabla 6.10: Costos de inversión por componente - Caso 4

Equipo	Precio unidad [MM\$]	Cantidad
Paneles Longi Solar 305W	≈ \$0,196	12
Inversor ABB 27,6 kW	\$0,775	1
Generador Diésel Kohl 28kW	\$9,56	1
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0,440	1

Tabla 6.11: Costos de inversión total - Caso 4

Equipo	Costo de inversión total [MM\$]
Paneles Longi Solar 305W	\$2,35
Inversor ABB 27,6 kW	\$0,775
Generador Diésel Kohl 28kW	\$9,56
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$0,440

Tabla 6.12: Costos de mantenimiento anual - Caso 4

Equipo	Costos de mantenimiento anual [M\$]
Paneles Longi Solar 305W	\$23,5
Inversor ABB 27,6 kW	\$7,75
Generador Diésel Kohl 28kW	\$95,6
Baterías Trojan SAGM 12 205	\$22

## 6.1. Estimación del consumo eléctrico

Para poder realizar una correcta simulación, se debe comprender el comportamiento del consumo del edificio del Centro de Energía. Para entender este último, se procede a mostrar el diagrama de las instalaciones del edificio del Centro de Energía y, adicionalmente, el diagrama disponible del campus Beuchef y con esto poder apreciar la topología de los consumos dentro del campus e identificar donde se encuentran los diferentes empalmes.

Actualmente, el edificio del Centro de Energía se encuentra compartiendo el medidor de Tupper 2007 en conjunto al edificio de Eléctrica, Física, Torre Central y parte del edificio de Civil-Geofísica, teniendo este una tarifa del tipo AT-4.3 Área 1 S Caso 3. Debido a que el Centro de Energía se encuentra compartiendo medidor con otros edificios, se simula empleando datos con un comportamiento de demanda similar, incluyendo en las consideraciones la naturaleza de los consumos presentes en el edificio del Centro de Energía.

Entiendo la caracterización realizada en el Capítulo 5.1, el Edificio del Centro de Energía se compone fundamentalmente de 3 clases de consumos:

- Iluminación
- Climatización
- Computación

Entonces, es posible identificar una dependencia dentro del campus que posea un comportamiento similar y, que se tenga un registro del consumo para simularlo.

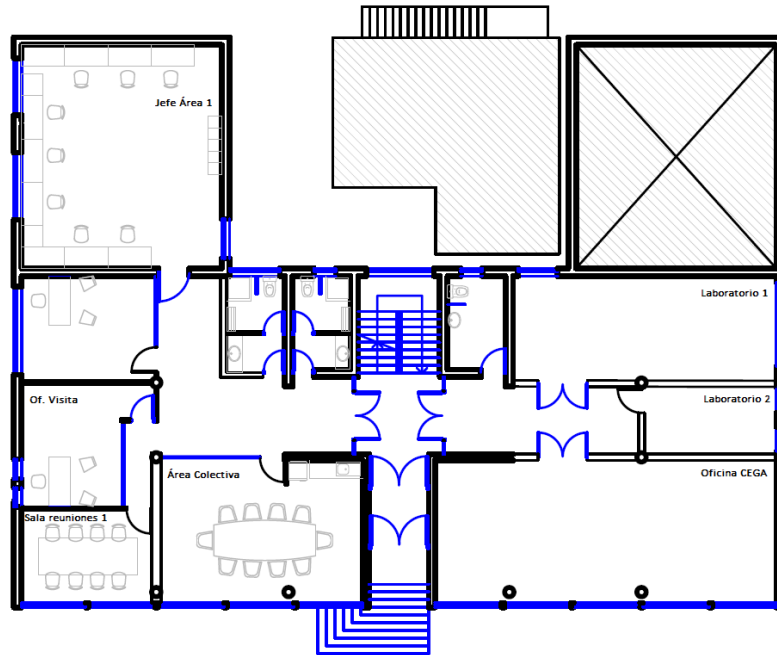


Figura 6.14: Diagrama Piso 1 - Centro de Energía FCFM.

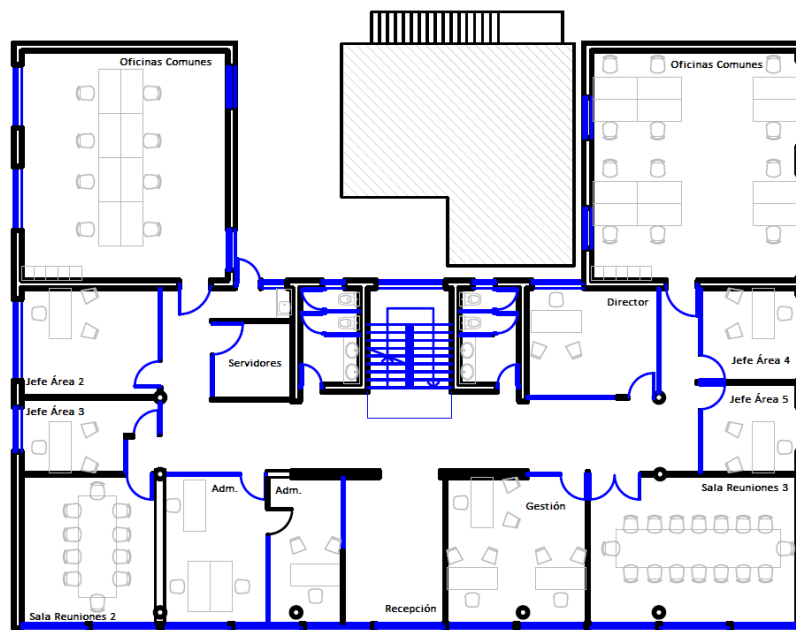


Figura 6.15: Diagrama Piso 2 - Centro de Energía FCFM.

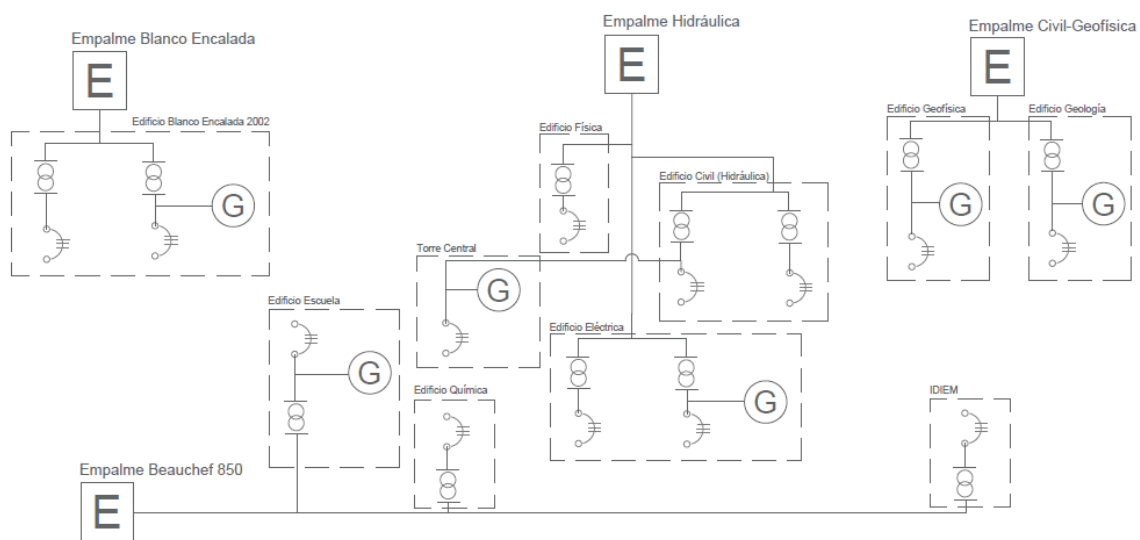


Figura 6.16: Diagrama unilineal - Campus 850 FCFM.

Para poder realizar esto, se utilizó el trabajo realizado durante el año 2017 en el curso de Micro-redes por los alumnos D. Jimenez y M. Vives. En este trabajo simularon el comportamiento del consumo del Edificio de Electrotecnologías [36]. Este último posee una naturaleza similar al del Edificio del Centro de Energía por lo que, como una primera aproximación, se considera bastante cercano. En el trabajo antes mencionado, se realiza una interpolación de los datos de demanda de los edificios de Química y Física del campus, los datos de la demanda eléctrica empleados para simular el comportamiento del consumo energético del Centro de Energía fueron proporcionados por la Universidad de Chile.

La interpolación de estos datos fueron llevados a un formato de 8760 datos, equivalente a las 8760 Hrs que tiene un año. Con esta información ya adquirida se procede a cargar el perfil de la demanda a HOMER, este nos permite visualizar la totalidad de los datos de consumos, el perfil de consumo mensual con sus variaciones, perfil de consumo diario, mapa de calor para la distribución de demanda anual y diferentes valores como: consumo promedio, peak, entre otros.

Por otro lado, es necesario considerar un consumo base permanente debido a los servidores que se encuentran dentro del establecimiento. Para ello, se realizaron inspecciones determinando el consumo conectado dentro de la sala de servidores. La recopilación realizada entregó que el consumo correspondiente a los 2 Racks y al Bastidor conectados dentro de la sala de servidores asciende a los 15,79 [kW]. Así, el resultado que se visualizar dentro de HOMER es el siguiente:

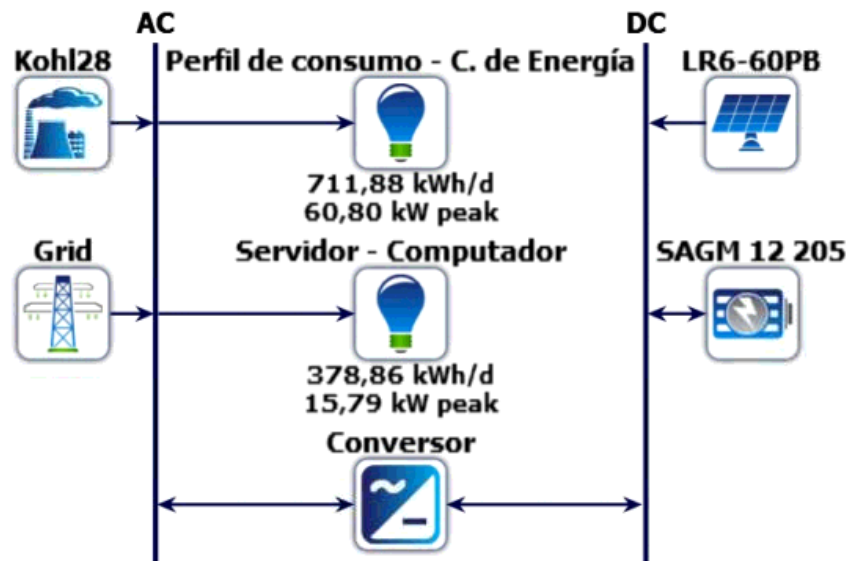


Figura 6.17: Diagrama de conexión de los elementos asociados a la micro-red.

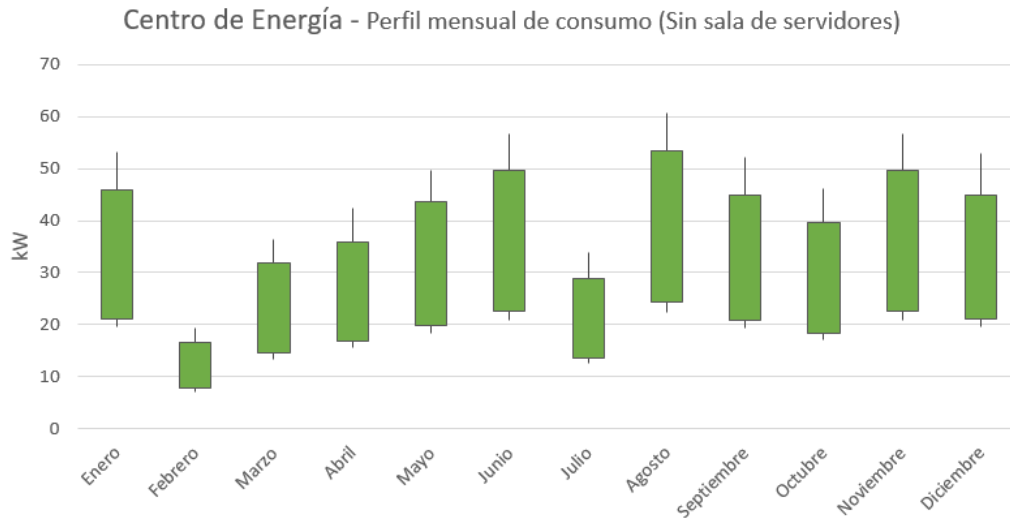


Figura 6.18: Perfil de demanda para el Centro de Energía - Sin sala de servidores.

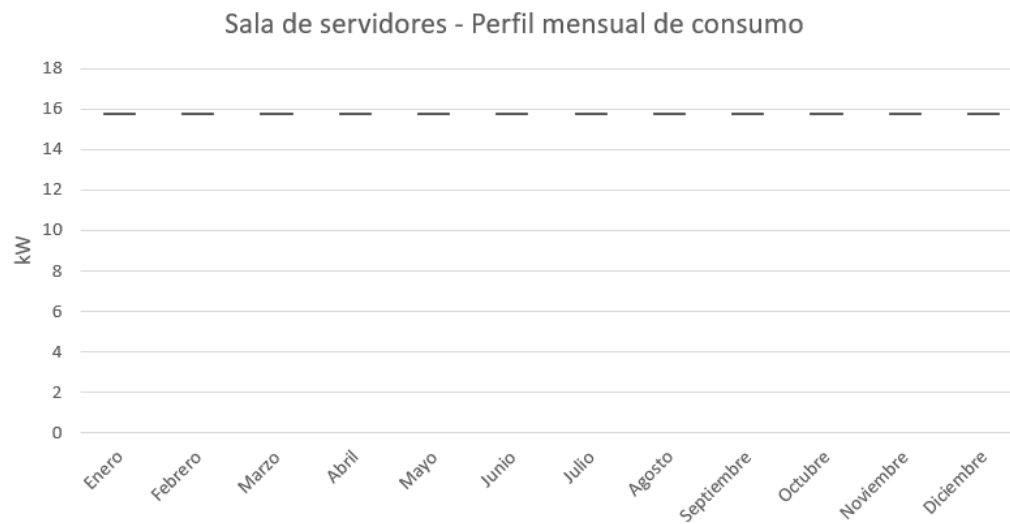


Figura 6.19: Perfil de demanda promedio para sala de servidores.

Dentro de las inspecciones realizadas en terreno, se pudo visualizar los diferentes tableros eléctricos que se encontraban dentro de las dependencias. En estos, se observan diferentes interruptores trifásicos los cuales convergen en el interruptor general del edificio, este se muestra a continuación:



Figura 6.20: Interruptor general Edificio Centro de Energía.

Para verificar si el dimensionamiento de la demanda se asemeja al caso de estudio, se visualizó la intensidad de corriente de operación del interruptor, obteniendo que esta tiene un valor de 160 [A]. Luego, analizando el documento entregado por la SEC para tipos de empalmes, podemos apreciar que para un interruptor de dichas características la potencia nominal sería de aproximadamente 97,9 [kW], valor próximo a los 76,59 [kW] dentro de la simulación de demanda considerada (teniendo en consideración la holgura existente a la hora de dimensionar los sistemas de protección).

ANEXO 1.3

Tipos de Empalme.

EMPALMES MONOFASICOS.			
Potencia Nominal (KW)	Potencia Máxima (KW)	Interrupción (A)	Tipo de Empalme
1,2	1,3	6	A-6 o S-6
2,0	2,2	10	
3,3	3,5	16	
4,1	4,4	20	
5,1	5,5	25	
6,1	6,6	30	A-9 o S-9
7,2	7,7	35	
8,2	8,8	40	
<b>A: CONCENTRICO (Aéreo) / S: Subterráneo.</b>			
EMPALMES TRIFASICOS.			
Potencia Nominal (KW)	Potencia Máxima (KW)	Interrupción (A)	Tipo de Empalme
3,7	3,9	6	A-16
6,1	6,6	10	AR-18
9,8	10,5	16	S-18
12,2	13,2	20	SR-18
15,3	16,5	25	
18,4	19,7	30	A-27, AR-27
21,4	23,0	35	
24,5	26,3	40	S-27 o SR-27
27,5	29,6	45	AR-48 o SR-48
30,6	32,9	50	
36,7	39,5	60	
42,8	46,1	70	
49,0	52,7	80	
55,1	59,2	90	AR-75 o SR-75
61,2	65,8	100	AR-100 o SR-100
76,5	82,3	125	
91,8	98,7	150	AR-150 o SR-150
97,9	105,3	160	
107,1	115,2	175	
122,4	131,6	200	
137,7	148,1	225	
153,0	164,5	250	AR-225 o SR-225
183,6	197,5	300	AR-350 o SR-350
214,2	230,4	350	
244,8	263,3	400	
275,4	296,2	450	
306,1	329,1	500	
385,6	414,7	630	SR-750
489,7	526,5	800	
612,1	658,2	1000	
<b>A: Aéreo / S: Subterráneo / AR: Aéreo Con medidor de Reactivos / SR: Subterráneo con medidor de Reactivos.</b>			

Figura 6.21: SEC: Tabla de Potencia Nominal para diferentes valores de intensidad de corriente en interruptores.



Tabla 6.13: Caracterización de RACK N°1

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia por equipo [W]</b>
SWITCH LINKSYS SE3016	2	75
ASHKA	2	500
CHEBY 2	2	1100
Control-center	1	460
SERVERMAIN	2	500
FSOL	2	500
CHEBY 1	4	1200
SERVIDOR DE MONITOREO PRTG	1	550
UPS HP R5000	1	4500
UNIFI SWITCH 48	1	400

Tabla 6.14: Caracterización de RACK N°2

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia por equipo [W]</b>
SWITCH LINKSYS SE3016	2	75
SIMULINK	1	750
PÁGINA C.GARCIA	1	450
PC C.BENAVIDES	1	450
PC GAMEMAX	1	650
SISTEMA DE CAMARAS	1	140
UPS HP R5000	1	4500
UNIFI SWITCH 48	1	400

Tabla 6.15: Caracterización de BASTIDOR

<b>Equipo</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia por equipo [W]</b>
CATALYST 4500-X	1	750
CATALYST 2960-X	1	370
UNIFI GATEWAY PRO	1	60
UNIFI SWITCH 16 XG	1	56
UPS CITO	1	1800

# Capítulo 7

## Consideraciones

Para poder llevar adelante las simulaciones mencionadas en la metodología, indicada en la Figura 4.1, se empleó el software HOMER. Este software es empleado para generar un modelo de optimización de micro-redes, permite diseñar sistemas fuera e interconectados a la red eléctrica. HOMER nos permitire llevar a cabo un análisis para identificar diferentes respuestas a las principales preguntas de diseño, como por ejemplo:

- ¿Es mi dimensionamiento de micro recursos apto para asegurar un correcto funcionamiento de la micro-red?
- ¿Cómo se comporta mi sistema económicamente?
- ¿Qué sucede con los aspectos económicos del proyecto si cambian los costos o las cargas?
- ¿Es el recurso renovable adecuado?

HOMER se encarga de encontrar e identificar cual topología minimiza el costo de operación o en su defecto mostrar la evolución económica del proyecto presentado. HOMER tiene la capacidad de simular miles de configuraciones de sistemas, optimizando los costos de ciclos de vida genera resultados de análisis sensibles para la mayoría de los datos de entrada que se le entreguen. Para el caso de estudio, varias de las dimensiones se encuentran limitadas, ya sea debido al espacio disponible o a la particularidad de la micro-red.

### 7.1. Consideraciones para la simulación

Para llevar acabo las simulaciones mencionadas al inicio de este trabajo, se hace necesario definir ciertas consideraciones que el software requiere para modelar la micro-red, entre las más relevante destacan:

- **Tiempo de vida del proyecto:** Tomando en consideración, y usado por norma general, se tomó una vida útil de 25 años para el proyecto propuesto.

- **Espaciales:** Se realizaron diferentes mediciones en terreno para determinar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico en base al espacio disponible. Las mediciones realizadas determinan dos casos posibles, el primero, y de mayor dimensión, será considerando una superficie de 210 [m<sup>2</sup>] mientras que el segundo caso corresponde a una superficie de 18 [m<sup>2</sup>].
- **Precio de compra de energía:** Tomando en consideración la información entregada por la facultad, en donde se especifica el empalme de conexión del edificio del Centro de Energía, se tiene que la tarifa de cobro asociada es del tipo AT4.3 Área 1 S Caso 3. Así, ingresando al portal de Enel, en particular para las Tarifas de Suministros de Clientes Regulados para Mayo del 2021 [31], observamos un precio de compra de **71,88** [\$/kW].
- **Precio de venta de energía:** Para este caso se deben restar cobros externos a la generación, por ejemplo el asociado a transporte de energía, este dato se extrae de la misma información entregada por Enel respecto a sus cobros tarifarios en [31]. Considerando esto, se tiene un precio de venta de energía de **59,1** [\$/kW].
- **Precio del Diesel:** Un valor bastante importante a considerar es el precio del combustible para el generador mostrado en la Figura 6.3. Para definir este valor, se identificó el precio de combustible promedio en la comuna de Santiago, obtenido del Sistema de Información en Línea de Precios de Combustibles en Estaciones de Servicio, con un valor promedio por litro de **639** [\$/].
- **Costos estructurales:** Debido a la naturaleza del proyecto, no se debe realizar nivelación de terreno, el tamaño reducido de una posible caseta para el inversor y para el sistema de almacenamiento, se consideró un valor conservador del 20 % para costos estructurales.
- **Confiabilidad de la red:** Todo sistema de distribución se encuentra expuesto a diferentes fallas, estas debido a su naturaleza pueden comprometer parte y en algunos casos la totalidad del abastecimiento energético que reciben los consumos. Es por esto que, se hace indispensable considerar estos imprevistos dentro del comportamiento de la micro-red.

Para modelar la confiabilidad de la red, se tomaron los valores referenciales de frecuencia y duración media de fallas en el sistema de distribución, para la comuna de Santiago, entregada por la Memoria Anual de Enel Distribución [34]. Esta define que, para Santiago, se posee una tasa de frecuencia igual a 0,84 eventos anuales y un tiempo medio para reparar de 3,42 [Hrs].

- **Inflación:** Dentro de las variables económicas a tener en consideración esta la inflación, esta nos muestra la variación porcentual de los precios de un determinado territorio, durante un periodo determinado de tiempo. Según lo presentado en la base de Datos IPC para Chile [37], se consideró un valor de 2% para lo que va del año 2021 en Chile.
- **Tasa de descuento nominal:** Para este valor, se utilizó como referencia lo expuesto en el trabajo realizado por F. Rodríguez, en este se realiza un análisis de

incentivos a la energía solar en una ciudad utilizando modelos de proyección de energía [38], para ello se consideró el promedio del intervalo propuesto en dicho trabajo, es decir un valor del 8 %.

Por otro lado, debido a la topología que se desea en una micro-red, se incluirán en la parte de resultados solo las configuraciones que consideren el sistema de generación fotovoltaico.

Con esto, quedan presentadas todas las consideraciones relevantes que dan base al conjunto de resultados mostrados en el siguiente capítulo.

# Capítulo 8

## Resultados

En el presente capítulo se analizan los diferentes resultados obtenidos del conjunto de simulaciones realizadas. Se proceden a mostrar cada uno de los casos, siendo estos detallados individualmente, a su vez, se muestran los compartimientos de los consumos conectados a la micro-red:

### 8.1. Curvas de demanda

Se procede a visualizar el comportamiento detallado de los diferentes consumos conectados a la micro-red, en diferentes ventanas de tiempo.

#### 8.1.1. Naturaleza de la demanda variable del establecimiento

En las Figuras 8.1 y 8.2 se observa la caracterización del consumo asociado a climatización, computación e iluminación, esto durante el periodo anual respectivo:

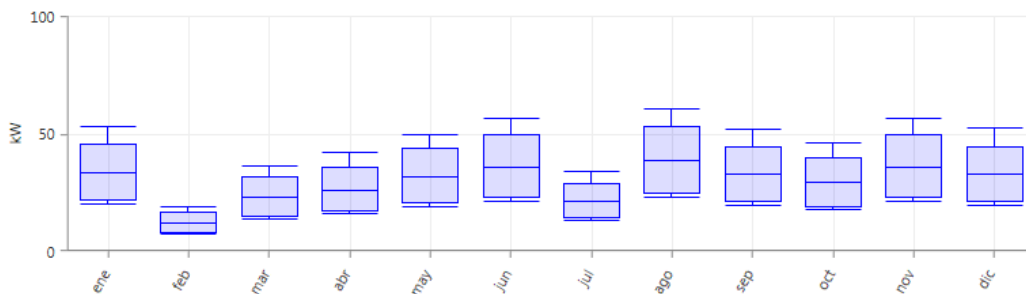


Figura 8.1: Perfil mensual de demanda.

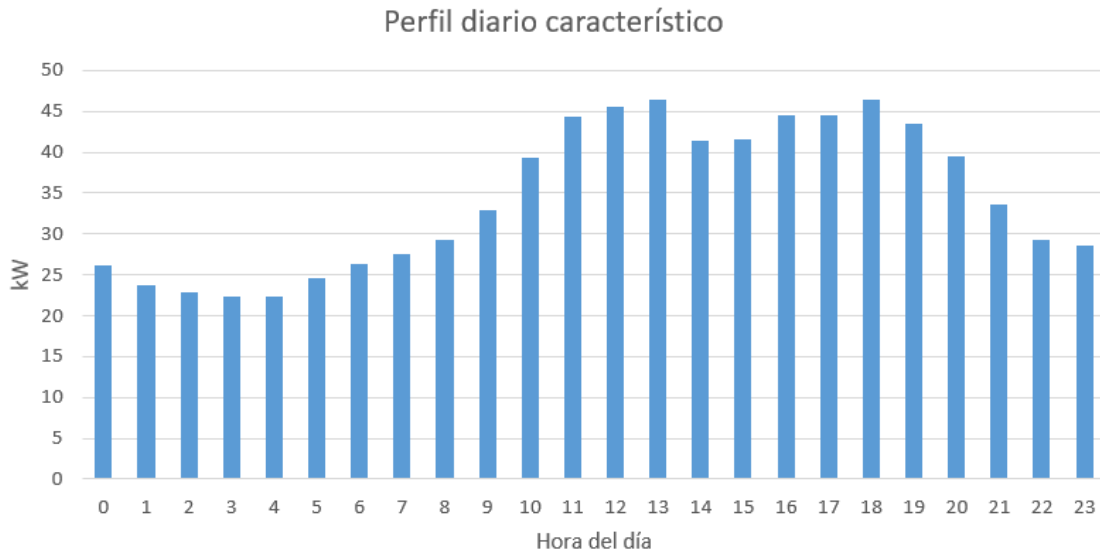


Figura 8.2: Perfil diario de demanda.

### 8.1.2. Naturaleza del consumo fijo de sala de servidores

De igual manera, en las Figuras 8.3 y 8.4 se muestra el comportamiento del consumo descrito en la Figura 6.19 e individualizado en la Tablas 6.13, 6.14, 6.15:

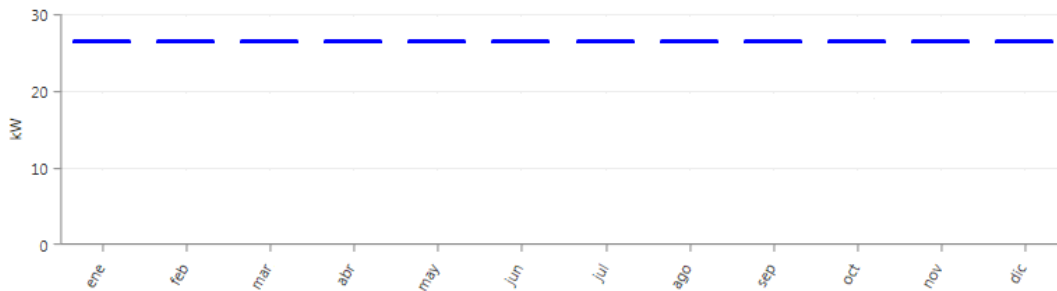


Figura 8.3: Perfil mensual de sala de servidores.

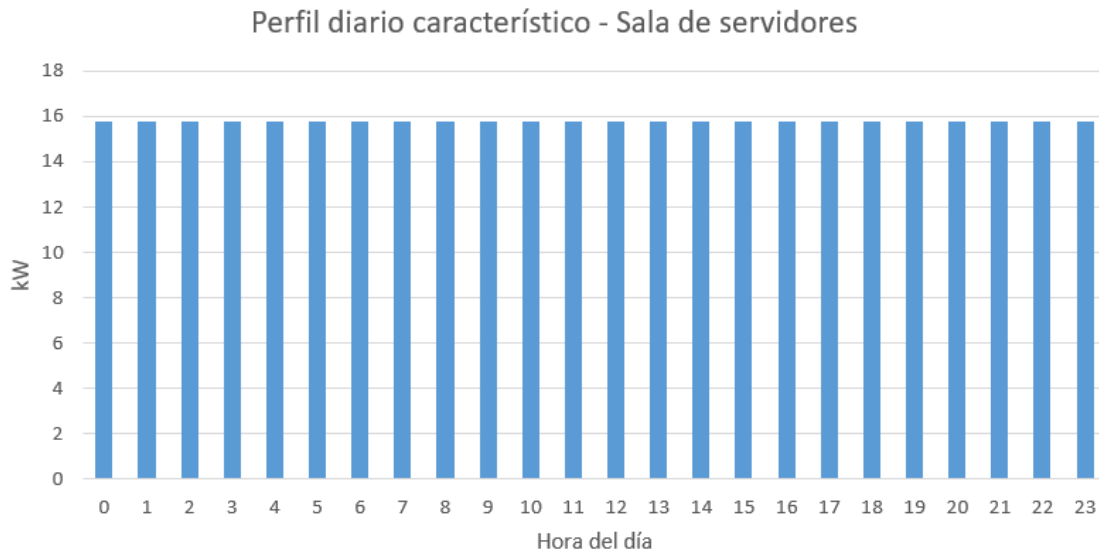


Figura 8.4: Perfil diario de sala de servidores.

### 8.1.3. Día de mayor y menor consumo respecto a la generación fotovoltaica - Central de 27 [kW]

Los comportamientos para los días de mayor y menor consumo se pueden ver a continuación, en donde el primero corresponde al 1 de Agosto, mientras que el segundo corresponde al día 25 de Febrero, para este caso se ven los resultados con el sistema fotovoltaico de potencia igual a 27 [kW]. La curva azul representa el comportamiento de la carga eléctrica abastecida en la micro-red, mientras que la naranja muestra la potencia inyectada a la micro-red desde la fuente renovable.

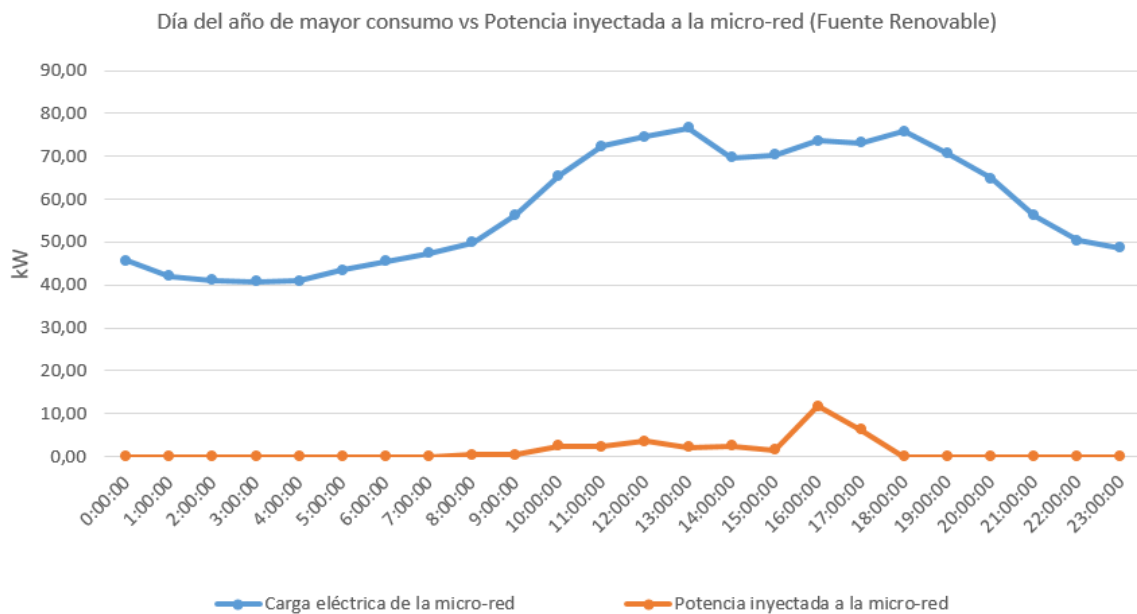


Figura 8.5: Perfil diario con mayor consumo - 1 de Agosto

Tabla 8.1: Fracción de renovable para perfil diario con mayor consumo

Variable	Valor
Consumo eléctrico [kW]	76,59
Potencia inyectada [kW]	2,22
Fracción de participación renovable [%]	2,9

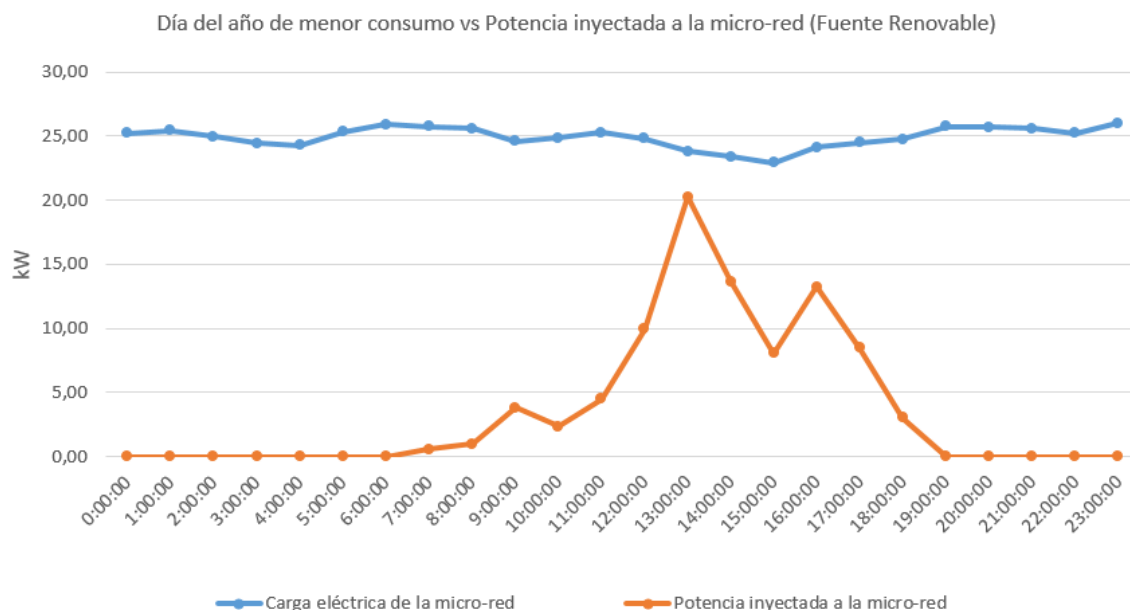


Figura 8.6: Perfil diario con menor consumo - 25 de Febrero

Tabla 8.2: Fracción de renovable para perfil diario con menor consumo

Variable	Valor
Consumo eléctrico [kW]	23,8
Potencia inyectada [kW]	20,23
Fracción de participación renovable [%]	85

#### 8.1.4. Día de mayor y menor consumo respecto a la generación fotovoltaica - Central de 3,6 [kW]

Los comportamientos para los días de mayor y menor consumo se pueden ver a continuación, en donde el primero corresponde al 1 de Agosto, mientras que el segundo corresponde al día 25 de Febrero, para este caso se ven los resultados con el sistema fotovoltaico de potencia igual a 3,6 [kW]. La curva azul representa el comportamiento de la carga eléctrica abastecida en la micro-red, mientras que la naranja muestra la potencia inyectada a la micro-red desde la fuente renovable.



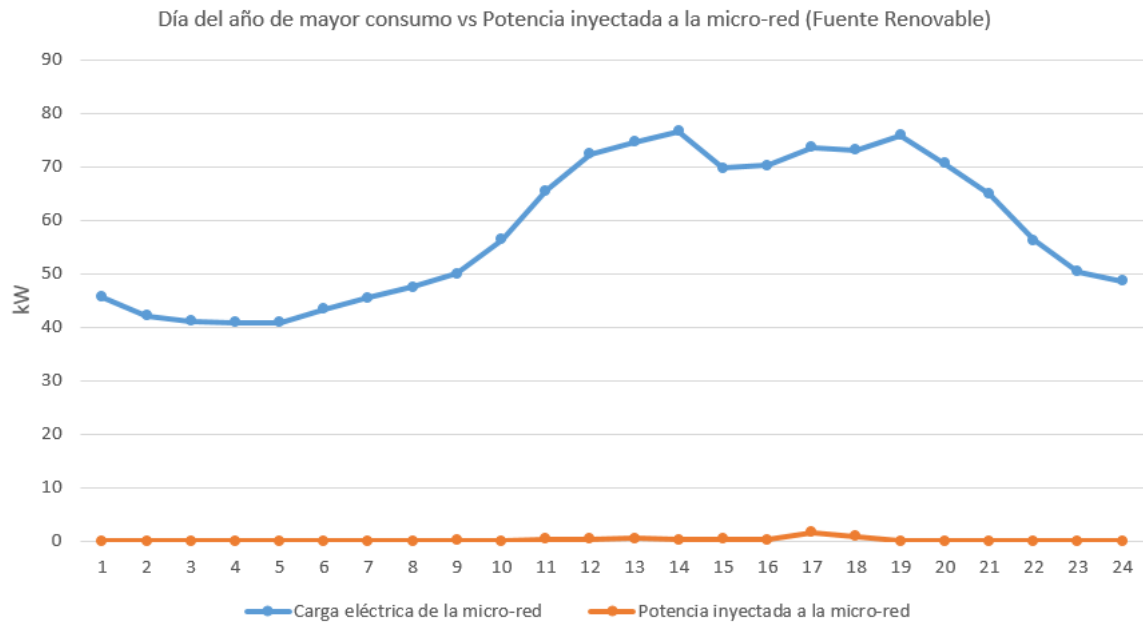


Figura 8.7: Perfil diario con mayor consumo - 1 de Agosto

Tabla 8.3: Fracción de renovable para perfil diario con mayor consumo

Variable	Valor
Consumo eléctrico [kW]	76,59
Potencia inyectada [kW]	0,3
Fracción de participación renovable [%]	0,39

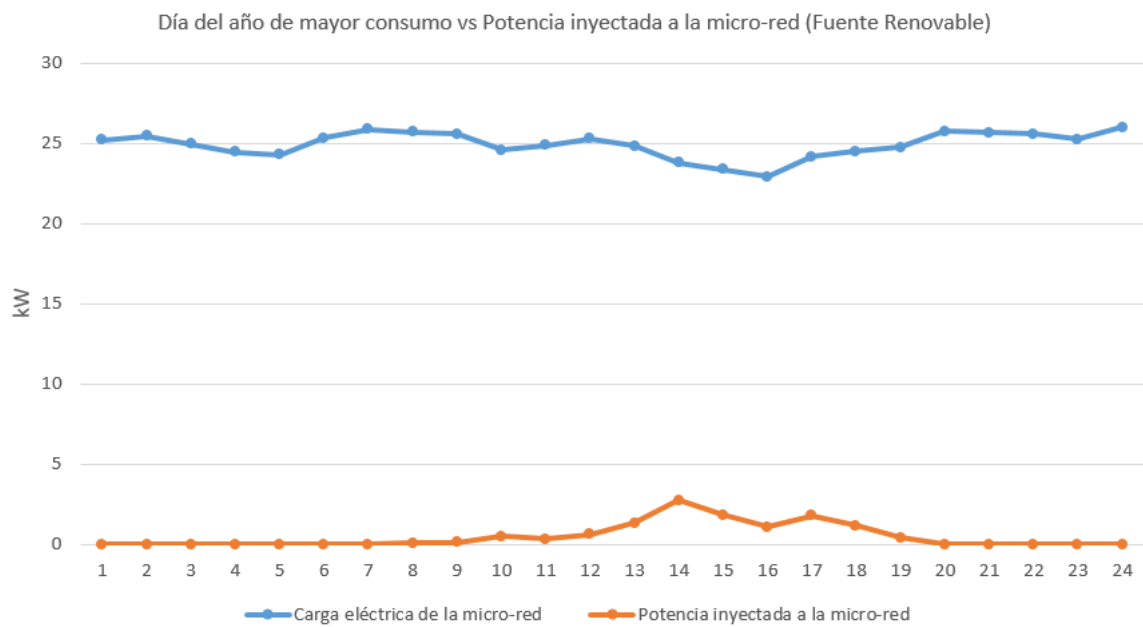


Figura 8.8: Perfil diario con menor consumo - 25 de Febrero

Tabla 8.4: Fracción de renovable para perfil diario con menor consumo

Variable	Valor
Consumo eléctrico [kW]	22,89
Potencia inyectada [kW]	1,09
Fracción de participación renovable [%]	4,77

## 8.2. Comportamiento de los sistemas de generación

En la siguiente sección, se muestra el comportamiento de las diferentes fuentes de generación durante una ventana de tiempo anual. Se visualiza la proporción de alimentación fotovoltaica y de la red de distribución, también se observa la penetración renovable de forma anual con y sin el generador diésel conectado a la micro-red.

Finalmente, se visualiza el comportamiento del sistema de almacenamiento en conjunto con el del generador diésel para el mismo periodo comentado anteriormente.

### 8.2.1. Generación fotovoltaica vs Red de distribución

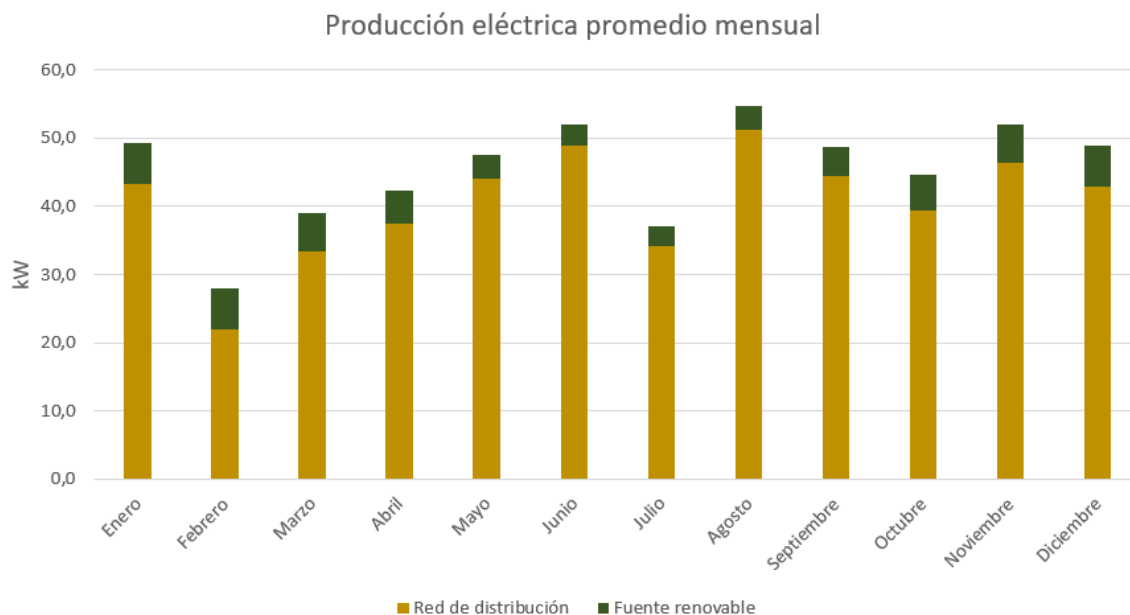


Figura 8.9: Consumo de la red vs Generación PV 27 [kW]

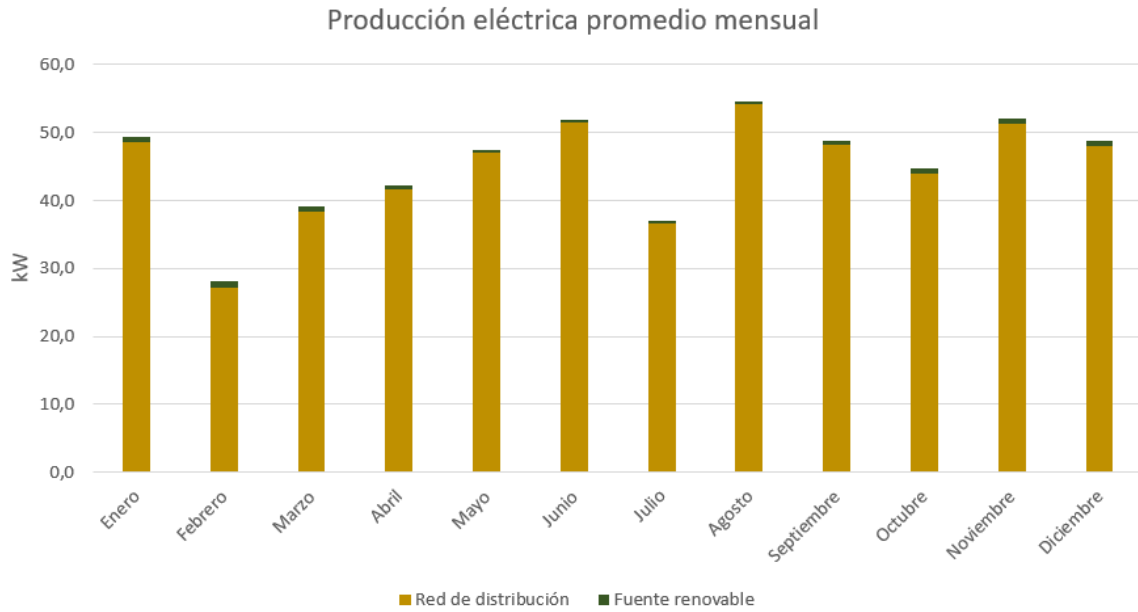


Figura 8.10: Consumo de la red vs Generación PV 3,6 [kW]

### 8.2.2. Penetración renovable 27 [kW] sin generador diésel

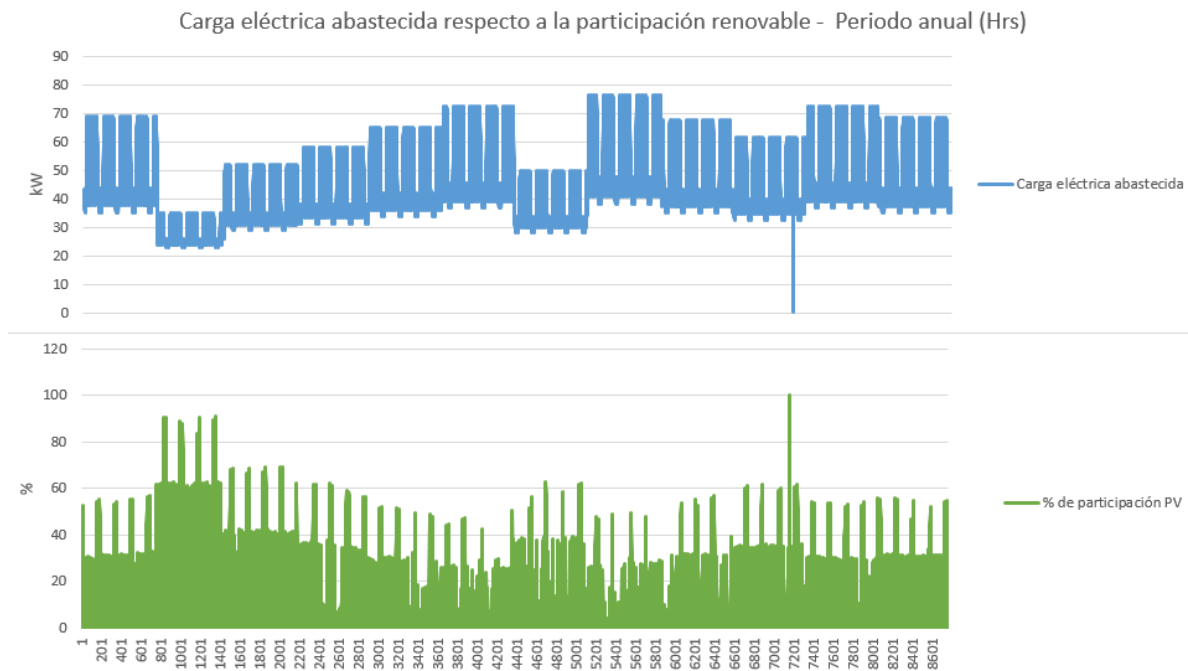


Figura 8.11: Penetración renovable respecto a carga primaria abastecida - Sistema PV de 27 [kW] sin generador diésel

### 8.2.3. Penetración renovable 3,6 [kW] sin generador diésel

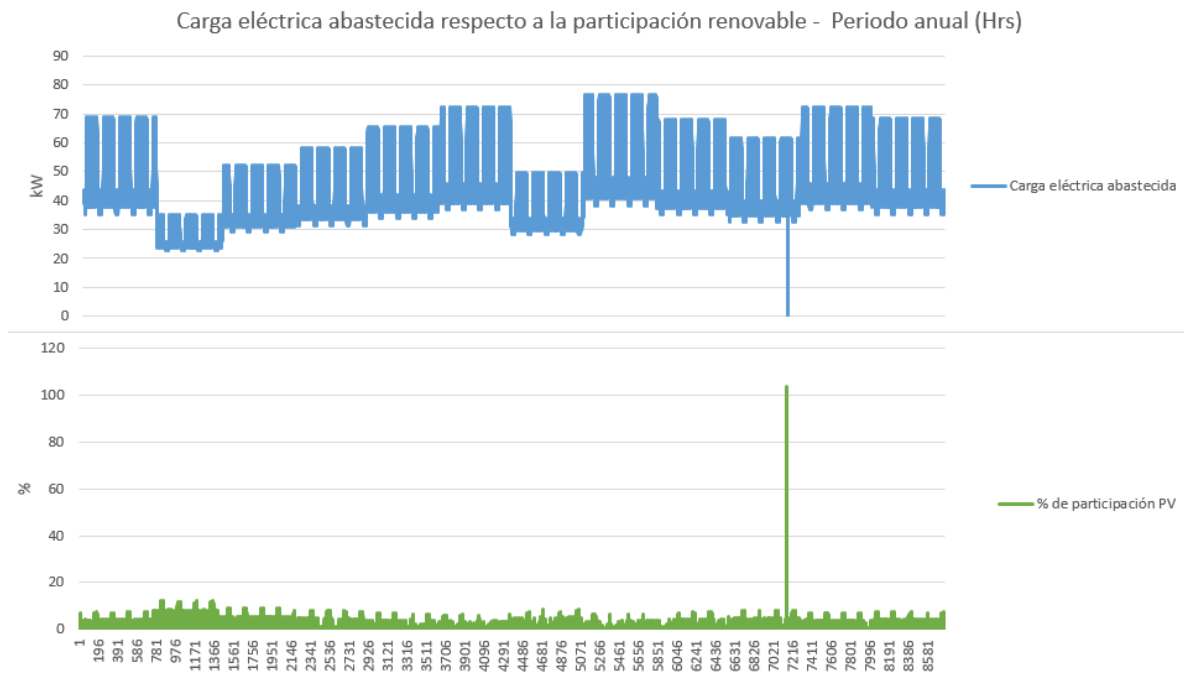


Figura 8.12: Penetración renovable anual respecto a carga primaria abastecida - Sistema PV de 3,6 [kW] sin generador diésel

### 8.2.4. Penetración renovable 27 [kW] con generador diésel

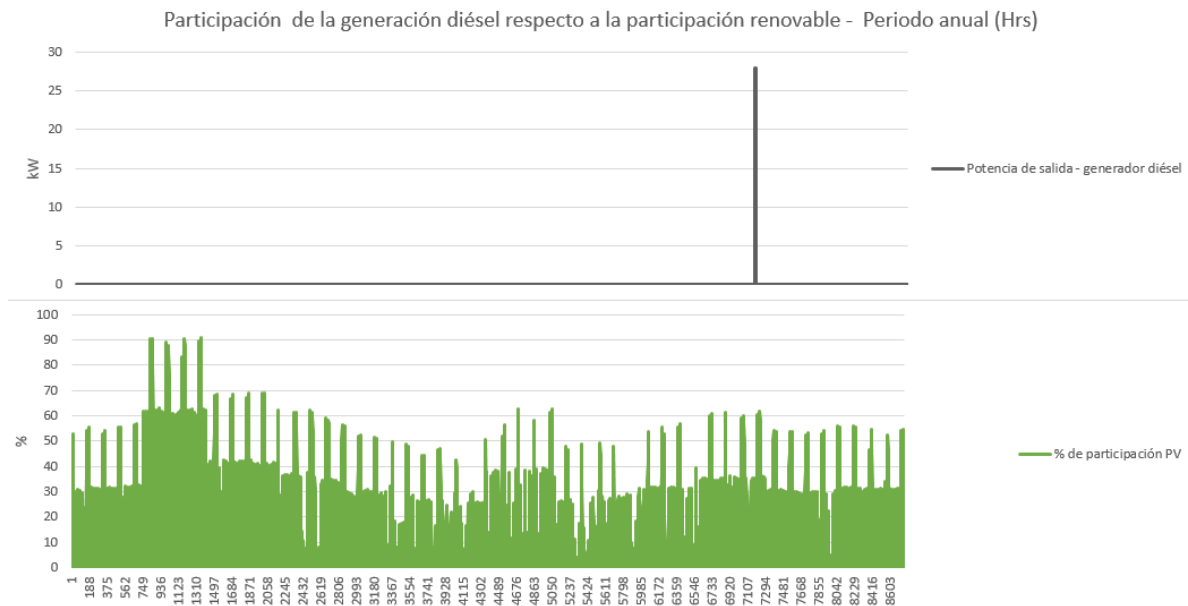


Figura 8.13: Penetración renovable anual respecto a carga primaria abastecida - Sistema PV de 27 [kW] con generador diésel

### 8.2.5. Penetración renovable 3,6 [kW] con generador diésel

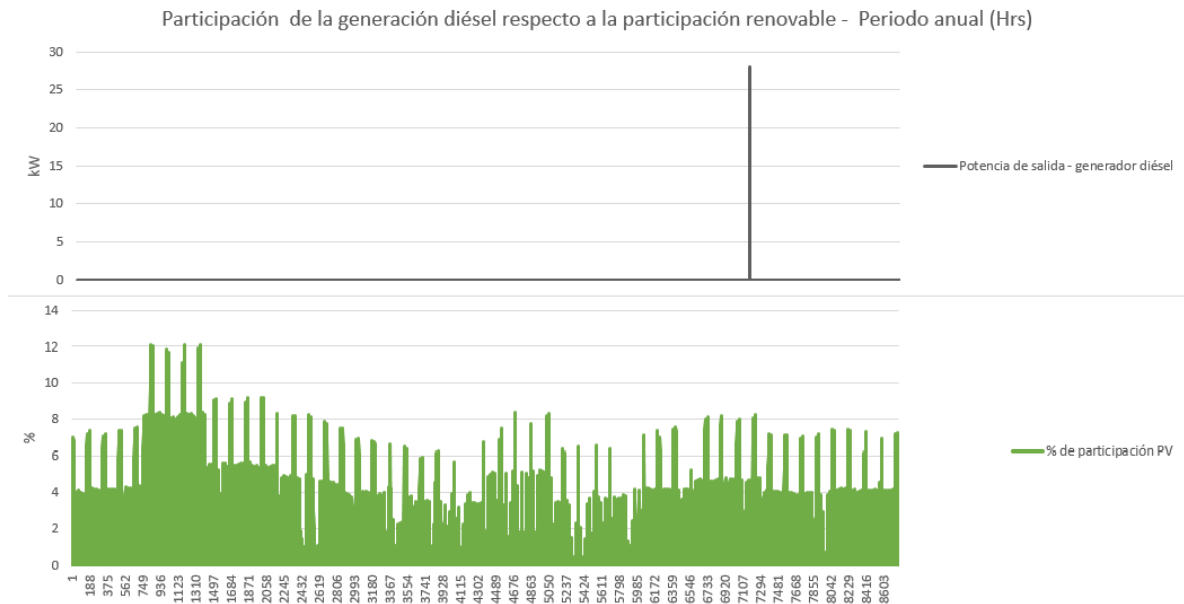


Figura 8.14: Penetración renovable anual respecto a carga primaria abastecida - Sistema PV de 3,6 [kW] con generador diésel

### 8.2.6. Comportamiento del sistema de almacenamiento y de generación diésel

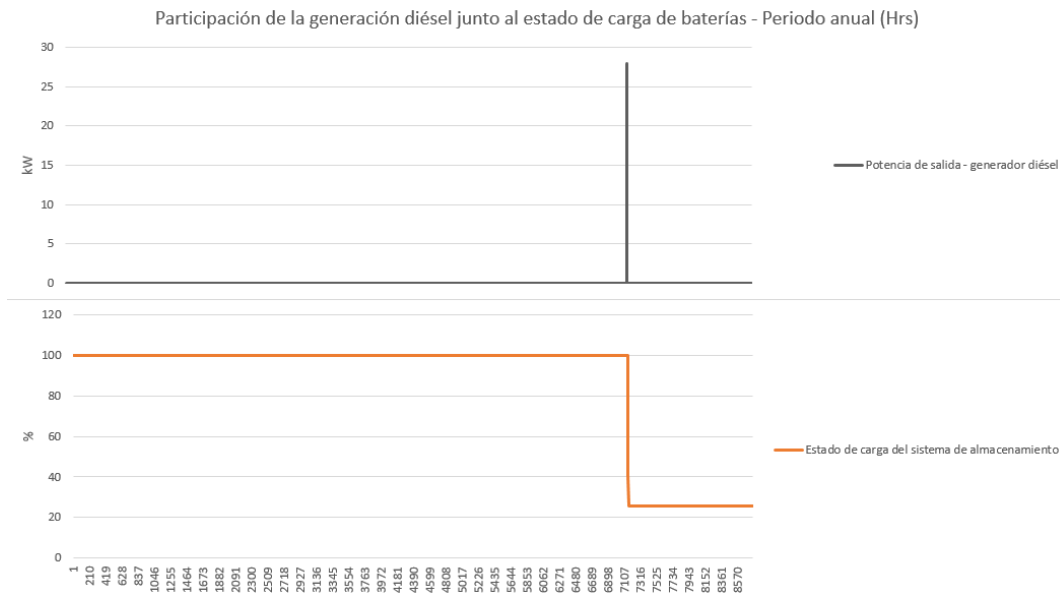


Figura 8.15: Estado de carga del sistema de almacenamiento y del generador diésel

### 8.3. Resultado de comportamiento frente a falla

En la siguiente sección, se procede a presentar los resultados del comportamiento de la micro-red frente a una falla en el sistema de distribución de energía el día 26 de Octubre a las 5AM. Se proceden a mostrar los porcentajes de participación de las diferentes fuentes de generación, considerando el sistema de almacenamiento solo en uno de los casos:

#### 8.3.1. Comportamiento de la micro-red frente a una falla con generador diésel conectado

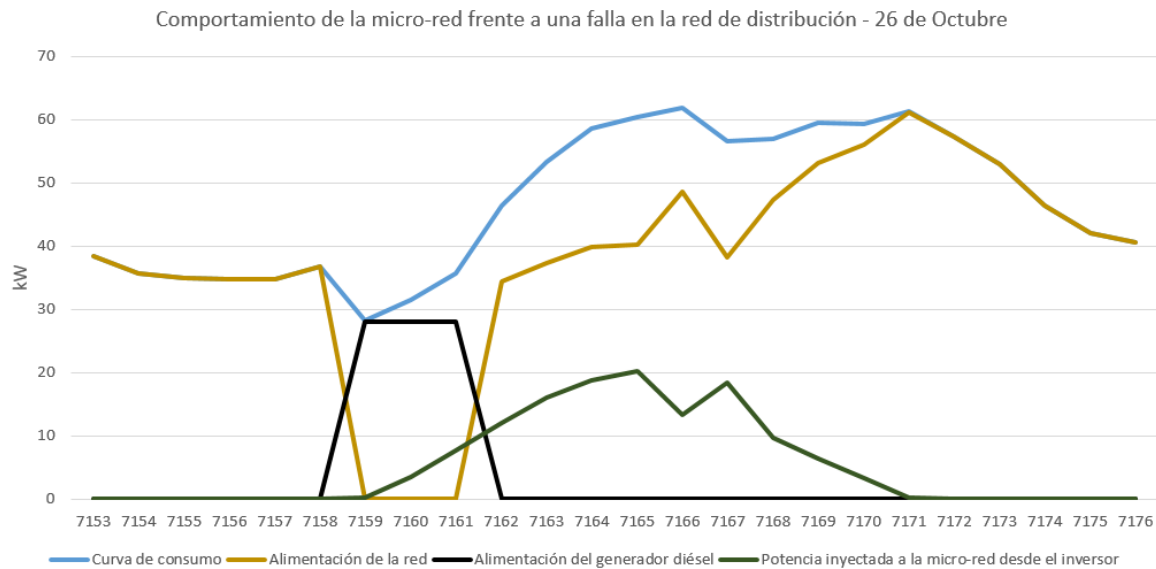


Figura 8.16: Micro-red frente a una falla con generador diésel incorporado

Tabla 8.5: Fracción de renovable para perfil diario con menor consumo

Variable	Valor [kW]	Participación [%]
<b>Consumo abastecido</b>	<b>28,17</b>	<b>100</b>
Alimentación de la red	0	0
Potencia inyectada a la micro-red	0,17	0,6
Alimentación diésel	28	99,4

### 8.3.2. Comportamiento de la micro-red frente a una falla con generador diésel y sistema de almacenamiento conectado

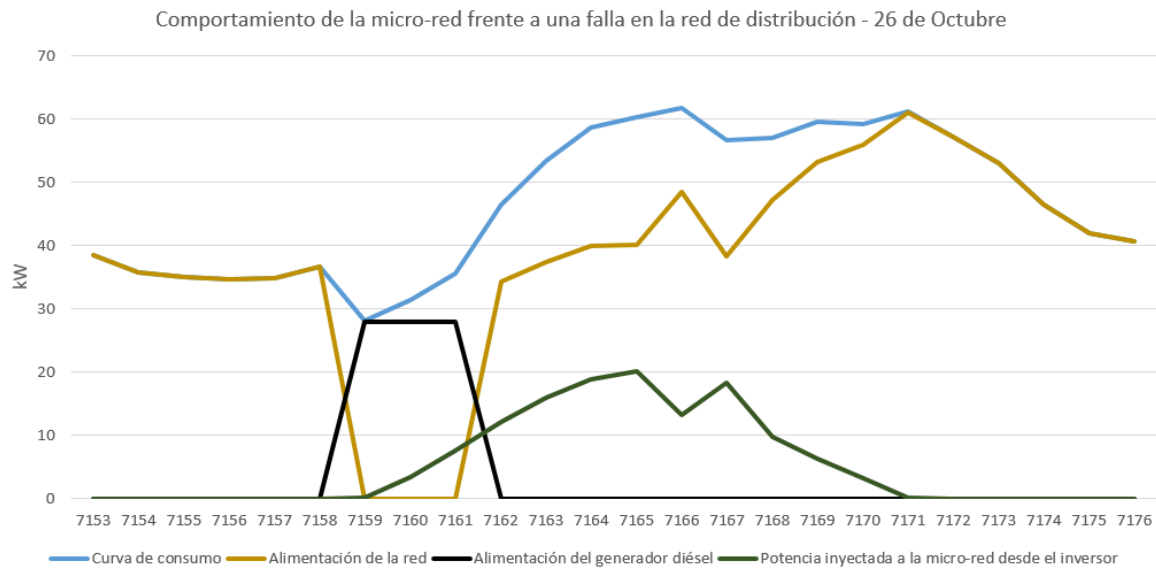


Figura 8.17: Micro-red frente a una falla con generador diésel y sistema de almacenamiento incorporado

Tabla 8.6: Fracción de renovable para perfil diario con menor consumo

Variable	Valor [kW]	Participación [%]
<b>Consumo abastecido</b>	<b>29,01</b>	<b>100</b>
Alimentación de la red	0	0
Potencia inyectada a la micro-red	1,01	3,5
Alimentación diésel	28	96,5

## 8.4. Combinación de recursos

Como se mencionó en la sección de consideraciones, solo se tomaron en cuenta, para efecto del estudio, las simulaciones que incluyan dentro de su configuración el sistema de generación fotovoltaico. Esto nos da un total de 4 combinaciones las cuales son presentadas continuación:

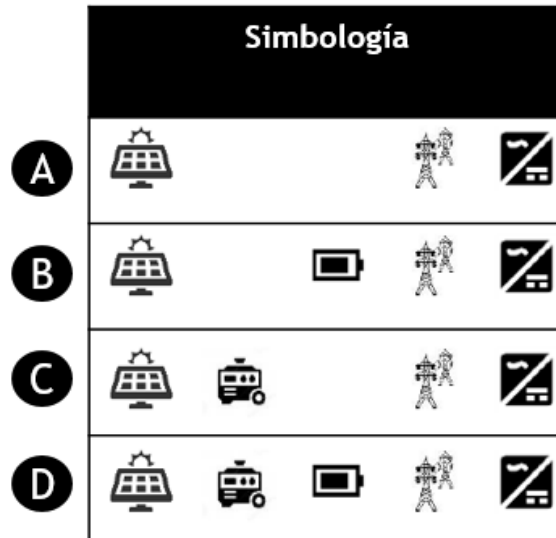


Figura 8.18: Simbología

## 8.5. Resultados Caso N°1

El Caso N°1 corresponde a la micro-red con una planta fotovoltaica de 27 [kW] de potencia, tomando como referencia los valores de precios indicados por el Informe de Índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile 2020 [25]. Para esta sección, e igual para las siguientes, se mostrarán las 4 combinaciones de recursos presentadas en la Figura 8.18.

### 8.5.1. Resultados de combinación de recursos A - Caso 1

Tabla 8.7: Combinación A - Caso 1 - Resumen de resultados

Variable	Valor
Combinación de recursos	A
Inversión inicial [MM\$]	27,4
Costos operacionales [MM\$]	26,1
NPC [MM\$]	365
COE [\$]	70,9
Fracción de renovable [%]	10,3
Controlador	CC



Tabla 8.8: Combinación A - Caso 1 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	A
TIR [%]	8
Payback [Años]	10,11
Carga no abastecida [kWh/Año]	108
Exceso de energía [kWh/Año]	0

### 8.5.2. Resultados de combinación de recursos B - Caso 1

Tabla 8.9: Combinación B - Caso 1 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	B
Inversión inicial [MM\$]	27,9
Costos operacionales [MM\$]	26,1
NPC [MM\$]	365
COE [\$]	70,97
Fracción de renovable [%]	10,3
Controlador	LF

Tabla 8.10: Combinación B - Caso 1 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	B
TIR [%]	7,8
Payback [Años]	10,28
Carga no abastecida [kWh/Año]	107
Exceso de energía [kWh/Año]	0

### 8.5.3. Resultados de combinación de recursos C - Caso 1

Tabla 8.11: Combinación C - Caso 1 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	C
Inversión inicial [MM\$]	37
Costos operacionales [MM\$]	25,9
NPC [MM\$]	372
COE [\$]	72,35
Fracción de renovable [%]	10,3
Controlador	CC

Tabla 8.12: Combinación C - Caso 1 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	C
TIR [%]	5,3
Payback [Años]	13,79
Carga no abastecida [kWh/Año]	24,4
Exceso de energía [kWh/Año]	0

#### 8.5.4. Resultados de combinación de recursos D - Caso 1

Tabla 8.13: Combinación D - Caso 1 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	D
Inversión inicial [MM\$]	37,4
Costos operacionales [MM\$]	25,9
NPC [MM\$]	373
COE [\$]	72,41
Fracción de renovable [%]	10,3
Controlador	LF

Tabla 8.14: Combinación D - Caso 1 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	D
TIR [%]	5,2
Payback [Años]	13,95
Carga no abastecida [kWh/Año]	22,7
Exceso de energía [kWh/Año]	0

## 8.6. Resultados Caso N°2

El Caso N°2 corresponde a la micro-red con una planta fotovoltaica de 3,6 [kW] de potencia, tomando como referencia los valores de precios indicados por el Informe de Índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile 2020 [25].

### 8.6.1. Resultados de combinación de recursos A - Caso 2

Tabla 8.15: Combinación A - Caso 2 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	A
Inversión inicial [MM\$]	5,03
Costos operacionales [MM\$]	28,3
NPC [MM\$]	371
COE [\$]	72,01
Fracción de renovable [%]	1,39
Controlador	CC

Tabla 8.16: Combinación A - Caso 2 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	A
TIR [%]	5,3
Payback [Años]	13,06
Carga no abastecida [kWh/Año]	118
Exceso de energía [kWh/Año]	0

### 8.6.2. Resultados de combinación de recursos B - Caso 2

Tabla 8.17: Combinación B - Caso 2 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	B
Inversión inicial [MM\$]	5,47
Costos operacionales [MM\$]	28,3
NPC [MM\$]	371
COE [\$]	72,08
Fracción de renovable [%]	1,39
Controlador	CC

Tabla 8.18: Combinación B - Caso 2 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	B
TIR [%]	4,7
Payback [Años]	16,01
Carga no abastecida [kWh/Año]	116
Exceso de energía [kWh/Año]	0

### 8.6.3. Resultados de combinación de recursos C - Caso 2

Tabla 8.19: Combinación C - Caso 2 - Resumen de resultados

Variable	Valor
Combinación de recursos	C
Inversión inicial [MM\$]	14,6
Costos operacionales [MM\$]	28,1
NPC [MM\$]	378
COE [\$]	73,46
Fracción de renovable [%]	1,39
Controlador	CC

Tabla 8.20: Combinación C - Caso 2 - Resumen de resultados

Variable	Valor
Combinación de recursos	C
TIR [%]	1,1
Payback [Años]	24,67
Carga no abastecida [kWh/Año]	34,1
Exceso de energía [kWh/Año]	0

### 8.6.4. Resultados de combinación de recursos D - Caso 2

Tabla 8.21: Combinación D - Caso 2 - Resumen de resultados

Variable	Valor
Combinación de recursos	D
Inversión inicial [MM\$]	15
Costos operacionales [MM\$]	28,1
NPC [MM\$]	378
COE [\$]	73,52
Fracción de renovable [%]	1,39
Controlador	LF

Tabla 8.22: Combinación D - Caso 2 - Resumen de resultados

Variable	Valor
Combinación de recursos	D
TIR [%]	1
Payback [Años]	24,69
Carga no abastecida [kWh/Año]	32,4
Exceso de energía [kWh/Año]	0

## 8.7. Resultados Caso N°3

El Caso N°3 corresponde a la micro-red con una planta fotovoltaica de 27 [kW] de potencia, para este análisis se consideraron los precios referenciales de mercado para los elementos presentes en la micro-red.

### 8.7.1. Resultados de combinación de recursos A - Caso 3

Tabla 8.23: Combinación A - Caso 3 - Resumen de resultados

Variable	Valor
Combinación de recursos	A
Inversión inicial [MM\$]	20,2
Costos operacionales [MM\$]	25,9
NPC [MM\$]	356
COE [\$]	69,13
Fracción de renovable [%]	10,3
Controlador	CC

Tabla 8.24: Combinación A - Caso 3 - Resumen de resultados

Variable	Valor
Combinación de recursos	A
TIR [%]	12,9
Payback [Años]	7,23
Carga no abastecida [kWh/Año]	108
Exceso de energía [kWh/Año]	0

### 8.7.2. Resultados de combinación de recursos B - Caso 3

Tabla 8.25: Combinación B - Caso 3 - Resumen de resultados

Variable	Valor
Combinación de recursos	B
Inversión inicial [MM\$]	20,7
Costos operacionales [MM\$]	25,9
NPC [MM\$]	356
COE [\$]	69,19
Fracción de renovable [%]	10,3
Controlador	LF

Tabla 8.26: Combinación B - Caso 3 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	B
TIR [%]	12,6
Payback [Años]	7,39
Carga no abastecida [kWh/Año]	107
Exceso de energía [kWh/Año]	0

### 8.7.3. Resultados de combinación de recursos C - Caso 3

Tabla 8.27: Combinación C - Caso 3 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	C
Inversión inicial [MM\$]	29,8
Costos operacionales [MM\$]	25,8
NPC [MM\$]	363
COE [\$]	70,58
Fracción de renovable [%]	10,3
Controlador	CC

Tabla 8.28: Combinación C - Caso 3 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	C
TIR [%]	8,1
Payback [Años]	10,79
Carga no abastecida [kWh/Año]	24,4
Exceso de energía [kWh/Año]	0

### 8.7.4. Resultados de combinación de recursos D - Caso 3

Tabla 8.29: Combinación D - Caso 3 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	D
Inversión inicial [MM\$]	30,2
Costos operacionales [MM\$]	25,8
NPC [MM\$]	364
COE [\$]	70,64
Fracción de renovable [%]	10,3
Controlador	LF

Tabla 8.30: Combinación D - Caso 3 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	D
TIR [%]	8
Payback [Años]	10,95
Carga no abastecida [kWh/Año]	22,7
Exceso de energía [kWh/Año]	0

## 8.8. Resultados Caso N°4

El Caso N°4 corresponde a la micro-red con una planta fotovoltaica de 3,6 [kW] de potencia, para este análisis se consideraron los precios referenciales de mercado para los elementos presentes en la micro-red.

### 8.8.1. Resultados de combinación de recursos A - Caso 4

Tabla 8.31: Combinación A - Caso 4 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	A
Inversión inicial [MM\$]	3,55
Costos operacionales [MM\$]	28,3
NPC [MM\$]	369
COE [\$]	71,7
Fracción de renovable [%]	1,39
Controlador	CC

Tabla 8.32: Combinación A - Caso 4 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	A
TIR [%]	10,2
Payback [Años]	8,52
Carga no abastecida [kWh/Año]	118
Exceso de energía [kWh/Año]	0

## 8.8.2. Resultados de combinación de recursos B - Caso 4

Tabla 8.33: Combinación B - Caso 4 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	B
Inversión inicial [MM\$]	3,99
Costos operacionales [MM\$]	28,3
NPC [MM\$]	369
COE [\$]	71,76
Fracción de renovable [%]	1,39
Controlador	CC

Tabla 8.34: Combinación B - Caso 4 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	B
TIR [%]	8,7
Payback [Años]	9,72
Carga no abastecida [kWh/Año]	116
Exceso de energía [kWh/Año]	0

## 8.8.3. Resultados de combinación de recursos C - Caso 4

Tabla 8.35: Combinación C - Caso 4 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	C
Inversión inicial [MM\$]	13,1
Costos operacionales [MM\$]	28,1
NPC [MM\$]	376
COE [\$]	73,15
Fracción de renovable [%]	1,39
Controlador	CC

Tabla 8.36: Combinación C - Caso 4 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	C
TIR [%]	1,8
Payback [Años]	24,5
Carga no abastecida [kWh/Año]	34,1
Exceso de energía [kWh/Año]	0



#### 8.8.4. Resultados de combinación de recursos D - Caso 4

Tabla 8.37: Combinación D - Caso 4 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	D
Inversión inicial [MM\$]	13,5
Costos operacionales [MM\$]	28,1
NPC [MM\$]	377
COE [\$]	73,21
Fracción de renovable [%]	1,39
Controlador	LF

Tabla 8.38: Combinación D - Caso 4 - Resumen de resultados

<b>Variable</b>	<b>Valor</b>
Combinación de recursos	D
TIR [%]	1,7
Payback [Años]	24,53
Carga no abastecida [kWh/Año]	32,4
Exceso de energía [kWh/Año]	0

# Capítulo 9

## Análisis de resultados

En el siguiente capítulo, se entregan los diferentes análisis a los resultados presentados en la capítulo anterior. Siempre teniendo en consideración el comportamiento del sistema y de los diferentes elementos involucrados, tanto en el aspecto técnico como económico. Señalar que, la naturaleza de las micro-redes hace que introducir elementos nuevos genere una amplia cantidad de escenarios que evaluar.

### 9.1. Curvas de demanda

#### 9.1.1. Naturaleza de la demanda

Para comenzar con la sección de análisis, debemos destacar el comportamiento de la demanda. Respecto al consumo variable, correspondiente a las instalaciones de iluminación, computación y climatización presentadas en la Figura 6.18, apreciamos un comportamiento típico de establecimientos universitarios, en particular para el Centro de Energía en la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

Se observa que, el periodo de menor consumo inicia en el mes de febrero con un valor promedio de 28 [kW], periodo en el cual la facultad se encuentra en receso académico y, por ende, los valores del consumo eléctrico disminuyen considerablemente. Posteriormente, se visualiza un incremento paulatino en la demanda, iniciando en marzo y finalizando en el mes de junio, esto se debe a que, si bien la actividad académica se mantiene de manera relativamente constante, salvo un pequeño aumento cercano al fin de semestre debido a las actividades académicas respectivas a este periodo, a partir de marzo hasta junio comienza la temporada de otoño, por ende, los consumos asociados a climatización sufren un aumento.

Pasando al segundo semestre, vemos nuevamente un mes con un valor de consumo reducido el cual corresponde al mes de julio, en este periodo de tiempo se presenta el segundo receso académico. El receso académico mencionado anteriormente tiene una duración menor al comentado durante el mes de febrero, es por esto que, si bien se tiene un proceso de receso, el valor de la demanda en el mes de julio es un tanto más elevado que durante el mes de febrero. Continuando con el comportamiento anual de la demanda, posterior al mes de de julio, podemos observar un aumento de la demanda

durante de agosto, periodo donde alcanza su valor peak igual a 76,59 [kW], esto debido a la temporada de invierno y, por ende, un aumento del consumo asociado a climatización. Respecto al consumo asociado a climatización, se podrían considerar fuentes térmicas un poco mas variadas, pudiendo incorporar un medio de generación térmico en base a gas natural, el cual puede ser obtenido mediante el uso de biodigestores.

Finalizando el periodo anual, vemos una disminución de la demanda hasta el mes de octubre, justificado debido a la temporada de primavera. Así, terminar de ver un aumento durante los últimos meses del año, debido al periodo de verano y a un aumento en los consumos de climatización dentro del establecimiento. Los consumos mensuales más elevados durante el periodo anual, por ejemplo Agosto y Noviembre, son variables sumamente importantes a tener en consideración. Ahora bien, dicho lo anterior, prestar atención a estos consumos robustece el dimensionamiento de las fuentes de generación y almacenamiento, para una correcta operación frente a imprevistos, como por ejemplo: Fallas en la red de distribución o un sobre consumo.

Es posible apreciar, de la distribución ilustrada en la Figura 6.18, que si bien el consumo de servidores se mantiene constante en el tiempo, la variación del resto del consumo se mueve en una banda mucho mas holgada, esto genera un desafío considerable para el control de la micro-red. Sin embargo, al conocer en parte el comportamiento de la demanda eléctrica, se puede generar una estrategia de control adecuada para el manejo de los recursos distribuidos en conjunto con las cargas eléctrica y posibles sistemas de almacenamientos.

Al visualizar el perfil de consumo diario, presentado en la Figura 5.1, notamos la presencia del consumo fijo de los servidores, equivalente a 15,79 [kW]. Este consumo es uno de los puntos claves para el dimensionamiento de la micro-red, ya que se debe asegurar la continuidad operacional de estos, haciendo que el dimensionamiento de los sistemas de respaldo se basen en torno a este consumo. Un posible aumento de este consumo fijo, incidiría directamente en el dimensionamiento de los sistemas de cogeneración y/o almacenamiento, encareciendo el costo de inversión inicial pero manteniendo la robustez de micro-red frente a imprevistos.

### **9.1.2. Día de mayor y menor consumo respecto a la generación renovable**

Al observar las Tablas 8.1 y 8.2, correspondientes a la comparación de los días de mayor y menor consumo respecto a la generación fotovoltaica para la fuente de 27 [kW], podemos ver que, la fracción de renovable en dichos periodos son de 2,9% y 85% respectivamente, valores presentados en las Tablas 8.1 y 8.2. Esto se entiende ya que, durante febrero, al tener un nivel de consumo menor (debido al receso académico mencionado anteriormente) y un alto nivel de radiación (debido al periodo de verano), la proporción de generación fotovoltaica debería aumentar. Por otro lado, durante agosto, periodo con el nivel de consumo más elevado, al encontrarnos en invierno la radiación

presente disminuye considerablemente, disminuyendo la fracción de renovable presente. Este caso en particular presenta un gran desafío, esto debido a la baja radiación solar presente y a los posibles sobre consumos que se puedan generar durante estos periodos de tiempo, haciendo que el desafío del abastecimiento energético del establecimiento aumente.

De lo anterior podemos observar como, si bien no es de forma continua durante el año, se alcanza un porcentaje de inserción renovable del 85 %, esto nos indica que la eventual habilitación de espacio adicional para la instalación de potencia extra mediante generación fotovoltaica u otra fuente renovable, llevaría a generar excedentes de energía por parte de la micro-red durante ciertas ventanas de tiempo, mejorando así la rentabilidad del proyecto.

Realizando el mismo análisis, pero con la fuente de generación fotovoltaica de potencia igual a 3,6 [kW], podemos ver un comportamiento similar, representado en las Figuras 8.7 y 8.8. Se tiene que la fracción de renovable para el día de mayor y menor consumo son de 0,39 % y 4,77 %, teniendo el comportamiento esperado, solo disminuyendo la magnitud debido a la capacidad de generación renovable instalada para este caso. Según lo presentado anteriormente, si bien este sistema de generación se encuentra más alejado de lograr generar excedentes, esto debido al bajo valor de potencia instalada, no deja de ser relevante para entornos de investigación que permitan analizar la interacción de la micro-red con el sistema de generación fotovoltaico.

## **9.2. Comportamiento de los sistemas de generación**

En la siguiente sección, se analizarán los comportamiento de las fuentes de generación durante el periodo anual y frente a una falla en la red de distribución. Esto con la finalidad de comprender como interactúan los diferentes medios de generación de energía y las cargas eléctricas dentro de la micro-red.

### **9.2.1. Generación fotovoltaica vs Red de distribución**

Como se aprecia en la Figuras 8.9 y 8.10, la generación renovable no logra tener una fracción de participación elevada de forma constante, si bien posee periodos de tiempo en donde su participación es elevada, estas instancias son bastante reducidas. Esto se debe a que, el proyecto de micro-red posee un limitante espacial para la instalación de la planta fotovoltaica y esto restringe el nivel de generación respecto a la demanda y, por ende, de la fracción renovable.

Analizando la fracción de renovable presente, tenemos que para la planta fotovoltaica de 27 [kW] se tiene una fracción renovable igual a 10,3 % durante el periodo anual, por otro lado, para las simulaciones realizadas con una planta fotovoltaica de 3,6 [kW] se obtiene una fracción renovable de 1,39 %, bastante menor al primer caso, evidentemente debido a la potencia renovable instalada. Para lograr una mayor participación de energía renovables dentro del establecimiento, se podría trabajar en la implementación de fuentes mediante Biomasa y/o estudiar la posibilidad de instalar un aerogenerador.

Para la incorporación de un aerogenerador se debe analizar previamente las curvas características de este e identificando si las velocidades del viento presentes son las idóneas

Se tiene por ende que el porcentaje de generación renovable respecto al consumo abastecido apenas supera el 10 %, siendo este porcentaje menor durante los periodos del año de mayor consumo debido a la baja radiación solar presente durante los meses de junio y agosto. Estos puntos de baja inserción, son los focos que se deberán atender para los casos off-grid y en donde el sistema no pueda compensar dicha demanda eléctrica, haciendo que el necesidad de aumentar la potencia instalada de respaldo y/o generación renovable se torne una prioridad.

### **9.2.2. Penetración renovable - Planta fotovoltaica 27 [kW] sin generador diésel**

Dentro de las simulaciones que se realizaron en HOMER, se consideró una falla en la red de distribución, esto para observar el comportamiento de los elementos involucrados durante dicho evento. Para esta sección se analizará el caso en donde la micro-red carece de un sistema de generación diésel, estando solamente el sistema de generación fotovoltaico presente en la micro-red. Al observar las Figuras 8.11 y 8.12, podemos apreciar la penetración de energía renovable en la parte superior y la carga eléctrica abastecida en el gráfico inferior. El día 26 de octubre a las 5AM se produce la falla en el sistema de distribución, modelada con una frecuencia de 0,84 eventos por año y una duración media para reparar de 3,42 [Hrs] (Información entregada por Enel y mostrada en la sección de consideraciones), se puede apreciar como en ambos gráficos la penetración renovable alcanza un 100 % durante este periodo. Lo anterior posee el comportamiento esperado, esto debido que la ausencia de alimentación por parte de la red, sumado a la alta demanda eléctrica respecto a la generación fotovoltaica presente, hace que el sistema de generación funcione al 100 % de su capacidad sin poseer otro medio de generación en paralelo.

Se debe prestar gran atención a este tipo de eventos, la participación renovable es elevada pero el aporte entregado es bastante ínfimo, esto habilita la posibilidad de quedar con consumos prioritarios sin abastecimiento, por ende la consideración de sistemas de respaldos se hace latente. Por otro lado, en caso de que el evento ocurriese durante el periodo nocturno se tendría una participación renovable nula lo que dejaría a la micro-red sin abastecimiento eléctrico dentro del establecimiento.

### **9.2.3. Penetración renovable - Planta fotovoltaica 27 [kW] con generador diésel**

A diferencia que para el caso analizado anteriormente, y considerando la misma falla en la red de distribución para observar el comportamiento de las componentes durante dicho evento, en este escenario se estudia el caso en donde la micro-red tiene la presencia de un sistema de generación diésel. Al observar las Figuras 8.13 y 8.14, podemos apreciar la penetración de energía renovable en la parte inferior y el comportamiento del generador diésel en la parte superior.

El día 26 de octubre a las 5AM se produce la falla en el sistema de distribución, modelada con una frecuencia de 0,84 eventos por año y una duración media para reparar de 3,42 [Hrs] igual que para el caso anterior, se puede apreciar como en ambos gráficos la penetración renovable difiere totalmente del 100 % alcanzado para el caso sin generador diésel. En este caso, la participación de la fuente renovable alcanza un valor cercano al 0,6 %, mientras que el generador diésel alcanza una participación del 99,4 % funcionando este a capacidad nominal (como será expuesto en el estudio de falla). Lo anterior posee el comportamiento esperado, esto debido a la diferencia de capacidades de cada fuente que, al operar de forma paralela frente a la falla en la red de distribución, la potencia instantánea entregada en el punto más crítico de la falla nos da evidencia de lo comentado. Se debe considerar que la utilización del sistema de cogeneración en este periodo de tiempo encarece los costos operacionales, haciendo evidente la necesidad de mantener un sistema de almacenamiento como medio complementario, siempre y cuando este pueda ser abastecido de carga durante el resto del periodo.

Ahora bien, si la falla ocurriese durante un periodo de tiempo en el que la radiación beneficiara la participación renovable y el consumo eléctrico demandado por el establecimiento fuera más reducido, se tendría un despacho de la generación renovable inicialmente, dejando al generador diésel funcionando a menor de su capacidad nominal y por ende teniendo un aporte menor generando una reducción de los costos operativos asociados a este.

#### **9.2.4. Comportamiento del sistema de almacenamiento y de generación diésel**

Continuando con los análisis de las fuentes de generación, procedemos a visualizar el comportamiento de la batería instalada y del sistema de generación diésel. Como podemos apreciar de la Figura 8.15, ambas fuentes de generación poseen un uso casi nulo en el tiempo, sin embargo, durante el momento de la falla en la red de distribución, ambas fuentes de generación proceden a realizar un aporte energético para abastecer parte de la demanda energética. Donde, inicialmente, se desea darle prioridad a las cargas que necesiten continuidad en el abastecimiento energético.

El comportamiento observado en la Figura 8.15 va de acuerdo a lo esperado, esto debido a que, los costos de operación del sistema de generación diésel por unidad de energía, respecto a los precios de la red de distribución para el consumo de energía, son bastante más elevados haciendo que el utilizar el generador diésel aumente los costos operacionales. Por otro lado, al no tener excedentes de energía fotovoltaica durante el periodo anual, las baterías no son cargadas y por ende al ser utilizadas no vuelven a restablecer su carga original.

### 9.3. Comportamiento de la micro-red frente a una falla en la red de distribución

En la siguiente sección se procede a analizar el comportamiento de la micro-red en conjunto con la distribución energética de los diferentes sistemas de generación frente a una falla en el sistema de distribución de Energía. Entender y estudiar como se comporta la micro-red frente a estas situaciones entrega una noción de como mejorar la topología de esta y así, asegurar su correcto funcionamiento. Se debe entender que el caso particular de estudio se encuentra conectado a la red eléctrica de distribución.

Para poder visualizar de forma pronunciada el efecto de la generación renovable frente al imprevisto propuesto, se estudiará el caso de la planta fotovoltaica de 27 [kW] en conjunto con el sistema de generación diésel y, adicionalmente, se visualizará un caso con el sistema de almacenamiento conectado a la micro-red.

Respecto al caso sin sistema de almacenamiento, es decir, solo considerando el sistema de generación fotovoltaico y el generador diésel conectados a la micro-red, se puede apreciar en la Figura 8.16 que la falla ocurre el día 26 de Octubre, esto se puede identificar debido al descenso abrupto de la alimentación de la red a las 5 AM para finalmente a las 6 AM tener un abastecimiento nulo. De forma simultánea al suceso, se procede a la activación del sistema de generación diésel entregando energía a la micro-red, teniendo un tiempo de respuesta bastante reducido como se aprecia en el gráfico.

Podemos observar como la carga abastecida desciende durante 1 hora, momento en el cuál el generador diésel alcanza los 28 [kW] correspondiente a su potencia nominal. Por otro lado, llegado este punto, la fuente renovable comienza a realizar su aporte energético, teniendo entonces la demanda abastecida un ascenso acorde a la curva de alimentación renovable. Llegado las 8 AM, el sistema de distribución comienza a recuperar su condición inicial, aumentando su abastecimiento mientras que paralelamente el generador diésel comienza a reducir su aporte energético y la generación fotovoltaica mantiene su comportamiento de acuerdo a su patrón de radiación. Finalmente, a las 9 AM el sistema de distribución vuelve a su modo normal de operación, el generador diésel finaliza su aporte energético y la generación fotovoltaica sigue su curva característica de generación. Se debe tener en consideración que la falla ocurre en un momento donde la participación de la fuente renovable, si bien es baja, no es nula, un caso crítico de abastecimiento sería durante el periodo nocturno donde se tendría un 0% de participación renovable y el generador diésel abastecería de forma completa la carga que le permita su capacidad nominal. Por otro lado, y como se menciona anteriormente, en caso de ocurrir la falla en una ventana horaria con alta incidencia de radiación, se tendría que la generación fotovoltaica aportaría un porcentaje más elevado haciendo que, en algunos casos, la generación diésel no llegase a su capacidad nominal de operación debido a la prioridad del sistema fotovoltaico en el despacho.

Respecto a la potencia instantánea en el punto crítico, es decir, cuando el sistema de distribución llega a un aporte nulo de energía hacia la micro-red, tenemos que el generador diésel alcanza su potencia nominal con un total de 28 [kW] lo que significa

un aporte del 99,4 % en dicho instante, mientras que el sistema de generación fotovoltaico, debido al horario de la falla, posee un aporte equivalente a 0,17 [kW] lo que se traduce en el 0,6 % restante. Como se comenta en el párrafo anterior, estos porcentajes de participación se verán afectados según el periodo en el que ocurra la falla, tanto en el día como en la hora específica.

De igual manera, al analizar el comportamiento frente a la misma falla pero añadiendo un sistema de almacenamiento tal y como se muestra en la Figura 8.17 y en la Tabla 8.6, se tiene que el sistema se comporta similar al caso mencionado anteriormente, sin embargo, como la demanda no es satisfecha en su totalidad significa que existe un aumento de penetración por parte de la fuente renovable, esto debido al aporte generado por el sistema de almacenamiento. Es decir, el generador diésel sigue aportando los 28 [kW] pero representando un 96,5 % mientras que la salida del inversor muestra una potencia instantánea de 1,01 [kW] equivalen a un aporte del 3,5 %.

## 9.4. Combinación de recursos

Pasando al análisis económico de la micro-red, como fue mencionado, se consideraron solamente los casos en los cuales la topología incluyera un sistema de generación fotovoltaico. Al enfocarse en los resúmenes de cada caso, representados desde la Tabla 8.7 a la Tabla 8.37, se aprecia que, considerando solamente los casos con generación fotovoltaica, la priorización económica es equivalente entre casos. En primer lugar, HOMER muestra la combinación de recursos A (Sistema de distribución + Generación fotovoltaica), posteriormente señala la combinación B la cuál incorpora un sistema de almacenamiento. En tercer lugar, HOMER nos muestra la combinación de recursos C, esta extrae el sistema de almacenamiento e incorpora el sistema de generación diésel y, finalmente, muestra la combinación de recursos D la cuál incluye tanto al sistema de generación diésel como el sistema de almacenamiento.

Para los Casos N°1 Y N°3 (Planta fotovoltaica de 27 [kW]), la incorporación del generador diésel implica un aumento del capital de inversión en un 35 % y 47,5 % respectivamente, sin significar esto una variación considerable en los costos de operación de cada sistema. Sin embargo, al realizar la incorporación del generador diésel, si se ve disminuida considerablemente la tasa interna de retorno (TIR) y aumentado el periodo de retorno (Payback), esto se puede observar en las Tablas 8.7, 8.8, 8.11 y 8.12 para el Caso N°1 y en las Tablas 8.23, 8.24, 8.27 y 8.28 para el Caso N°3. No obstante, la incorporación de elementos de respaldo son cruciales para la correcta operación del Centro de Energía como micro-red, buscando abastecer y mantener la continuidad operacional de las diferentes actividades prioritarias que se desempeñen dentro de las dependencias del establecimiento. Los costos

Para los Casos N°2 y N°4 (Planta fotovoltaica de 3,6 [kW]), la incorporación del generador diésel conlleva un aumento porcentual aún mayor de los capitales de inversión, incrementado un 192 % y 270 % respectivamente. Esto si bien, no genera un cambio considerable en los costos operacionales, si lo hace en la tasa interna de retorno (TIR) y en el periodo de retorno (Payback), en dónde HOMER señala ambos casos no via-



bles en el aspecto económico y omitiendo consideraciones especiales de continuidad de suministro que pudiesen modificar dicho comportamiento. Una particularidad es que el Caso N°3, es el único caso que posee un costo nivelado (COE) bajo los 70 [\$] para las combinaciones de recursos A y B, esto es utilizando los costos de mercado y, por ende, nos da a entender la importancia de buscar no solo proveedores que aseguren la calidad de los componentes, sino que también posea precios atractivos dentro del mercado. La incorporación de potencia fotovoltaica extra encarecería los costos de inversión pero repercutiría directamente en el costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida por el sistema (COE) impactando directamente en el costo actual neto debido al impacto considerable en los costos operacionales de la micro-red.

Respecto a las estrategias de despacho, por un lado tenemos la estrategia de Carga Cíclica CC (Cycle Charging), esta estrategia de despacho busca que siempre que un generador necesite abastecer a la carga primaria, opere a máxima capacidad haciendo que el excedente de generación alimente cargas de menor prioridad. Por otro lado, esta la estrategia de Seguimiento de Carga LF (Load Following), la cuál cada vez que opera un generador, este solo produce la energía suficiente para satisfacer la carga principal, dejando al excedente de energía renovable alimentar los sistemas de almacenamiento o cargas de menor prioridad.

Otra acotación importante, es el hecho de que no se genere un exceso de energía renovable para ningún periodo del año en ninguno de los casos. Esto va de la mano con lo mencionado anteriormente, el limitante espacial dentro de las dependencias del Centro de Energía limita el dimensionamiento de la generación fotovoltaica dentro de la micro-red. Sin embargo, como se observa en la Figura 8.6, la micro-red se encuentra próximo a la generación de excedentes energéticos en diferentes ventanas de tiempo, esto debe ser considerado para el flujo de ingreso mediante la inyección de excedentes a la red eléctrica.

# Capítulo 10

## Conclusiones y trabajo futuro

En el trabajo realizado, realizó el diseño la Ingeniería básica de una micro-red para ser empleada en el Edificio del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile. Para poder llevar adelante esto, se trabajó en una metodología basada en comprensión de las micro-redes, caracterización de recursos, dimensionamiento de componente para concretar mediante simulaciones en HOMER.

Una micro-red, no solo resulta beneficioso para fines sociales, sino que también para aspectos de investigación y académicos. Entendiendo la utilidad de esto, se logra plasmar la relevancia de integrar una micro-red dentro del establecimiento y poder comprender su naturaleza de mejor forma.

Se logró obtener una buena aproximación del comportamiento de la micro-red dada su tipología. Los aspectos económicos nos indican que resulta particularmente conveniente la integración de un sistema fotovoltaico para la implementación de la micro-red. La incorporación del sistema fotovoltaico en la micro-red conlleva una reducción de costos operacionales considerables, esto se debe a que durante diferentes periodos de tiempo en el día, el costo de energía percibido disminuye debido a la inyección de energía renovable. Por ende, elevar los costos de inversión deben ir de la mano con la reducción de costos operacionales.

El sistema responde de forma correcta frente a perturbaciones, pudiendo asegurar continuidad operacional a las cargas más relevantes, sin embargo la posibilidad de generar una carga desplazable podría mejorar la particularidad del caso de estudio considerablemente.

El limitante espacial se transforma en una variable sumamente relevante, se comprende la influencia que adquiere dentro de los resultados, pudiendo, en caso de poder ser aumentada, generar excedentes de energía que a su vez permitirían mantener un sistema de almacenamiento mayor y por consiguiente una reducción en los costos operacionales.

El comportamiento de la micro-red operando aislada de la red es un tema complejo, para dicho caso se debe considerar los diferentes limitantes técnicos, por ejemplo, el control de voltaje y frecuencia se transforma en un gran desafío, por ende, la incor-

poración de equipos que aporten inercia y permitan controlar niveles de tensión en el sistema adquiere otra connotación.

### **10.0.1. Trabajos futuros**

Para los trabajos futuros existen diferentes recomendaciones. Primero, para poder tener parámetros más cercanos y disminuir posibles errores en el cálculo, se hace necesario realizar mediciones en terreno y considerar diferentes periodos de tiempo, con diferentes actividades dentro del establecimiento para así adaptar la curva de demanda y radiación a un caso más realista.

Por otro lado, se debe realizar un estudio del crecimiento del consumo energético del centro de energía y de los cobros externos a la energía dentro del establecimiento. Debido a la no existencia de un medidor único se recomienda adaptar el crecimiento para un horizonte de proyecto basado en mediciones de la facultad.

Respecto a las UPS, su presencia como elemento de la micro-red puede permitir diferentes métodos de trabajo. Durante periodos de operación normales para la micro-red, estas pueden ser utilizadas como fuente de generación siendo cargadas por los sistemas de generación renovables presentes y siendo utilizadas durante los periodos punta. Por otro lado, durante fallas, estas pueden ser utilizadas como medio de respaldo para asegurar la operación de los elementos que necesiten conexión ininterrumpida durante su utilización, facilitando así la continuidad de proyectos que se puedan ir generando dentro del Edificio del Centro de Energía.

Analizar la posibilidad de utilizar superficie extra para la instalación del sistema de generación fotovoltaico apoyaría una futura operación de forma aislada y generaría nuevos desafíos en los casos de estudio. Al tener más capacidad de instalación fotovoltaica se puede producir la generación de excedentes de energía, esto va de la mano con la estrategia de despacho utilizada por HOMER, punto que se ve también afectado según las prioridades de alimentación para los sistemas de respaldo.

# Bibliografía

- [1] Crisis energética y cuidado del medio ambiente, Klaus Schmidt-Hebbel Profesor Titular Universidad Católica de Chile Klaus Schmidt-Hebbe *martes, 06 de noviembre de 2012*  
<http://www.economiaynegocios.cl/noticias/noticias.asp?id=102286>
- [2] Kannan, N., Vakeesan, D. (2016). Solar energy for future world: - A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62(C), p.p 1092-1105. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116301320>
- [3] Pribnow Manríquez, S. C. (2013). Análisis técnico-económico para la implementación de microredes eléctricas en Chile. <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/115612>
- [4] Lasseter, R. H. (2002, January). Microgrids. In 2002 IEEE Power Engineering Society Winter Meeting. Conference Proceedings (Cat. No. 02CH37309) (Vol. 1, pp. 305-308). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/985003/>
- [5] Micro Red de Huatacondo <http://centroenergia.cl/proyectos/proyectos-destacados/micro-red-huatacondo/#1455835557580-16984aae-3997>
- [6] Palma-Behnke, R., Ortiz, D., Reyes, L., Jimenez-Estevez, G., Garrido, N. (2011, July). A social SCADA approach for a renewable based microgrid—The Huatacondo project. In 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting (pp. 1-7). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6039749/>
- [7] Energía - El acceso a energía es esencial para poner fin a la pobreza. A nivel mundial, más de 1000 millones de personas viven sin electricidad, y otros 3000 millones utilizan combustibles contaminantes como leña u otra biomasa para cocinar o calefaccionar sus viviendas. <https://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview>
- [8] Gonzalez, R. M., Van Goch, T. A. J., Aslam, M. F., Blanch, A., Ribeiro, P. F. (2014, October). Microgrid design considerations for a smart-energy university campus. In IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, Europe (pp. 1-6). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7028743/>
- [9] University of Washington launches research phase of smart grid project *October 24, 2012* <https://www.washington.edu/news/2012/10/24/university-of-washington-launches-research-phase-of-smart-grid-project/>
- [10] Bracco, S., Delfino, F., Pampararo, F., Robba, M., Rossi, M. (2012, September). Economic and environmental performances quantification of the university of Genoa Smart Polygeneration Microgrid. In 2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON) (pp. 593-598). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/>

- [11] Flueck, A. J., Nguyen, C. P. (2010, July). Integrating renewable and distributed resources-IIT perfect power smart grid prototype. In IEEE PES General Meeting (pp. 1-4). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5589520/>
- [12] Tatro, R., Vadhva, S., Kaur, P., Shahpatel, N., Dixon, J., Alzanoon, K. (2010, August). Building to Grid (B2G) at the California smart grid center. In 2010 IEEE International Conference on Information Reuse Integration (pp. 382-387). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/5558902/>
- [13] Marnay, C., Chatzivasileiadis, S., Abbey, C., Iravani, R., Joos, G., Lombardi, P., ... von Appen, J. (2015, September). Microgrid evolution roadmap. In 2015 international symposium on smart electric distribution systems and technologies (EDST) (pp. 139-144). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7315197/>
- [14] Vandoorn, T. L., Vasquez, J. C., De Kooning, J., Guerrero, J. M., Vandevelde, L. (2013). Microgrids: Hierarchical control and an overview of the control and reserve management strategies. IEEE industrial electronics magazine, 7(4), 42-55. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6681994/>
- [15] Cardell, J., Tabors, R. (1997). Operation and control in a competitive market: distributed generation in a restructured industry. The Energy Journal, 18(Special Issue). <https://www.iaee.org/en/publications/ejarticle.aspx?id=1036>
- [16] IEEE P1547/D08. Draft Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems
- [17] Schweer, A., Tzschoppe, J. (1999). Impact of increasing contribution of dispersed generation on the power system, 98. <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/20003581>
- [18] Pareja Aparicio, M. (2009). Energía solar fotovoltaica: Cálculo de una instalación aislada. <http://dspacereva.conacyt.gov.py/xmlui-repo/handle/123456789/5736>
- [19] Olivares, D. E., Mehrizi-Sani, A., Etemadi, A. H., Cañizares, C. A., Iravani, R., Kazerani, M., ... Hatziargyriou, N. D. (2014). Trends in microgrid control. IEEE Transactions on smart grid, 5(4), 1905-1919. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6818494/>
- [20] Nikkhajoei, H., Lasseter, R. H. (2007, June). Microgrid protection. In 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting (pp. 1-6). IEEE. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/4275571/>
- [21] González Inostroza, P. E. (2018). Experiencia docente de protecciones para una micro-red basada en el estudio de funciones de sobre corriente y baja tensión. <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/151681>
- [22] Washom, B., Dilliot, J., Weil, D., Kleissl, J., Balac, N., Torre, W., Richter, C. (2013). Ivory tower of power: Microgrid implementation at the University of California, San Diego. IEEE power and energy magazine, 11(4), 28-32. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6544703/>
- [23] Sreedharan, P., Farbes, J., Cutter, E., Woo, C. K., Wang, J. (2016). Micro-

- grid and renewable generation integration: University of California, San Diego. Applied energy, 169, 709-720. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261916301763>
- [24] Inside the World's Most Advanced Microgrid: The University of California San Diego - 13 Nov 2018. <https://microgridnews.com/inside-the-worlds-most-advanced-microgrid-university-of-california-san-diego/>
- [25] Índice de precios de sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución comercializados en Chile 2020. [https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/factsheet\\_idp\\_fv\\_2020.pdf](https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/factsheet_idp_fv_2020.pdf)
- [26] Panel Solar LONGI LR6-60PB  
<https://www.solaris-shop.com/longi-solar-himo1-lr6-60pb-305m-305w-mono-solar-panel>
- [27] ABB TRIO-27.6-TL-OUTD-S2X-400  
<https://www.solartopstore.com/products/abb-trio-27-6-tl-outd-s2x-400>
- [28] Dolar Observado 2020 - SII  
[https://www.sii.cl/valores\\_y\\_fechas/dolar/dolar2020.htm](https://www.sii.cl/valores_y_fechas/dolar/dolar2020.htm)
- [29] Conversión Euro a CLP Promedio 2020  
<https://cambio.today/historico/euro/peso-chileno/>
- [30] ABB UNO-DM-4.6-TL-PLUS-B-Q  
<https://www.solartopstore.com/collections/abb/products/abb-uno-dm-4-6-tl-plus-b-q>
- [31] Tarifas Vigentes Enel 2021  
<https://www.enel.cl/es/clientes/informacion-util/tarifas-y-reglamentos/tarifas.html>
- [32] Información en Línea de Precios de Combustibles en Estaciones de Servicio  
<http://www.bencinaenlinea.cl/web2/buscador.php?region=7>
- [33] 28kW Kohler Unboundsolar  
<https://unboundsolar.com/1894150/unbound-solar/generators/28kw-kohler-off-grid-generator-package>
- [34] OPEN POWER FOR A BRIGHTER FUTURE. MEMORIA ANUAL 2020 - ENEL DISTRIBUCIÓN pp. 98  
<https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/inversionistas/enel-distribucion-chile/reportes/memorias/2020/Memoria-Enel-Dx-2020.pdf>
- [35] Solaris pro - Baterías Trojan SAGM 12 205  
<https://www.solaris-shop.com/trojan-sagm-12-205-solar-agm-12v-205ah-battery/>
- [36] EL 7045 MICRO-REDES Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA TAREA 2: DISEÑO DE UNA MICRO-RED PARA EL CAMPUS BEAUCHEF, FCFM, U-CHILE.
- [37] IPC de Chile Datos Macro  
<https://datosmacro.expansion.com/ipc-paises/chile>

- [38] Rodríguez Ruz, F. (2017).Análisis de incentivos a la energía solar en una ciudad utilizando modelos de proyección de energía., p.p 15. <http://repositorio.uchile.cl/handle/2250/145397>